

DELIBERATION N° 2023-136

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2023 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB et sur le montant de la compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux en application de l'article D.341-11-1 du code de l'énergie

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 6 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 janvier 2021 (ci-après « la Délibération tarifaire »).

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce, d'une part, que « [l]a Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité » et, d'autre part, qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs ».

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1^{er} août 2023. Les principaux faits marquants sont les suivants :

- le niveau moyen du TURPE 6 HTB augmente de 6,69 % au 1^{er} août 2023, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTB, résultant de :
 - o la prise en compte de l'inflation pour + 4,20 % ;
 - o le coefficient d'indexation annuelle automatique de 0,49 % ;
 - o la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) soit + 2,00 %. Le CRCP permet de protéger RTE, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables.
- la crise d'approvisionnement inédite sur les marchés de l'énergie s'est traduite en 2022 par des écarts importants entre le prévisionnel et le réalisé sur certains postes de charges et de recettes constituant un excédent important à verser aux utilisateurs de réseau (1 939 M€). À la suite de la délibération de la CRE du 8 décembre 2022¹ et de la délibération de la CRE du 31 janvier 2023², cet excédent a été reversé de manière anticipée aux utilisateurs du réseau public de transport d'électricité début 2023. Pour rappel, cet excédent est composé des postes suivants :
 - o les recettes d'interconnexion qui sont supérieures aux prévisions (+ 2 231 M€) du fait de différentiels de prix plus élevés que prévu sur l'ensemble des frontières ;

¹ Délibération n° 2022-323 de la CRE du 8 décembre 2022 portant décision relative à la mise en œuvre d'un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de RTE

² Délibération n° 2023-50 de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision relative à la fixation du montant total du versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de RTE

- les coûts liés à la constitution des réserves d'équilibrage qui sont supérieurs aux prévisions (- 201 M€) du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité ;
- les charges relatives aux congestions nationales et internationales qui sont supérieures aux prévisions (- 157 M€) ;
- les charges relatives à la compensation des pertes électriques sur le réseau qui sont inférieures à la prévision (+ 64 M€).

Les écarts sur ces postes ne sont donc pas intégrés dans le CRCP.

- les recettes tarifaires de RTE sont inférieures de 189 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles en raison d'un effet volume, lié à une diminution de l'énergie injectée par rapport aux prévisions (90 TWh injectés en moins), d'un climat doux se traduisant par des quantités soutirées inférieures aux prévisions (7 TWh soutirés en moins) et d'un abattement électro-intensif versé aux consommateurs éligibles plus élevé que prévu dans la Délibération tarifaire. Conformément aux dispositions de la Délibération tarifaire, le déficit de recettes sera rendu à RTE via le CRCP.

Par ailleurs, l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie 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* ».

La présente délibération a également pour objet de fixer le montant de la compensation qui couvre les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour l'année 2022 en application des dispositions de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie. Cette compensation s'élève à 1 629 k€.

SOMMAIRE

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB.....	4
2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTB AU 1^{ER} AOUT 2023.....	4
2.1 SOLDE DU CRCP DE RTE AU 1 ^{ER} JANVIER 2023	4
2.1.1 Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022	4
2.1.2 Ecart entre les montant réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2022	5
2.1.2.1 Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022	5
2.1.2.2 Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2022.....	6
2.1.3 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2023	6
2.2 PARAMETRES D'EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE TURPE 6 HTB AU 1 ^{ER} AOUT 2023	7
2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation.....	7
2.2.2 Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire	7
2.2.3 Coefficient k_{2023} en vue de l'apurement du solde du CRCP	7
2.3 EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTB AU 1 ^{ER} AOUT 2023.....	7
3. COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX (SER)	8
DECISION DE LA CRE	9
ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2022	10
POSTES DE CHARGES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2022	11
POSTES DE RECETTES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2022.....	17
INCITATIONS FINANCIERES AU TITRE DE REGULATIONS INCITATIVES PORTANT SUR L'ANNEE 2022.....	19
ANNEXE 2 : COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX	24
ANNEXE 3 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2023.....	27
ANNEXE 4 : BILAN DE LA QUALITE DE SERVICE DE RTE POUR L'ANNEE 2022	32
TABLEAU RECAPITULATIF DE LA QUALITE DE SERVICE DE RTE	32
TABLEAU RECAPITULATIF DE LA PUBLICATION DES DONNEES DE RTE	34

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la Délibération tarifaire. Ces tarifs sont conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit à son paragraphe 2.2.2 une évolution mécanique du niveau des grilles tarifaires de RTE au 1^{er} août de chaque année. Cette évolution s'applique aux grilles tarifaires en vigueur, hors composante annuelle d'injection, qui reste figée sur toute la période tarifaire, et hors composante de soutirage, pour laquelle l'évolution s'applique aux grilles tarifaires de référence de l'année 2023. Chaque année *N*, le coefficient d'évolution annuelle est défini comme la somme de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac, d'un facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire fixé par la CRE dans la Délibération tarifaire et d'un facteur d'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Le coefficient d'évolution annuelle de l'année *N* est défini comme :

$$Z_N = IPC_N + X + K_N$$

- *Z_N* : coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août de l'année *N*, arrondi au centième de pourcent le plus proche ;
- *IPC_N* : le taux d'inflation prévisionnel pour l'année *N* pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année *N* ;
- *X* : coefficient d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixé par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à 0,49 % ;
- *K_N* : coefficient d'évolution de la grille tarifaire provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre -2 % et +2 %.

2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTB AU 1^{ER} AOUT 2023

2.1 Solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2023

Le solde du CRCP au 31 décembre 2022 est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022, détaillé au point 2.1.1 ;
- et de la différence, au titre de l'année 2022, entre :
 - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini dans l'annexe 1 de la Délibération tarifaire, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation (voir point 2.1.2.1) ;
 - 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 (voir point 2.1.2.2).

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2022 au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

2.1.1 Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022

Le solde prévisionnel du CRCP de RTE au 31 décembre 2022 est égal à la somme du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2022 et la différence au titre de l'année 2022 entre (i) le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et (ii) les recettes prévisionnelles retenues dans la Délibération tarifaire, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Il s'élève à -77 M€₂₀₂₂ et se décompose de la manière suivante :

Tableau 1 : Montant du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022	
Composantes du CRCP total à apurer au 1 ^{er} août 2023	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2022 [A]	- 215,3 M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2022 [B]	4 455,1 M€ ₂₀₂₂
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2022 [C]	4 316,8 M€ ₂₀₂₂
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022 [A]+([B]-[C])	- 77,0 M€₂₀₂₂



2.1.2 Ecart entre les montant réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2022

2.1.2.1 Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022

Le revenu autorisé définitif au titre de 2022 s'élève à 2 464,5 M€ dont un bonus global de 2,5 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative des coûts unitaire de la gestion des actifs, de la maîtrise des coûts des grands projets de réseaux et des projets d'interconnexion.

Ce revenu autorisé définitif est inférieur de 1 990,6 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la délibération TURPE 6 HTB révisé de l'inflation réalisé (4 455,1 M€).

Charges et recettes permettant de déterminer le niveau de revenu autorisé définitif

L'écart entre le revenu autorisé définitif et le montant prévisionnel révisé de l'inflation s'explique notamment par :

- les recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité) supérieures au prévisionnel (+ 2 230,7 M€) ;
- les charges relatives à la constitution des réserves d'équilibrage supérieures au prévisionnel (+ 201,1 M€) ;
- les charges relatives aux congestions nationales et internationales supérieures au prévisionnel (+ 156,6 M€) ;
- les charges relatives aux pertes inférieures au prévisionnel (- 63,9 M€) ;
- les charges de capital normatives non incitées inférieures au prévisionnel (- 10,7 M€).

Les montants et explications poste à poste sont détaillés en annexe 1.

Régulation incitative

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative³ génèrent en 2022 un bonus global de 2,5 M€ pour RTE, qui se décompose comme :

- un bonus de 3,3 M€ au titre de la régulation incitative des coûts unitaires de la gestion des actifs qui représente la compensation de 50 % des surcoûts constatés par RTE en 2022 pour les politiques « mise en peinture des pylônes » et « réhabilitation des transformateurs de puissance » ;
- un malus de 0,9 M€ au titre de la régulation incitative des dépenses d'investissements sur les grands projets de réseaux, le budget réalisé du projet Avelin Avelgem étant supérieur à la bande de neutralité du budget cible fixé par la CRE ;
- un bonus de 0,1 M€ au titre de la régulation incitative sur les projets d'interconnexion résultant du cumul, pour le projet IFA2, de la prime fixe (2,2 M€) et des pénalités variables (- 1,6 M€ sur le coût de réalisation et - 0,5 M€ sur le taux d'utilisation).

La bonne performance de RTE sur la qualité d'alimentation ne génère pas de pénalité pour RTE au titre de la régulation incitative de l'année 2022.

L'ensemble de ces résultats est détaillé et analysé en annexe 1.

Enfin, la régulation incitative de la qualité de service n'est pas incitée financièrement pour l'année 2022. La CRE note les évolutions suivantes en 2022 :

- une dégradation du respect des délais et des coûts indiqués dans la proposition technique et financière (PTF) et dans la convention de raccordement, pour laquelle RTE n'a pas fourni d'éléments explicatifs satisfaisants. Par conséquent, la CRE demande à RTE d'engager des travaux qui permettront d'établir un bilan précis des évolutions de ces indicateurs de raccordement à l'occasion du bilan qui lui sera transmis l'année prochaine ;
- une dégradation du taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE (portail du mécanisme d'ajustement), en raison d'incidents techniques ;
- une baisse de la performance de RTE sur le traitement des réclamations ;
- une nette amélioration de la performance de RTE sur les interventions de dépannage sur compteurs.

Les résultats des indicateurs de suivi de la qualité de service font l'objet d'une analyse détaillée en annexe 4.

³ Hors incitations relatives aux coûts d'achats des pertes et aux coûts de constitution des réserves d'équilibrage

2.1.2.2 Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2022

Recettes tarifaires perçues

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2022 s'établissent à 2 188,7 M€ et sont inférieures de 2 128 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles (4 316,8 M€). Cet écart s'explique par :

- le reversement anticipé d'une partie de l'excédent de RTE (- 1 939 M€) versé aux utilisateurs du réseau public de transport d'électricité début 2023 qui a été provisionné en moindre recette sur l'année 2022 ; le versement ayant eu lieu début 2023, la CRE retient une actualisation mensualisée au taux annuel de 1,7 % appliquée à la trésorerie issue des postes de charges et de recettes concernés par ce versement anticipé, soit un montant total de 10 M€ à déduire au solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 ;
- des recettes d'injection inférieures au prévisionnel (- 21 M€), dues à un effet volume (- 90 TWh de volumes injectés) ;
- des recettes de soutirage (puissance souscrite, énergie soutirée et dépassement) inférieures au prévisionnel (-168 M€), expliquées par :
 - o l'aléa climatique (- 133 M€), le climat particulièrement chaud de 2022 a réduit les soutirages (- 7 TWh) et les dépassements de puissance souscrite ;
 - o un abattement électro-intensif en application du décret du 10 avril 2021⁴ plus élevé que prévu (- 54 M€) ;
 - o des recettes de soutirage plus élevées hors aléa climatique résultant de deux effets contraires (+ 19 M€) :
 - les soutirages des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ont été plus élevés que prévu (hors aléa climatique, + 2 TWh) malgré la baisse de la consommation en enregistrée au second semestre 2022, notamment en raison du développement plus lent que prévu des énergies renouvelables sur le réseau HTA,
 - l'effet a été partiellement compensé par le recul des soutirages des clients industriels et par des niveaux moyens de puissance souscrites inférieurs aux prévisions (88,3 GW contre 90,6 GW prévus).

2.1.3 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023

Le solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2023 s'élève donc à 51,5 M€₂₀₂₃, à restituer à RTE et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP total à apurer au 1 ^{er} août 2023	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022 [A]	- 77,0 M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 [B]	2 464,5 M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2022 [B']	4 455,1 M€ ₂₀₂₂
Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2022 [C]	2 188,7 M€ ₂₀₂₂
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2022 [C']	4 316,8 M€ ₂₀₂₂
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 [A] + ([B]-[B']) - ([C]-[C'])	60,5 M€₂₀₂₂
Actualisation au taux de 1,7 %	1,0 M€
Actualisation du reversement anticipé	- 10,0 M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023	51,5 M€₂₀₂₃

Le tableau ci-dessous représente le montant du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 retraité des effets exceptionnels de l'année 2022 déjà traités dans le cadre du reversement anticipé début 2023.

⁴ Décret n° 2021-420 du 10 avril 2021 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux dispositions relative à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité



Tableau 3 : Montant du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 retraité de l'effet du reversement anticipé

Composantes du CRCP total à apurer au 1 ^{er} août 2023	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022 [A]	-77,0 M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 retraité du reversement anticipé [B]	4 403,8M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2022 [B']	4 455,1 M€ ₂₀₂₂
Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2022 retraitées du reversement anticipé [C]	4 128,0 M€ ₂₀₂₂
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2022 [C']	4 316,8 M€ ₂₀₂₂
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 [A] + ([B]-[B']) - ([C]-[C'])	60,5 M€₂₀₂₂
Actualisation au taux de 1,7 %	1,0 M€
Actualisation du reversement anticipé	-10,0 M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023	51,5 M€₂₀₂₃

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 s'explique par la différence entre les recettes tarifaires retraitées et les recettes tarifaires prévisionnelles (- 188,8 M€) ainsi que la différence entre le revenu autorisé définitif retraité et le revenu autorisé prévisionnel (- 51,3 M€) auquel s'ajoute le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022 (- 77 M€).

2.2 Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTB au 1^{er} août 2023

2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation

L'indice des prix à la consommation (IPC) hors tabac, qui correspond au taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2023 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2023 est égal à 4,2 %. Pour rappel, la prévision de l'IPC dans la Délibération tarifaire du 21 janvier 2021 était de 1,20 % pour l'année 2023.

2.2.2 Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire

Le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X a été fixé dans la Délibération tarifaire à 0,49 % par an.

2.2.3 Coefficient k₂₀₂₃ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2023 prend en compte un coefficient k qui vise notamment à apurer, d'ici au 31 juillet 2024, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2023. Le coefficient k est plafonné à plus ou moins 2 %.

La détermination du coefficient k nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier 2023 au 31 juillet 2024. Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles résultant de l'application de grilles tarifaires obtenues en recalculant les évolutions annuelles à compter de 2021 avec des coefficients d'apurement k nuls.

Le coefficient nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 s'élève à 4,93 %. Ce chiffre atteint le plafonnement défini dans la Délibération tarifaire, le coefficient k₂₀₂₂ est donc fixé à 2,0 %.

2.3 Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1^{er} août 2023

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire de RTE au 1^{er} août 2023 est égale à :

$$Z_{2023} = IPC_{2023} + X + k_{2023} = 6,69 \%$$

où $IPC_{2023} = 4,20 \%$, $X = 0,49\%$ et $k_{2023} = 2,00 \%$.

3. COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX (SER)

L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

L'alinéa 2 de cet article prévoit que « [l]e niveau des tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité prend en compte la réduction mentionnée au premier alinéa dès son entrée en vigueur, afin de compenser sans délai la perte de recettes qu'elle entraîne pour les gestionnaires de réseau concernés ».

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie 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 février 2023, SER a transmis à la CRE les éléments nécessaires à la fixation du montant de la compensation au titre de l'année 2022 pour les deux sites électro-intensifs raccordés à son réseau pouvant en bénéficier.

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2022 s'élèvent à 1 629 k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2023.

Les détails du calcul du montant de la compensation à verser à SER sont précisés dans l'annexe 2.

La compensation versée par RTE constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2023⁵.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2023.

⁵ Puisqu'elle sera versée par RTE à SER en 2023.

DECISION DE LA CRE

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 6 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2021, en application de la délibération n° 2021-12 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (« Délibération tarifaire »).

En application des modalités prévues par les tarifs TURPE 6 HTB, l'évolution annuelle du TURPE 6 HTB s'élève à 6,69 % au 1^{er} août 2023 en application de la formule définie dans la Délibération tarifaire, soit :

$$Z_{2023} = IPC_{2023} + X + K_{2023} = 4,20 \% + 0,49 \% + 2,00 \% = 6,69 \%$$

Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 3 de la présente délibération. Ils entrent en vigueur le 1^{er} août 2023. Le montant de la compensation couvrant les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour l'année 2022 au titre de l'abattement pour les électro-intensifs s'établit à 1 629 k€.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et publiée sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 31 mai 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2022

Le tableau ci-après présente le revenu autorisé définitif pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2022. Il indique également, pour information, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération n° 2021-12 de la CRE du 21 janvier 2021 (« Délibération tarifaire ») révisé de l'inflation et l'écart entre le revenu autorisé définitif et ce montant prévisionnel.

La convention de signe de ce tableau est la suivante : un montant positif représente un montant à couvrir par le tarif, tel qu'une charge ou une prime pour RTE ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges couvertes par le tarif au titre du CRCP, tel qu'un produit ou une pénalité pour RTE.

Tableau 1.1 : Revenu autorisé calculé définitif

Montants au titre de l'année 2022 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé définitif [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTB révisés de l'inflation [B]	Ecart [A]-[B]
Charges			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (hors coûts échoués)	2228,0	2228,0	-
Charges de capital incitées "hors réseaux" hors Lille et Marseille	207,0	207,0	-
Charges de capital non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille)	1531,4	1542,1	-10,7
Charges relatives à la compensation des pertes	454,5	518,4	-63,9
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage	394,9	193,8	201,1
Coûts de congestions nationales et internationales	185,9	29,4	156,6
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	62,6	73,8	-11,2
Coûts échoués récurrents (Valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)	29,8	29,8	-
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 9 M€	0,0	0,0	-
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE	-	-	-
Solde éventuel restant sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification	-17,1	-	-17,1
Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux	-	-	-
Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer	-	-	-
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	-	-	-
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des services système tension et l'éventuelle mise à jour	-	-	-
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des réserves d'équilibrage et l'éventuelle mise à jour	-	-	-
Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (lissage temporel)	17,0	17,0	-



Recettes			
Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)	-2590,9	-360	-2230,7
Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre GRT	1,7	-0,2	1,9
Abattement et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension	-15,4	-14	-1,1
Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage	-28,6	-11	-17,4,
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	-0,4	-	-0,4
Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées	-	-	-
Incitations financières			
Régulation incitative sur le coût unitaire de la gestion des actifs	3,3	-	3,3
Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement des grands projets de réseaux	-0,9	-	-0,9
Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets	0,0	-	0,0
Incitations financières au développement des projets d'interconnexion	0,1	-	0,1
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	0,0	-	0,0
Régulation incitative sur la mise à disposition des données (qualité et délais)	0,0	-	0,0
Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (actions prioritaires)	0,0	-	0,0
Apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTB	1,5	1,5	-
Total du revenu autorisé définitif	2 464,5,8	4 455,1	-1 990,6

Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022

a) Charges nettes d'exploitation incitées (hors coûts échoués)

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif pour l'année 2022 est égal à 2 228,0 M€, soit :

- la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 2 116,1 M€ ;
- divisée par le cumul de l'inflation prévisionnelle entre 2019 et l'année N (1,80 %) ;
- multipliée par le cumul de l'inflation réalisée entre 2019 et l'année N (7,19 %).

b) Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » (hors projets de Lille et Marseille)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est égal à la valeur de référence définie dans la délibération tarifaire, soit 207,0 M€.

c) Charges de capital normatives non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille)

Les charges de capital normatives non incitées s'élèvent en 2022 à 1531,4 M€, en retrait par rapport à la délibération tarifaire de 10,7 M€, principalement en raison du report de la mise en service de certains projets et notamment celui de l'interconnexion Savoie-Piémont.



d) Charges relatives à la compensation des pertes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est égal à la somme :

1. des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE en 2022, soit 454,3 M€.

Ce montant correspond à un écart de - 64,1 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération tarifaire (518,4 M€). Cet écart résulte d'un effet volume, le volume des pertes constaté sur le réseau public de transport (RPT) étant de 10,08 TWh, inférieur au volume anticipé (10,9 TWh) en lien avec :

- la baisse de consommation (hors effet thermosensibilité) sur les derniers mois de l'année ;
- le retard de mise en service ou l'indisponibilité de certains ouvrages de réseau ;
- la faible disponibilité du parc nucléaire français qui induit une diminution des exports et des flux nationaux.

Il est à noter que ce montant inclut un retraitement comptable de - 10 M€⁶.

2. et, dans la limite de plus ou moins 15 M€, la somme des incitations à la maîtrise du volume et du prix d'achat des pertes sur le RPT en 2022, ainsi que la correction des incitations à la maîtrise du volume des pertes sur le RPT en 2021 et à la maîtrise du prix d'achat des pertes en 2021.

S'agissant du montant (provisoire) de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2022

- le volume des pertes estimé en 2022 est de 10,08 TWh pour un total d'injections physiques sur le RPT de 438,16 TWh, soit un taux de pertes de 2,30 % ;
- le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération tarifaire à 2,2 % du total des injections physique sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2022 est de 9,64 TWh ;
- le volume des pertes supportées par RTE en 2022 étant supérieur au volume de référence, RTE supporte une pénalité (provisoire) de - 4,17 M€ ;
- cette incitation provisoire sera corrigée en 2024 au terme de la consolidation des données de comptage.

S'agissant du montant de la régularisation de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2021

- l'incitation octroyée en 2022 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du volume des pertes de l'année 2021 était de - 4,0 M€ en considérant que :
 - le volume de pertes 2021 était estimé à 11,18 TWh ;
 - le total d'injections physiques 2021 sur le RPT était estimé à 489,65 TWh ;
 - le prix de référence 2021 était estimé à 49,09 €/MWh.
- au terme de la consolidation des données de comptage, le montant définitif de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2021 s'établit à - 4,09 M€⁷ en considérant que :
 - le volume de pertes 2021 s'établit à 11,19 TWh ;
 - le total d'injections physiques 2021 sur le RPT s'établit à 489,67 TWh. Le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération tarifaire à 2,2 % du total des injections physiques sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2021 s'établit à 10,77 TWh ;
 - le prix de référence 2021 s'établit à 49,27 €/MWh.
- en conséquence, la pénalité calculée initialement est augmentée de 0,13 M€ et imputée à RTE au titre de la mise en œuvre du dispositif incitatif à la maîtrise du volume de pertes au titre de l'année 2021.

⁶ Ce montant correspond à la somme des retraitements externes aux comptes rattachés aux « achats des pertes » (notamment la neutralisation de la provision d'un rachat de capacité pour l'Année de Livraison 2022 à la suite de plusieurs avaries sur les interconnexions IFA2000 et IFA2 lors du 1^{er} trimestre 2022, pour un total de 10,2 M€).

⁷ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2021} - Volume_{constaté,2021}) * Prix_{référence,2021}

S'agissant du montant (provisoire) de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2022

- le prix d'achat des pertes de RTE s'établit à 44,65 €/MWh ;
- les modalités de calcul du prix d'achat des pertes de référence sont définies dans une annexe confidentielle de la délibération TURPE 6 HTB ; le prix d'achat des pertes de référence, calculé selon ces modalités, s'établit à 46,91 €/MWh ;
- le volume de pertes estimé en 2022 est de 10,17 TWh ;
- RTE supporte donc un bonus (provisoire) de 4,59 M€ ;
- cette incitation provisoire sera corrigée en 2024 au terme de la consolidation des données de comptage.

S'agissant du montant de la régularisation de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2021

- l'incitation octroyée en 2022 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du prix d'achat des pertes de l'année 2021 était de -1,6 M€ en considérant que :
 - le volume des pertes 2021 était estimé à 11,22 TWh ;
 - le prix moyen d'achat des pertes 2021 de RTE était estimé à 49,81 €/MWh ;
 - le prix d'achat des pertes de référence pour 2021 était estimé à 49,09 €/MWh.
- au terme de la consolidation des données de comptage et de la prise en compte des derniers achats de garanties de capacité, le montant définitif de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes au titre de l'année 2021 s'établit à - 1,66 M€⁸ en considérant que :
 - le volume de pertes 2021 s'établit à 11,18 TWh ;
 - le prix moyen d'achat des pertes 2021 de RTE s'établit à 50,01 €/MWh ;
 - le prix d'achat des pertes de référence 2021 s'établit à 49,27 €/MWh.
- en conséquence, la pénalité calculée initialement est augmentée de 0,03 M€ et imputée à RTE au titre de la mise en œuvre du dispositif incitatif à la maîtrise du prix d'achat de pertes au titre de l'année 2021.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est de 454,51 M€ (dont 0,26 M€ de primes globales).

e) Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme :

- des charges d'exploitation liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage effectivement constatées en 2022, soit 392,8 M€ ;
- et, dans la limite de plus ou moins 15 M€, de 20% de l'écart entre les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges réalisés en 2022 et les volumes de référence définis dans la délibération du 6 janvier 2022⁹, valorisés à un surcoût prévisionnel par rapport au prix marginal d'équilibrage.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est de 394,9 M€.

Ce montant tient compte des charges réelles supportées par RTE au titre des différents types de réserves (392,8 M€) ainsi que du montant de l'incitation octroyée à RTE (+ 2,1 M€).

⁸ Incitation (M€) = 20 % * (Prix_{référence,2021} - Prix_{constaté 2021}) * Volume_{constaté 2021}

⁹ Délibération n°2022-01 de la CRE du 6 janvier 2022 relative à la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage de RTE pour l'année 2022

Ecart par rapport à la trajectoire tarifaire

Tableau 1.2 : Montants prévisionnels pris en compte dans l'équilibre tarifaire et calcul de l'incitation portant sur les charges de réserves d'équilibrage de RTE au titre de l'année 2022

En M€	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTB	Montants réalisés 2022	Ecart
Réserve primaire	57,5	87,6	30,1
Réserve secondaire	104,0	103,5	-0,5
Réserves rapide et complémentaire	9,0	22,8	13,8
Services système fréquence reconstitués	18,4	158,7	140,3
Marges reconstituées	3,0	20,3	17,3
Produit Fréquence	2,0	0,0	-2,0
Total	193,8	392,8	199,0

Au titre de l'année 2022, l'écart entre les charges prévisionnelles et effectivement constatées s'élève donc à 199 M€. Les écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées concernent principalement les coûts des ajustements pour reconstitution des services système, mais également les coûts de contractualisation des réserves primaire, rapide et complémentaire, ainsi que les coûts d'ajustement pour reconstitution des marges.

La hausse des coûts des ajustements pour reconstitution des services système, supérieurs de 140,3 M€ à la trajectoire tarifaire, est due principalement à un effet prix, ceux-ci étant plus de deux fois plus élevés qu'en 2021 (212 €/MWh en 2022, contre 82 €/MWh en 2021), en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité.

La hausse des coûts de constitution de la réserve primaire, supérieurs de 30,1 M€ à la trajectoire tarifaire, s'explique par un effet prix. Le prix moyen issu des appels d'offres est de 20 €/MW.h, contre 13 €/MW.h retenu dans la Délibération tarifaire, en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité.

La hausse des coûts d'ajustement pour reconstitution des marges, supérieurs de 17,3 M€ par rapport à la trajectoire, s'explique par un effet volume lié à la révision des règles MA-RE en avril 2021 (les ajustements activés avant la fenêtre opérationnelle sont désormais comptabilisés comme des ajustements pour cause de reconstitution des marges).

La hausse des coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, supérieurs de 13,8 M€ à la trajectoire tarifaire, est due à un effet prix sur les appels d'offres journaliers, en particulier au cours de journées de forte tension sur l'équilibre offre-demande.

Incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges

En application de la délibération du 6 janvier 2022, le calcul du montant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges au titre de l'année 2022 est égal à 20 % de l'écart entre les volumes réalisés en 2022 et les volumes de référence, valorisés à un surcoût prévisionnel par rapport au prix marginal d'équilibrage, dans la limite de +/- 15 M€.

Le montant définitif de l'incitation à la maîtrise volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges au titre de l'année 2022 s'établit à 2,1 M€ en considérant que :

- s'agissant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système, le montant du dispositif relatif à la maîtrise du volume au titre de l'année 2022 s'établit à - 1,35 M€¹⁰ en considérant que :
 - le volume constaté 2022 s'établit à 747 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2022 s'établit à 554 GWh ;
 - le surcoût de référence pour l'année 2022 est de 35 €/MWh ;
- s'agissant de l'incitation sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des marges, le montant du dispositif relatif à la maîtrise du volume au titre de l'année 2022 s'établit à 3,45 M€¹¹ en considérant que :
 - le volume constaté 2022 s'établit à 128 GWh ;
 - le volume de référence pour l'année 2022 s'établit à 420 GWh ;
 - le surcoût de référence pour l'année 2022 est de 59 €/MWh.

f) Coûts de congestions nationales et internationales

Conformément à la délibération du 5 janvier 2023¹², la CRE a suspendu l'incitation financière relative aux coûts de congestions nationales et internationales, du fait de l'augmentation importante des prix de gros de l'électricité constatée en 2022. Ainsi, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est égal à la somme de la valeur des charges liées à la gestion des congestions nationales et internationales effectivement constatées en 2022, soit 185,9 M€.

Ce montant correspond à un écart de + 156,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (29,4 M€). L'essentiel de cette augmentation provient de la hausse des coûts de congestions internationales. En particulier, la hausse du niveau et de l'écart des prix de gros de l'électricité en France et en Espagne induisent une hausse du coût unitaire de *countertrading* à la frontière France-Espagne. Cet écart s'explique également par une hausse des coûts de la gestion des congestions nationales, liée à des prix d'offres plus élevés sur le mécanisme d'ajustement, en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité.

g) Charges liées au dispositif d'interruptibilité

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 62,6 M€.

h) Coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est égal à la somme :

- de la valeur de référence définie dans la délibération tarifaire pour 2022, soit 29,8 M€ ; et
- des éventuels autres coûts échoués, jugés non récurrents ou prévisibles, qui seront effectivement retenus par la CRE au titre de l'année 2022 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. RTE a sollicité de retenir 7,1 M€ de coûts échoués non récurrents ou prévisibles. Après examen, la CRE estime que les coûts considérés, liés à des avaries ou à la mise en œuvre de projets de développement du réseau, ne sont pas de nature exceptionnelle ou imprévisible pour RTE. La CRE décide donc de ne pas retenir ces coûts échoués dans le calcul du CRCP.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est de 29,8 M€.

i) Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 9 M€

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est :

- nul si le montant des indemnités effectivement versées par RTE aux gestionnaires de réseaux publics de distribution (GRD) d'électricité au titre des coupures longues issues du RPT est inférieur à 9 M€ ;

¹⁰ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2022} - Volume_{constaté,2022}) * Surcoût_{référence,2022}

¹¹ Incitation (M€) = 20 % * (Volume_{référence,2022} - Volume_{constaté,2022}) * Surcoût_{référence,2022}

¹² Délibération n° 2023-01 de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la CRE n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) et n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

- 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€.

RTE a versé 0,12 M€ d'indemnité aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport, soit un montant inférieur à 9 M€. En conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est nul.

j) Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE

RTE conduit 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. La délibération TURPE 6 HTB prévoit que les frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement sont couverts via le CRCP lorsque ces études ont été approuvées par la CRE.

Aucun grand projet de réseau n'a été abandonné par RTE au cours de l'année 2022. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est nul.

k) Coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs des mécanismes de capacité

En application des dispositions des articles R. 335-50 et R. 335-56 du code de l'énergie, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal au solde éventuel restant effectivement sur le 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 dates limites de notification et de recouvrement du règlement financier relatif au rééquilibrage des acteurs sont fixées pour une année de livraison N en N+3 (article 5.4 des règles du mécanisme de capacité). En 2022, RTE a mené le règlement des écarts de l'année de livraison 2019 du mécanisme de capacité pour les acheteurs obligés et les responsables de périmètre de certification, conduisant à des recettes de 17,1 M€, alors que la délibération TURPE 6 retenait un solde global nul.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est donc égal à - 17,1 M€.

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 schéma décennal de développement du réseau, RTE doit mener des appels d'offres expérimentaux afin de contractualiser des flexibilités à des fins de gestion des congestions.

RTE a lancé le premier appel offre expérimental en 2022, dont le lauréat sera désigné dans le courant de l'année 2023, et n'a donc pas contractualisé d'appels d'offres expérimentaux en 2022. Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est donc nul.

m) Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer

En application du 4° de l'article L. 341-2 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.

Le 4° de l'article L. 341-2 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 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 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 détermine, au cas par cas, le montant des indemnités restant à la charge de RTE au titre de l'année N.

RTE n'a pas versé d'indemnités aux producteurs éoliens en mer en 2022. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est nul.

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.

Au titre de l'année 2022, RTE n'a pas adressé de demande d'intégration de surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet relevant du déploiement des *Smart grids*. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est nul.

o) Ecart entre trajectoire prévisionnelle des 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.

Aucune mise à jour de la trajectoire de référence n'a été effectuée en 2022, en conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est nul.

p) Ecart entre trajectoire prévisionnelle des réserves d'équilibrage et l'éventuelle mise à jour

A partir de l'année 2022, 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 réserves d'équilibrage de l'année *N* et l'éventuelle mise à jour de cette trajectoire au titre de cette même année (voir § 2.3.1.4 de la Délibération tarifaire).

Pour l'année 2022, la CRE a décidé de modifier la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage¹³. Le dispositif fondé sur une trajectoire prévisionnelle a ainsi été supprimé et remplacé par une incitation portant sur les volumes pour motifs ajustement pour reconstitution des services système et des marges.

q) Ecart annuel entre recette prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (lissage temporel)

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.

Au titre de l'année 2022, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à 17 M€.

Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022**a) Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)****Rentes de congestion**

Le montant retenu pour le réalisé au titre de l'année 2022 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE¹⁴, soit 2 217,0 M€.

Ce montant correspond à un écart de + 1 910,8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (306,2 M€). Globalement, cet écart s'explique par un effet prix lié à des écarts de prix importants entre la France et les autres pays. Il est à noter un effet volume défavorable pour la frontière France – Angleterre du fait de l'indisponibilité partielle de l'interconnexion IFA2000 à la suite d'une avarie.

¹³ Délibération de la CRE du 6 janvier 2022 relative à la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage de RTE pour l'année 2022

¹⁴ Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions.

Le détail des recettes et différentiels de prix par frontière est présenté dans les tableaux 1.3 et 1.4 ci-après :

Tableau 1.3 : Recettes d'interconnexions par frontière

En M€	Montant prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTB	Montant réalisé 2022	Ecart
France – Angleterre	111,2	207,6	+ 96,4
France – Suisse	7,8	62,5	+ 54,7
France – Italie	64,7	355,0	+ 290,3
France – Espagne	60,6	932,5	+ 871,9
Zone CWE	53,1	652,5	+ 599,4
<i>dont France - Belgique</i>	10,4	118,0	+ 107,6
<i>dont France - Allemagne</i>	23,6	224,8	+ 201,2
<i>dont flow-based</i>	19,2	309,7	+ 290,5
Réserve complémentaire (projet TERRE)	6,7	6,8	+ 0,1
Réserve rapide (projet MARI)	-	-	-
Réserve secondaire (projet PICASSO)	2,0	-	- 2,0
Total	306,2	2 217,0	+ 1 910,8

Tableau 1.4 : Différentiel de prix par frontière (prix du pays considéré – prix France)

En €/MWh	Spread TURPE 6 HTB ¹⁵	Spread Réalisé 2022 ¹⁶	Ecart
France – Angleterre	6,1	-34,3	-40,4
France – Belgique	2,9	-31,3	-34,8
France – Allemagne	2,1	-40,4	-44,7
France – Italie	3,9	31,9	27,7
France – Espagne	0,3	-108,4	-109,7

Recettes issues du mécanisme de capacité

Les recettes issues des mécanismes de capacité s'élèvent en 2022 à 374 M€. Le montant réalisé est supérieur aux 54 M€ pris en compte dans la trajectoire prévisionnelle de recettes des mécanismes de capacité de TURPE 6 HTB. L'écart global est donc de +320 M€.

Cet écart est principalement dû à un effet prix sur le mécanisme de capacité français.

Tableau 1.5 : Recettes issues des mécanismes de capacité

En M€	Montant TURPE 6 HTB	Montant réalisé 2022	Ecart
Mécanisme de capacité britannique	8,7	10,0	+ 1,3
Mécanisme de capacité français	45,3	364,0	+ 318,7
Total	54,0	374,0	+ 320,0

b) Recettes nettes liées aux contrats d'échange entre GRT

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes nettes effectivement perçues par RTE pour l'année 2022 au titre des contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport, soit -1,7 M€.

Ce montant correspond à un écart de -1,9 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 6 HTB (0,2 M€).

¹⁵ Hypothèses de différentiels de prix prévisionnels prises en compte dans la trajectoire prévisionnelle de la délibération TURPE 6 HTB, sur les Forward Baseload 2022.

¹⁶ Prix SPOT moyen 2022.



c) Abattement et pénalités liées au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est égal au montant des abattements, pénalités et indemnités effectivement perçus par RTE au titre des services système tension et du dispositif d'interruptibilité, soit 15,4 M€.

Ce montant correspond à un écart de +1,1 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 6 HTB (14,3 M€).

d) Abattement, pénalités et indemnité 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 l'année 2022, soit 33,0 M€ ; et
- de 20 % de l'écart entre les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage effectivement perçus l'année 2022 (33,0 M€) et la valeur de référence de l'année 2022 (11,2 M€), soit - 4,4 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est égal à 28,6 M€.

e) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains

En ce qui concerne les plus-values de cession, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé. Pour les actifs cédés par RTE en 2022, cela représente 0,4 M€.

La CRE ne retient par l'intégration d'aucune moins-value de cession pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022.

En conséquence, le montant global retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 est égal à 0,4 M€.

f) Recettes issues d'éventuels versements de gestionnaires de nouvelles interconnexion exemptées

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022 qui correspond aux recettes constatées issues de versements de gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées au titre de l'année 2022, est nul.

Incitations financières au titre de régulations incitatives portant sur l'année 2022**a) Régulation incitative sur le coût unitaire de la gestion des actifs**

La délibération TURPE 6 HTB a introduit un mécanisme de régulation incitative portant sur le coût unitaire des dépenses liées aux charges d'exploitation de gestion des actifs. Ce mécanisme prévoit la compensation au CRCP de 50 % des surcoûts constatés par RTE pour les politiques « mise en peinture des pylônes » et « réhabilitation des transformateurs de puissance ».

Pour chacune de ces 2 politiques, les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé correspondent à 50 % du produit entre le volume réalisé d'une part, et l'écart entre le coût unitaire réalisé et le coût unitaire de référence d'autre part. Ainsi, au titre de l'année 2022, RTE perçoit une prime globale de 3,3 M€, correspondant à une compensation :

- du surcoût sur la peinture des pylônes en acier galvanisé ;
- du surcoût sur la peinture des pylônes en acier noir ;
- du surcoût sur la réhabilitation des transformateurs de puissance.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est donc égal à 3,3 M€.

b) Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement des grands projets de réseaux

La délibération TURPE 5 HTB a introduit un mécanisme de régulation incitative des dépenses d'investissement des projets de réseaux d'un montant supérieur à 30 M€.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des incitations à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de réseaux d'un montant supérieur à 30 M€ mis en service au cours de l'année N. Le cas échéant, le montant de cette incitation est recalculé en N+2 ou N+3 si des dépenses additionnelles d'investissement sont constatées après la mise en service du projet.

Deux projets concernés par ce mécanisme de régulation incitative ont été mis en service au cours de l'année 2022 : Saint-Nazaire et Avelin-Avelgem. Par ailleurs, la régulation incitative du projet Carrière-Breteuil mis en service en 2021 est sujette à recalcul des dépenses additionnelles d'investissement ayant été constatées après la mise en service du projet.

Pour les projets Saint-Nazaire et Carrières-Breteuil, RTE indique des coûts à terminaison se situant à l'intérieur des bandes de neutralité définies dans les délibérations fixant les budgets cibles de ces projets¹⁷. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de ces projets est donc nul. Pour le projet Avelin-Avelgem, le budget cible fixé par la CRE s'élève à 35,5 M€¹⁸. Le coût à terminaison affiché par RTE est de 43,4 M€, situé en dehors de la bande de neutralité. Conformément à la délibération fixant le budget cible, le montant de la pénalité retenue pour ce projet est donc égal à 20 % de l'écart entre les dépenses réalisées et 110 % du budget cible, soit 0,9 M€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est donc égal à - 0,9 M€.

c) Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets

La délibération TURPE 6 HTB introduit 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€.

Au cours de l'année 2022, aucun projet concerné par le nouveau mécanisme de régulation incitative de la CRE n'est entré en service. Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est donc nul.

d) Incitations financières au développement des projets d'interconnexion

Le mécanisme incitatif pour les interconnexions 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.

L'interconnexion IFA2, d'une capacité de 1 GW entre la France et le Royaume-Uni, a été mise en service en janvier 2021. La délibération de la CRE de février 2017¹⁹ fixe le dispositif incitatif applicable au projet IFA2. Trois primes ou pénalités distinctes sont prévues par cette délibération :

- la prime fixe annuelle visant à inciter à la réalisation du projet est fixée à 2 M€₂₀₁₆/an, soit 2,2 M€ au titre de l'année 2022 ;
- la prime ou pénalité liée aux coûts du projet est fixée à 30 % de l'écart entre le coût réalisé complet (coût de rémunération des IEC inclus) et un coût de référence de 397,7 M€²⁰. Le coût réalisé complet à la charge de RTE (coût de rémunération des IEC inclus) est de 440,7 M€, en partie imputable aux surcoûts et à un retard dû à la pandémie du COVID-19. L'annualisation de cette pénalité sur 10 ans en prenant pour taux d'actualisation le CMPC en vigueur lors de la mise en service de l'interconnexion (4,6 %) mène à une pénalité de 1,6 M€ au titre de l'année 2022 ;
- la prime ou pénalité annuelle liée à l'utilisation de l'ouvrage est égale à 30 % du produit entre la valeur unitaire du point de taux d'utilisation de l'interconnexion (0,59 M€₂₀₁₆) et l'écart entre le taux d'utilisation réalisé et un taux d'utilisation de référence de 63 %. Le taux d'utilisation de l'interconnexion sur l'année 2021 est de 60,4 %. La pénalité liée au taux d'utilisation s'élève donc à 0,5 M€ au titre de l'année 2022.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 est donc égal à 0,1 M€.

e) Régulation incitative de la qualité de service

La délibération TURPE 6 HTB a renforcé le suivi de la qualité de service de RTE en introduisant de nouveaux indicateurs portant sur les thématiques de raccordements, réclamations, qualité de l'onde de tension et continuité d'alimentation.

¹⁷ Délibération n°2019-190 de la CRE du 24 juillet 2019 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire et Délibération n°2019-117 de la CRE du 29 mai 2019 portant décision relative à la définition du budget cible de la partie sud du projet Carrières - Breteuil - CRE

¹⁸ Délibération n°2018_245 de la CRE du 22 novembre 2018 portant décision relative à la définition du budget cible du projet d'interconnexion Avelin - Avelgem

¹⁹ Délibération de la CRE du 19 janvier 2017 portant projet de décision sur le projet d'interconnexion « IFA2 » - CRE

²⁰ Ce montant correspond au budget cible de 378,2 M€₂₀₁₇ réévalué aux conditions économiques réelles de 2021.

L'ensemble des indicateurs de qualité de service²¹ de suivis par RTE pour la période du TURPE 6 HTB est présenté dans le tableau ci-après :

Tableau 1.6 : Indicateurs de qualité de services de RTE

Raccordements	<ul style="list-style-type: none"> • 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 réels et les coûts inscrits dans la convention de raccordement • Suivi des écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 % • Suivi des délais moyens de raccordement par segment : éolien en mer / EnR terrestres / distributeurs et consommateurs
Comptage	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs
Réclamations	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité • Suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport • Suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels

Aucun de ces indicateurs ne fait l'objet d'une incitation financière.

Les résultats de ces indicateurs²² pour l'année 2022 ont été publiés par RTE sur son site internet et sont rappelés en annexe de la présente délibération.

f) Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Un suivi de la continuité d'alimentation a été mis en place pour RTE depuis le tarif TURPE 4 HTB, et porte sur notamment deux indicateurs : la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure, hors événements exceptionnels.

La délibération TURPE 6 HTB a introduit une incitation financière asymétrique sur ces deux indicateurs. Ainsi, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal au minimum entre : zéro (M€) et la somme des incitations financières relatives à la durée et à la fréquence moyenne annuelle de coupure des utilisateurs raccordés en HTB, dans la limite de - 45 M€.

En 2022, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (2 min 27 s) a été inférieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s).

La fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,35) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46).

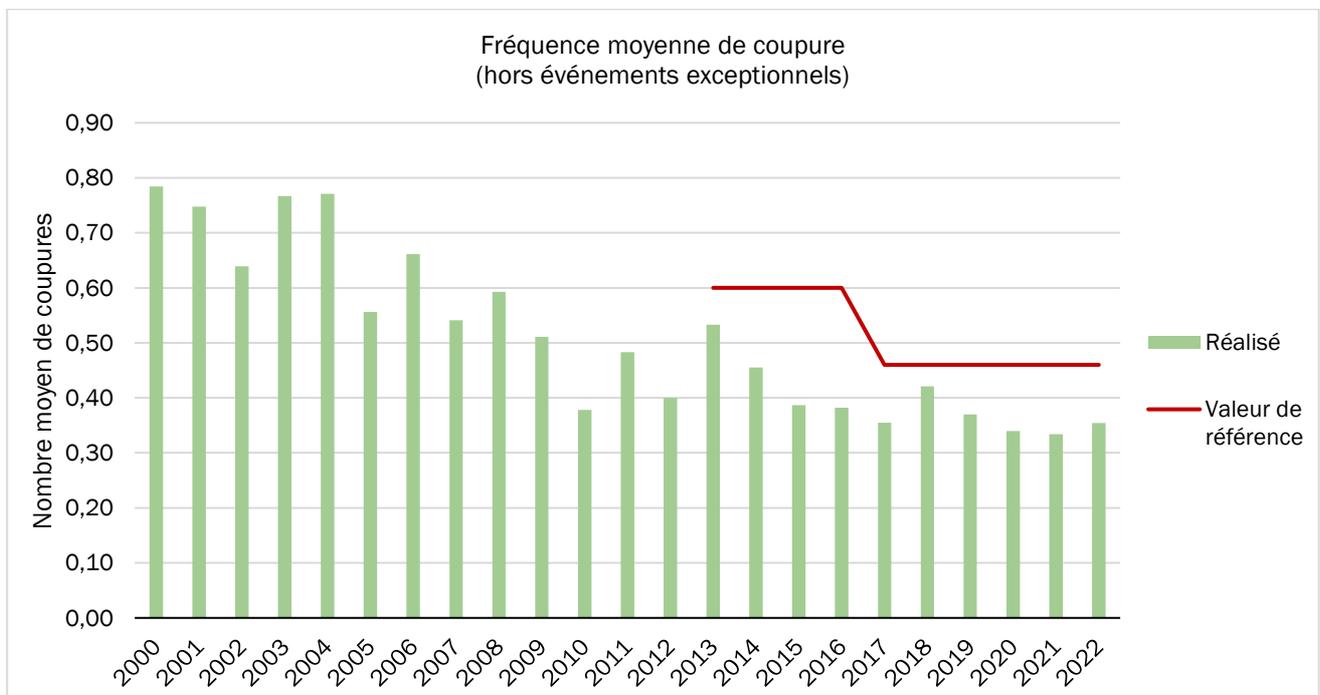
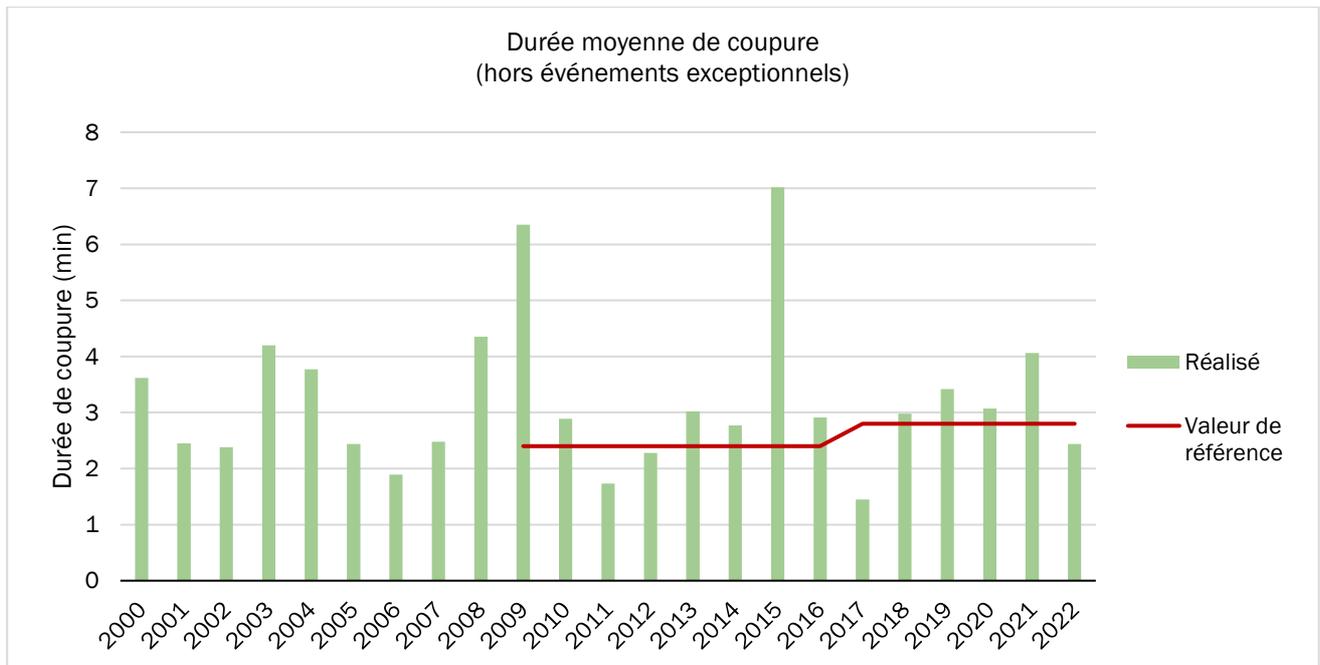
Au global, RTE ne perçoit aucune pénalité au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation en 2022. La CRE constate que RTE a maintenu un bon niveau dans le domaine de la continuité d'alimentation, conformément aux objectifs fixés dans la Délibération tarifaire.

Pour information, les graphiques ci-dessous représentent l'évolution de la durée moyenne de coupure et de la fréquence moyenne de coupure depuis 2000. Il a été également représenté l'évolution des valeurs de référence définies dans les délibérations tarifaires depuis leur entrée en vigueur respectivement en 2009 et 2013.

²¹ En dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation et sur les données

²² A l'exception des indicateurs du suivi des écarts entre coûts réels et coûts inscrits dans la PTF/dans la convention de raccordement, et du suivi de la qualité de l'onde de tension en HTB1, que RTE sera en capacité de mesurer sur l'année 2022 pour une publication dès 2023.





g) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2021-2024 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du tarif TURPE 6 HTB, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire. Il n'y a donc pas de montant à prendre en compte dans le revenu autorisé définitif pour l'année 2022.



h) Régulation incitative sur la mise à disposition des données (qualité et délais)

Pour la période du TURPE 6 HTB, l'ensemble des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données par RTE (qualité et délais) est présenté dans le tableau ci-après :

Tableau 1.7 : indicateurs de qualité de services de RTE relatifs à la mise à disposition des données	
	Indicateurs suivis
Accès au marché/données	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi du taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE • Suivi du taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement • 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 • Indicateur de suivi du respect du délai de publication de la déclaration d'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC)²³ évolué sur le registre des capacités certifiées • Indicateur de suivi du respect des délais de certification (délai de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité²⁴) • Indicateur de suivi du respect du délai de transmission du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement

Aucun de ces indicateurs ne fait l'objet d'une incitation financière en 2022.

Les résultats de ces indicateurs pour l'année 2022 sont publiés par RTE sur son site internet et sont précisés en annexe 4 de la présente délibération.

i) Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (actions prioritaires)

La délibération TURPE 6 HTB a introduit un mécanisme incitant financièrement RTE à réaliser dans les délais certaines actions identifiées comme « prioritaires », c'est-à-dire accompagnant la capacité à innover des acteurs du système électrique.

La délibération TURPE 6 HTB a défini une seule action prioritaire devant être menée par RTE en 2022 : la publication d'un contrat-type de contractualisation des flexibilités de stockage et d'effacement participant à la résolution des congestions, au 1^{er} janvier 2022. RTE ayant publié ce contrat-type le 21 décembre 2021, aucune pénalité ne sera appliquée à RTE au titre de l'année 2022.

²³ 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)

²⁴ 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).



ANNEXE 2 : COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX

a) Principes de calcul de la compensation

L'application de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie affecte l'équilibre financier de SER au travers des éléments suivants :

- l'abattement reversé par SER aux électro-intensifs, qui diminue ses recettes ;
- la prise en compte, pour fixer le niveau du TURPE HTB, de la compensation du manque à gagner supporté par RTE du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs, qui vient :
 - o augmenter les produits perçus par SER auprès des utilisateurs en transport ;
 - o augmenter les charges d'accès au réseau de transport versées par SER à RTE ;
- la prise en compte, pour fixer le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (« TURPE HTA-BT ») à compter du 1er août 2021 de la compensation du manque à gagner supporté par Enedis du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs (via la hausse des charges d'accès au réseau de transport versées par Enedis à RTE), qui augmente les produits perçus par SER auprès de ses utilisateurs en distribution.

b) Abattement reversé par SER aux électro-intensifs

Les abattements reversés aux électro-intensifs déclarés par SER s'élèvent à 2 866 k€ au titre de l'année 2022.

c) Effet de l'ajustement à la hausse du TURPE HTB

En application des articles D. 341-8-1 et suivants du code de l'énergie, la prise en compte de l'abattement pour les clients électro-intensifs a entraîné une hausse du TURPE 6 HTB de 4,09 % en 2022 pour compenser 170 M€ de moindres recettes tarifaires liées à l'abattement prévisionnel versé par RTE aux clients électro-intensifs sur la période allant du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022. Ce manque à gagner pour RTE est compensé dans le niveau du TURPE 6 HTB.

Tableau 2.1 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB

En M€ courants	Montant
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 de RTE avant abattement (A)	4 326
Abattement électro-intensifs prévisionnel 2022 (B)	170
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 hors abattement (C = A - B)	4 156
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (D = A / C - 1)	4,09 %

SER a perçu 6900 k€ de recettes tarifaires HTB en 2022. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait perçu 271 k€ de moins de recettes auprès des utilisateurs en transport :

Tableau 2.2 : Effet de la hausse du TURPE 6 HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes HTB de SER

En k€ courants	Montant
Recettes tarifaires HTB 2022 de SER (E)	6 900
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (D)	4,09 %
Recettes tarifaires HTB 2022 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB (F = E / (1 + D))	6 628
Recettes supplémentaires HTB 2022 pour SER (G = E - F)	271



Par ailleurs, SER a versé à RTE 36 882 k€ au titre de l'accès au réseau de transport en 2022. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait supporté 1 449 k€ de moins de charges d'accès au réseau public de transport :

Tableau 2.3 : Effet de la hausse du TURPE 6 HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les charges HTB de SER

En k€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB 2022 de SER (H)	36 882
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (D)	4,09 %
Charges tarifaires HTB 2022 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($I = H / (1 + D)$)	35 433
Charges supplémentaires HTB 2022 de SER ($J = H - I$)	1 449

Au total, SER a donc supporté en 2022 une charge nette de 1 278 k€ liée directement à la prise en compte dans le TURPE HTB de la compensation du manque à gagner supporté par RTE du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs :

Tableau 2.4 : Effet net de la hausse du TURPE 6 HTB due à l'abattement électro-intensifs sur SER

En k€ courants	Montant
Recettes supplémentaires HTB 2022 de SER (G)	271
Charges supplémentaires HTB 2022 de SER (J)	1 449
Charges nettes supplémentaires HTB 2022 de SER ($L = J - G$)	1 178

d) Effet de l'ajustement à la hausse du TURPE HTA-BT

La prise en compte de l'abattement pour les clients électro-intensifs a entraîné indirectement une hausse du niveau du TURPE 6 HTA-BT de +1,00 % :

Tableau 2.5 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2022 d'Enedis (M)	3 646
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2022 (D)	4,09 %
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2022 d'Enedis avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ($N = M / (1 + D)$)	3 503
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 d'Enedis (O)	14 424
Recettes tarifaires prévisionnelles 2022 d'Enedis avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB ($P = O - M + N$)	14 281
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2022 ($Q = O/P - 1$)	1,00 %

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 2 443 k€ liées directement à la hausse du TURPE 6 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs en 2022 :

Tableau 2.6 : Effet de la hausse du TURPE 6 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes de SER

En k€ courants	Montant
Recettes HTA-BT 2022 de SER (R)	245 921
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2022 (Q)	1,00 %
Recettes HTA-BT 2022 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel ($S = R / (1 + Q)$)	243 478
Recettes supplémentaires HTA-BT 2022 de SER ($T = R - S$)	2 443

e) **Montant de la compensation**

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2022 s'élèvent à 1 629 k€ après actualisation au 1^{er} janvier 2023 :

Tableau 2.7 : Montant de la compensation à verser à SER

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2022 par SER (U)	2 866
Charges nettes supplémentaires HTB 2022 de SER (L)	1 178
Recettes supplémentaires HTA-BT 2022 de SER (T)	2 443
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2022, avant actualisation ($W = U + L - T$)	1 602
Taux d'actualisation 2022 (V)	1,70 %
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2022, actualisées au 1^{er} janvier 2023 ($X = W \times (1 + V)$)	1 629

f) **Effet sur les recettes tarifaires de RTE**

La compensation sera versée par RTE à SER en 2023, et constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2023.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2023.

ANNEXE 3 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2023

1. Composante annuelle de gestion (CG)

Tableau 3.1 : Composante annuelle de gestion

a_1 (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	10 032,24 ²⁵

2. Composante annuelle de comptage (CC)

Tableau 3.2 : 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	3302,04 ²⁶
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	592,80 ²⁷

3. Composante annuelle d'injection

Tableau 3.3 : Composante annuelle d'injection

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	23,00
HTB 2	23,00
HTB 1	0,00

4. Composante annuelle de soutirage (CS) et composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite pour les domaines de tension HTB

4.1. Composante annuelle de soutirages (CS)

4.1.1. Tarif pour le domaine HTB3

Tableau 3.4 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,35

²⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10 032,23 €/an/contrat.

²⁶ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3 302,04 €/an.

²⁷ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie 592,84 €/an.

4.1.2.Tarif pour le domaine de tension HTB2

Tableau 3.5 : 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)	$b_1 = 2,64$	$b_2 = 2,64$	$b_3 = 2,64$	$b_4 = 2,64$	$b_5 = 2,52$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,11$	$c_2 = 0,90$	$c_3 = 0,81$	$c_4 = 0,63$	$c_5 = 0,51$

Tableau 3.6 : 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)	$b_1 = 4,20$	$b_2 = 4,08$	$b_3 = 3,96$	$b_4 = 3,48$	$b_5 = 3,00$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,93$	$c_2 = 0,81$	$c_3 = 0,68$	$c_4 = 0,54$	$c_5 = 0,44$

Tableau 3.7 : 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)	$b_1 = 11,28$	$b_2 = 10,80$	$b_3 = 8,64$	$b_4 = 6,24$	$b_5 = 4,20$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,65$	$c_2 = 0,58$	$c_3 = 0,49$	$c_4 = 0,42$	$c_5 = 0,35$

4.1.3.Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Tableau 3.8 : 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)	$b_1 = 8,16$	$b_2 = 8,04$	$b_3 = 7,92$	$b_4 = 7,80$	$b_5 = 7,68$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,21$	$c_2 = 1,84$	$c_3 = 1,57$	$c_4 = 1,06$	$c_5 = 0,76$

Tableau 3.9 : 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)	$b_1 = 13,56$	$b_2 = 13,32$	$b_3 = 12,00$	$b_4 = 10,44$	$b_5 = 8,76$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,68$	$c_2 = 1,46$	$c_3 = 1,19$	$c_4 = 0,80$	$c_5 = 0,59$

Tableau 3.10 : 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)	$b_1 = 35,40$	$b_2 = 33,84$	$b_3 = 26,88$	$b_4 = 18,48$	$b_5 = 12,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,89$	$c_2 = 0,77$	$c_3 = 0,58$	$c_4 = 0,49$	$c_5 = 0,35$

5. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

5.1. Alimentations complémentaires

Tableau 3.11 : Alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	114 073,86	10 813,07
HTB 2	68 795,96	Liaisons aériennes : 6 893,67 Liaisons souterraines : 34 467,10
HTB 1	35 734,02	Liaisons aériennes : 4 090,56 Liaisons souterraines : 8 181,12

5.2. Alimentation de secours

Tableau 3.12 : Alimentations de secours – Réserve de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,65
HTB 1	3,18

Tableau 3.13 : 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	7,90	0,82	33,49
	HTB 1	5,81	1,40	24,80
HTB 2	HTB 1	1,70	1,40	7,45

6. Composante de regroupement

Tableau 3.14 : Composante de regroupement

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	6,20
HTB 2	Liaisons aériennes : 16,13 Liaisons souterraines : 62,00
HTB 1	Liaisons aériennes : 81,86 Liaisons souterraines : 143,87



7. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

7.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Tableau 3.15 : 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	1,94
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	4,17
HTA 1	HTB 1	7,37

8. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CPP) pour les domaines de tension HTB2 et HTB1

Tableau 3.16 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Domaine de tension	α
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

9. Composante annuelle de l'énergie réactive

9.1. Principes généraux

Tableau 3.17 : 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	10,99
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie par l'utilisateur	0,96

9.2. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive ente deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Tableau 3.18 : 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	3,25
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,57

ANNEXE 4 : BILAN DE LA QUALITE DE SERVICE DE RTE POUR L'ANNEE 2022

Tableau récapitulatif de la qualité de service de RTE

Pour la période TURPE 6 (2021-2024), la qualité de service est suivie à travers quatorze indicateurs. Lorsqu'ils sont disponibles, les résultats de ces indicateurs sont également donnés pour les années 2019 à 2021.

Indicateurs	Unité	2019	2020	2021	2022
Raccordements					
Taux de respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF)	-	29,0%	34,0%	56,0%	47,0%
Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement	-	90,0%	73,0%	86,0%	67,0%
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement	-	-	100,0%	96,0%	97,0%
Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 %	-	-	85,0%	95,0%	95,0%
Délais moyens de raccordement par segment					
<i>Eolien offshore</i>	nombre de mois	-	-	-	116
<i>EnR terrestre</i>	nombre de mois	28	50	33	35
<i>Distributeurs et Consommateurs</i>	nombre de mois	44	28	20	24
Comptage					
Respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs	nombre de jours de retard cumulés	-	1992	1554	972
Réclamation					
Taux de prise en charge d'une réclamation sous 10 jours	-	85,0%	88,0%	95,0%	87,0%
Taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours	-	80,0%	79,0%	82,0%	70,0%
Durée moyenne globale du traitement d'une réclamation	nombre de jours	17	17	17	24
Qualité de l'onde de tension					
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale par niveau de tension					
<i>HTB3</i>	min/poste	219	222	520	1114
<i>HTB2</i>	min/poste	344	565	715	800
Fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension par niveau de tension					
<i>HTB3 dans la plage [440 kV ; 462 kV]</i>	-	-	-	0,1%	0,0%
<i>HTB3 dans la plage [428 kV ; 440 kV]</i>	-	-	-	1,0%	0,5%
<i>HTB3 dans la plage [424 kV ; 428 kV]</i>	-	0,7%	0,7%	2,0%	2,1%
<i>HTB3 dans la plage [420 kV ; 424 kV]</i>	-	99,3%	99,3%	96,9%	97,4%
<i>HTB2 dans la plage [250 kV ; 255 kV]</i>	-	-	0,2%	0,1%	0,1%
<i>HTB2 dans la plage [255 kV ; 270 kV]</i>	-	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%



HTB2 dans la plage [247,5 kV ; 250 kV]	-	2,2%	2,2%	1,3%	1,8%
HTB2 dans la plage [245 kV ; 247,5 kV]	-	97,7%	97,5%	98,5%	98,1%
Continuité d'alimentation					
Taux de respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité	-	93,7%	91,3%	93,6%	95,7%
Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport	MWh	-	-	2387	3088
Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels	-	-	-	90,4%	95,3%

Analyse de la qualité de service de RTE en 2022

Raccordement

La Délibération tarifaire a renforcé le suivi du traitement des raccordements par RTE, notamment à travers le suivi du respect des délais et des coûts indiqués dans la proposition technique et financière (PTF) et dans la convention de raccordement. Les indicateurs du taux de respect des délais inscrits dans la PTF et du taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement se sont tous deux dégradés en 2022 par rapport à 2021.

RTE n'a pas fourni d'éléments suffisants pour expliquer ces deux évolutions. Par conséquent, la CRE demande à RTE d'engager des travaux qui permettront d'établir un bilan précis des évolutions des indicateurs de raccordement à l'occasion du bilan qui lui sera transmis l'année prochaine.

Concernant les coûts, les indicateurs de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement et dans la PTF +/- 15 % se maintiennent à des niveaux similaires à 2021 en 2022.

La Délibération tarifaire a également introduit un suivi des délais moyens de raccordement par segment d'utilisateurs du réseau. Les délais moyens de raccordement pour les segments EnR terrestre et Distributeurs et consommateurs ont tous deux augmenté en 2022. Il convient de noter que les délais pour le segment Distributeurs et consommateurs contient une proportion plus importante de raccordements sans création d'actifs, qui explique un délai moyen plus faible que les autres segments. Cette évolution n'appelle pas de remarque à ce stade mais la CRE sera vigilante à l'évolution de ces indicateurs dans les prochaines années.

Comptage

Le respect des délais contractuels de réalisation d'une intervention de dépannage sur compteurs s'est amélioré en 2022 par rapport à 2021, passant de 1 554 à 972 jours de retard cumulé. RTE a indiqué avoir engagé des ressources pour continuer à améliorer la situation. La CRE invite RTE à poursuivre ses efforts sur le sujet qui se traduisent par une amélioration notable des indicateurs de qualité de service.

Traitement des réclamations

Le taux de respect des délais de réponse aux réclamations a chuté en 2022 : le taux de traitement d'une réclamation sous 10 jours est passé de 95 % à 87 % et le taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours est passé de 82 % à 70 %. La durée moyenne du traitement d'une réclamation est passée de 17 à 24 jours en 2022. Cette dégradation a lieu alors que RTE fait face à une baisse du nombre de réclamations reçues (-35 %). RTE s'est engagé à mettre en place des solutions pour améliorer sa performance dans le traitement des réclamations.

Qualité de l'onde de tension

En 2022, les durées moyennes de dépassement de la tension maximale ont augmenté aux niveaux de tension HTB3 et HTB2. La hausse est particulièrement marquée en HTB3, passant de 520 minutes par poste en 2021 à 1114 minutes par poste en 2022. L'augmentation des problèmes de tensions hautes s'explique notamment par la baisse de disponibilité du parc nucléaire français en 2022, qui a entraîné une baisse de disponibilité des services systèmes tension, levier principal dont se sert RTE pour régler la tension sur le réseau de transport.

Les résultats des indicateurs pour le niveau de tension HTB1 n'ont pas été fournis par RTE. Or, les niveaux de tension supérieurs concernent principalement des installations de production, les installations de consommation étant majoritairement raccordées en HTB1. Par conséquent, la CRE demande à RTE de faire ses meilleurs efforts afin de fournir des résultats d'indicateurs qui soient représentatifs de la qualité de l'onde de tension de l'ensemble des utilisateurs du RPT.



Enfin, la CRE rappelle sa demande à RTE, datant de la délibération TURPE 6 HTB, d’initier des travaux sur l’introduction d’autres indicateurs de qualité de l’onde de tension dans le cadre de ses groupes de travail dédiés, afin de répondre aux attentes des acteurs de marché sur ce sujet.

Continuité d’alimentation

Le taux de respect des engagements contractuels du Contrat d’Accès au Réseau de Transport (CART) relatifs à la qualité de l’électricité pris par RTE à l’égard de ses clients est de 95,7% en 2022.

Le volume d’Energie Non Evacuée (ENE) par les producteurs dû aux activités de RTE sur le réseau public de transport s’élève à 3088 MWh en 2022. Ce chiffre reflète une augmentation en nombre des limitations par rapport à 2021, notamment dans le cadre du développement de réseau selon les principes du dimensionnement optimal du réseau de transport (visant à faciliter l’accueil des énergies renouvelables), définis par RTE dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau et approuvés par la CRE²⁸.

Le taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels atteint 95,3 % en 2022, marquant une amélioration par rapport à 2021.

Les résultats des indicateurs de continuité d’alimentation incités financièrement sont décrits en annexe 1 de la présente délibération.

Tableau récapitulatif de la publication des données de RTE

La Délibération tarifaire a également introduit le suivi de la publication des données par RTE. 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 RTE.

Indicateurs de qualité de service relatif à la mise à disposition des données				
Indicateurs suivis (en %)	2019	2020	2021	2022
Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE	99,1%	99,8%	98,7%	96,8%
Taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d’ajustement	99,9%	99,9%	99,1%	98,8%
Qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité de l’année de livraison 2019 (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé)	-	-	89,6%	99,1%
Qualité de l’obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité de l’année de livraison 2019 (écart entre l’obligation définitive et l’obligation estimée)	-	-	100,0%	99,7%
Taux de respect du délai de publication de la déclaration d’évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC) ²⁹ évolué sur le registre des Capacités Certifiées	-	-	99,8%	100,0%
Taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l’Exploitant de Capacité (EDC) ³⁰	-	-	99,8%	89,5%
Taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d’ajustement dans les délais contractuels ³¹	-	-	100,0%	100,0%
Taux de courbes de charges reçues par RTE dans les délais contractuels de la part des gestionnaires de réseau de distribution pour le contrôle du réalisé sur le mécanisme d’ajustement	-	-	99,0%	99,5%

²⁸ Délibération du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019

²⁹ 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)

³⁰ 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).

³¹ 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).



Le taux de disponibilité des portails du mécanisme d'ajustement ainsi que le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement font l'objet d'un suivi depuis TURPE 5. En 2022, le taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE (portail du mécanisme d'ajustement) s'est dégradé à 96,7 %, son niveau le plus bas depuis 2015, en raison d'incidents techniques. La CRE invite RTE à faire ses meilleurs efforts pour retrouver un niveau de disponibilité similaire à celui de ces dernières années.

Le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement a légèrement diminué en 2022 par rapport à 2021. Cette évolution n'appelle pas de remarque à ce stade.

La délibération TURPE 6 HTB a introduit plusieurs indicateurs sur les données du mécanisme de capacité, concernant la qualité des données et le respect par RTE d'échéances réglementaires.

Les indicateurs sur la qualité des estimations d'obligation et de niveau de capacité effectif (NCE) permettent de comparer les résultats des calculs estimés par RTE un an après l'année de livraison avec les calculs définitifs publiés trois années après l'année de livraison concernée. Ces deux indicateurs se situent à des niveaux satisfaisants en 2022.

Les résultats des indicateurs de délais portent sur toutes les demandes conformes traitées en 2022, calculés toutes années de livraison confondues. Le taux de respect du délai de publication de la déclaration d'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC) évolué sur le registre des capacités certifiées a été respecté sur la totalité des demandes faites à RTE en 2022. Le taux de respect des délais de transmission du contrat de certification par RTE à l'Exploitant de Capacité (EDC) dans les délais contractuels s'est dégradé en 2022, en lien avec une augmentation des demandes de certification reçues par RTE. La CRE invite RTE à rester vigilant quant au respect de ces exigences pour les prochaines années.

Le taux de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement dans les délais contractuels atteint 100 % en 2022. Le taux de courbes de charges reçues par RTE dans les délais contractuels de la part des gestionnaires de réseau de distribution pour le contrôle du réalisé est de 99,5 %. Ces résultats sont satisfaisants.