

## **DELIBERATION N° 2022-157**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juin 2022 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2022 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 : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE et Ivan FAUCHEUX, 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<sup>er</sup> août 2021, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 janvier 2021<sup>1</sup> (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 titre de la première évolution annuelle de la période tarifaire du TURPE 6. Les principaux faits marquants sont les suivants :

- Le niveau moyen du TURPE reste quasiment stable (diminution de -0,01 %) au 1<sup>er</sup> août 2022, 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 + 1,50% ;
  - o le coefficient d'indexation annuelle automatique de + 0,49% ;
  - o la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des 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.
- Les recettes tarifaires sont supérieures de 43 M€ aux prévisions, du fait d'une part d'un climat froid se traduisant par des quantités soutirées supérieures aux prévisions (4,1 TWh soutirés supplémentaires), et d'autre part d'un abattement électro-intensif versé aux consommateurs industriels éligibles plus élevé que prévu (-50 M€). Conformément aux règles du TURPE 6, l'excédent de recettes est rendu aux utilisateurs via le CRCP.
- Les recettes d'interconnexions sont supérieures aux prévisions (+327 M€), du fait principalement de différentiels de prix plus importants que prévus sur les frontières France-Espagne, France-Italie et France-Angleterre ;

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) - CRE

- La hausse des recettes d'interconnexion est compensée partiellement par :
  - o la hausse des coûts liés à la constitution des réserves d'équilibrage (+186 M€ par rapport au prévisionnel), du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité et de la mise en œuvre de l'appel d'offres sur la réserve secondaire ;
  - o la hausse des charges relatives aux congestions nationales et internationales (+38 M€) du fait d'un effet prix et d'un effet volume ;
  - o et la hausse des charges liées aux pertes d'électricité en ligne (+15 M€), du fait principalement d'un effet volume.
- La performance de RTE relative à la qualité d'alimentation, pour laquelle RTE est incité financièrement dans le cadre du TURPE 6, est contrastée en 2021, conduisant à une pénalité de 6 M€, avec un temps de coupure moyen annuel de 4 min 04 s (contre un objectif de 2 mn 48 s) et une fréquence moyenne de coupure de 0,33 (contre un objectif de 0,46). La contre-performance en matière de durée de coupure est liée à un unique événement exceptionnel par sa durée.

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 2021 en application des dispositions de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie. Cette compensation s'élève à 1 356 k€.

# SOMMAIRE

<b>1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB.....</b>	<b>4</b>
<b>2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTB AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2022.....</b>	<b>4</b>
2.1 SOLDE DU CRCP DE RTE AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2022 .....	4
2.1.1 Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021.....	4
2.1.2 Ecart entre montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2021.....	5
2.1.3 Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2022.....	6
2.2 PARAMETRES D'EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE TURPE 6 HTB AU 1 <sup>ER</sup> AOUT 2022 .....	6
2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation.....	6
2.2.2 Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire .....	7
2.2.3 Coefficient $k_{2022}$ en vue de l'apurement du solde du CRCP.....	7
2.3 EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTB AU 1 <sup>ER</sup> AOUT 2022.....	7
<b>3. COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX .....</b>	<b>7</b>
<b>DECISION DE LA CRE .....</b>	<b>8</b>
<b>ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2021.....</b>	<b>9</b>
POSTES DE CHARGES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL DEFINITIF DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2021 .....	10
POSTES DE RECETTES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2021.....	16
INCITATIONS FINANCIERES AU TITRE DE REGULATIONS INCITATIVES PORTANT SUR L'ANNEE 2021.....	18
<b>ANNEXE 2 : COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX .....</b>	<b>23</b>
<b>ANNEXE 3 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2022.....</b>	<b>27</b>

## **1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'ÉVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB**

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit au paragraphe 2.2.2 une évolution mécanique du niveau des grilles tarifaires de RTE au 1<sup>er</sup> 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 2022. 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<sup>er</sup> 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 la 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. ÉVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTB AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2022**

### **2.1 Solde du CRCP de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2022**

Le solde du CRCP au 31 décembre 2021 est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021, explicité au point 2.1.1 ;
- et de la différence, au titre de l'année 2021, 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.a) ;
  - 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.b).

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2022 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2021 au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

#### **2.1.1 Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021**

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021 correspond à la différence entre le solde définitif du CRCP du TURPE 5 HTB, égal à -4, 4M€<sub>2021</sub><sup>2</sup>, et le solde prévisionnel du CRCP pris en compte dans la Délibération tarifaire s'élevant à 5,8 M€<sub>2021</sub>, soit -10,2 M€<sub>2021</sub>.

Le solde prévisionnel du CRCP de RTE au 31 décembre 2021 est égal à la somme du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021 et la différence au titre de l'année 2021 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.

<sup>2</sup> Voir Délibération de la CRE du 3 juin 2021 portant décision sur le solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) au 1<sup>er</sup> janvier 2021 du tarif 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 - CRE

Il s'élève à 9,6 M€<sub>2021</sub> et se décompose de la manière suivante :

**Tableau 1 : Montant du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021**

Composantes du CRCP total à apurer au 1 <sup>er</sup> août 2022	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2021 [A]	- 10,2 M€ <sub>2021</sub>
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2021 [B]	4 314,3 M€ <sub>2021</sub>
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2021 [C]	4 294,4 M€ <sub>2021</sub>
<b>Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021 [A]+([B]-[C])</b>	<b>9,6 M€<sub>2021</sub></b>

### 2.1.2 Ecarts entre montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2021

#### a) Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021

Le revenu autorisé définitif au titre de 2021 s'élève à 4 136,1 M€, dont un malus de 12,2 M€ d'incitations financières<sup>3</sup> dans le cadre de la régulation incitative de la qualité d'alimentation, des coûts unitaires de la gestion des actifs, de la maîtrise des coûts des grands projets de réseaux et des projets d'interconnexion.

Ce revenu définitif est inférieur de **178,2 M€** au montant prévisionnel pris en compte dans la délibération TURPE 6 HTB révisé de l'inflation réalisée (4 314,3 M€).

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

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

- les charges relatives à la constitution des réserves d'équilibrage supérieures au prévisionnel (+ 171,3 M€) ;
- les charges relatives aux congestions nationales et internationales supérieures au prévisionnel (+30,1 M€) ;
- les charges relatives aux pertes supérieures au prévisionnel (+ 8,3 M€) ;
- les charges de capital normatives non incitées inférieures au prévisionnel (- 16,7 M€) ;
- les recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité) supérieures au prévisionnel (+ 359,0 M€) ;

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

#### Régulation incitative

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative<sup>4</sup> génèrent en 2021 un malus global de 12,2 M€ pour RTE, qui se décompose comme :

- un bonus de 1,5 M€ au titre de la régulation incitative des coûts unitaires de la gestion des actifs ;
- un malus de 9,9 M€ au titre de la régulation incitative des dépenses d'investissements sur les grands projets de réseaux ;
- un bonus de 2,1 M€ au titre de la régulation incitative sur les projets d'interconnexion ;
- un malus de 5,9 M€ au titre de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation, correspondant à :
  - o un malus de 21,4 M€ au titre de la sous-performance de RTE sur la durée moyenne de coupure (4 min 04 s, supérieure à la valeur de référence fixée à 2 min 48 s) ;
  - o un bonus de 13,7 M€ au titre de la sur-performance de RTE sur la fréquence de coupure (0,33, inférieure à la valeur de référence fixée à 0,46) ;
  - o un complément de prime de 1,8 M€ au titre de la régularisation du calcul de performance de RTE sur l'année 2020.

L'ensemble de ces résultats sont détaillés et analysés en annexe 1.

<sup>3</sup> Hors régulation incitative relative aux charges relatives à la compensation des pertes électriques, les charges relatives à la constitution des réserves d'équilibrage.

<sup>4</sup> Hors incitations relatives aux coûts d'achats des pertes et aux coûts de constitution des réserves d'équilibrage

**b) Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2021**

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2021 s'établissent à 4 337,5 M€ et sont supérieures de **43,1 M€** aux recettes prévisionnelles fixées dans la Délibération tarifaire (4 294,4 M€). Cet écart s'explique par :

- des recettes d'injection inférieures au prévisionnel (-3,3 M€), dû à un effet volume (-14,2 TWh de volumes injectés) ;
- des recettes de soutirage (puissance souscrite, énergie soutirée et dépassements) supérieures au prévisionnel (+46,4 M€), expliquées par :
  - l'aléa climatique (+ 50,5 M€), le premier trimestre 2021 ayant été froid (+ 4,1 TWh par rapport à une année climatique neutre) ;
  - un abattement électro-intensif plus élevé que prévu en application du décret du 10 avril 2021<sup>5</sup> (- 50,0 M€) ;
  - une tendance structurelle englobant deux effets contraires (+45,9 M€) :
    - les soutirages ont été plus élevés que prévu (hors aléa climatique) : + 6,6 TWh liés à une conjoncture économique favorable, et au recul de la production injectée sur le réseau HTA. La production éolienne a notamment été en repli du fait de conditions de vent défavorables, en dépit de la progression de la capacité installée, et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ont donc davantage soutiré sur le réseau public de transport (RPT) par rapport aux prévisions de RTE ;
    - l'effet a été partiellement compensé par des niveaux de puissances souscrites inférieurs aux prévisions (-3,2 GW, notamment dû à une optimisation des distributeurs).

**2.1.3 Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2022**

Le solde du CRCP de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2022 s'élève donc à - 215,5 M€<sub>2022</sub>, à restituer aux consommateurs et se décompose de la manière suivante :

**Tableau 2 : Montant du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021**

Composantes du CRCP total à apurer au 1 <sup>er</sup> août 2022	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021 [A]	9,6 M€ <sub>2021</sub>
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 [B]	4 136,1 M€ <sub>2021</sub>
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2021 [B']	4 314,3 M€ <sub>2021</sub>
Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2021 [C]	4 337,5 M€ <sub>2021</sub>
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2021 [C']	4 294,4 M€ <sub>2021</sub>
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2021 [A] + ([B]-[B']) - ([C]-[C'])</b>	<b>-211,7 M€<sub>2021</sub></b>
Actualisation au taux de 1,7 %	-3,6 M€
<b>Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2022</b>	<b>-215,3 M€<sub>2022</sub></b>

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2022 s'explique principalement par la différence entre le revenu autorisé définitif et le revenu autorisé prévisionnel (-178,2 M€), ainsi que la différence entre les recettes tarifaires et les recettes prévisionnelles retenues dans la Délibération tarifaire (+43,1 M€) qui s'ajoutent au solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021 (9,6 M€).

**2.2 Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> août 2022**

**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 2022 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2022 est égal à 1,50 %. Pour rappel, la prévision de l'IPC dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 était de 1,00 % pour l'année 2022.

<sup>5</sup> 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



### 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 de la CRE du 21 janvier 2021 à 0,49 % par an.

### 2.2.3 Coefficient $k_{2022}$ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2022 prend en compte un coefficient k qui vise notamment à apurer, d'ici au 31 juillet 2023, le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Le coefficient k est plafonné à plus ou moins 2 %.

La détermination du coefficient k nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 juillet 2023. 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<sup>er</sup> janvier 2022 s'élève à - 4,9 %. Ce chiffre atteint le plafonnement défini dans la délibération tarifaire, le coefficient  $k_{2022}$  est donc fixé à - 2,0 %.

## 2.3 Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> aout 2022

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire de RTE au 1<sup>er</sup> août 2022 est égale à :

$$Z_{2022} = IPC_{2022} + X + k_{2022} = -0,01 \%$$

où  $IPC_{2022} = 1,50 \%$ ,  $X = 0,49\%$  et  $k_{2022} = - 2,00 \%$ .

## 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 2022, SER a transmis à la CRE les éléments nécessaires à la fixation du montant de la compensation au titre de l'année 2021 pour les deux sites électro-intensifs raccordés à son réseau pouvant en bénéficier.

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2021 s'élèvent à 1 356 k€ après actualisation au 1er janvier 2022.

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 2022<sup>6</sup>.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2022.

<sup>6</sup> Puisqu'elle sera versée par RTE à SER en 2022

**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<sup>er</sup> août 2021, en application de la délibération tarifaire de la CRE du 21 janvier 2021.

En application des modalités prévues par les tarifs TURPE 6 HTB, l'évolution annuelle du TURPE 6 HTB s'élève à -0,01 % au 1<sup>er</sup> août 2022 en application de la formule définie dans la Délibération tarifaire, soit :

$$Z_{2022} = IPC_{2022} + X + K_{2022} = 1,5 \% + 0,49 \% - 2,00 \% = -0,01 \%$$

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<sup>er</sup> août 2022. Le montant de la compensation couvrant les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour l'année 2021 au titre de l'abattement pour les électro-intensifs s'établit à 1 356 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 9 juin 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO



**ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2021**

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 2021. Il indique également, pour information, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération tarifaire du 6 janvier 2021 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 2021 (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]
<b>Charges</b>			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (hors coûts échoués)	2102,8	2102,8	-
Charges de capital incitées "hors réseaux" hors Lille et Marseille	188,7	188,7	-
Charges de capital non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille)	1479,8	1496,5	-16,7
Charges relatives à la compensation des pertes	552,0	543,6	8,3
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage	388,9	217,6	171,3
Coûts de congestions nationales et internationales	52,5	22,4	30,1
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	75,6	73,8	1,7
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€	-	-	-
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE	3,1	-	3,1
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	-14,4	-	-14,4
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)	82,0	82,0	-



<b>Recettes</b>			
Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)	-777,8	-419	-359,0
Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre GRT	-0,4	-0,2	-0,2
Abattement et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension	-6,3	-14	8,0
Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage	-9,3	-11	1,9
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	-0,2	-	-0,2
Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées	-	-	-
<b>Incidations financières</b>			
Régulation incitative sur le coût unitaire de la gestion des actifs	1,5	-	2
Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement des grands projets de réseaux	-9,9	-	-10
Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets	-	-	-
Incidations financières au développement des projets d'interconnexion	2,1	-	2
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	-5,9	-	-6
Régulation incitative sur la mise à disposition des données (qualité et délais)	-	-	-
Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (actions prioritaires)	-	-	-
<b>Total du revenu autorisé définitif</b>	<b>4 136,1</b>	<b>4 314,3</b>	<b>-178,2</b>

### **Postes de charges pris en compte pour le calcul définitif du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021**

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

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif pour l'année 2021 est égal à 2102,8 M€, soit :

- la valeur de référence définie dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021, soit 2082,9 M€ ;
- divisée par le cumul de l'inflation prévisionnelle entre 2019 et l'année N (0,80 %) ;
- multipliée par le cumul de l'inflation réalisée entre 2019 et l'année N (1,8 %).

#### **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 2021 est égal à la valeur de référence définie dans la délibération tarifaire, soit 188,7 M€.

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

Les charges de capital normatives non incitées s'élèvent en 2021 à 1 479,8 M€ et sont inférieures aux valeurs prévisionnelles issues de la délibération tarifaire, à savoir 1 496,5 M€, soit un écart de -16,7 M€. Cet écart s'explique par de moindres mises en service que prévu en 2019 et 2020 en raison de la crise sanitaire, et notamment le report de la mise en service de l'interconnexion IFA2 en 2021 (-12 M€ de rémunération de la base d'actifs régulés, +5 M€ sur la rémunération des immobilisations en cours et -10M€ sur les dotations aux amortissements).

**d) Charges relatives à la compensation des pertes**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est égal à la somme :

1. des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE en 2021, soit 558,9 M€.

Ce montant correspond à un écart de +15,3 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération tarifaire (543,6 M€). Cet écart résulte uniquement d'un effet volume, le volume des pertes constaté sur le réseau public de transport (RPT) étant de 11,18 TWh, supérieur au volume anticipé (10,77 TWh), en lien avec la crise sanitaire (perturbations du calendrier des travaux de maintenance du parc nucléaire français, conduisant à une disponibilité du parc nucléaire plus faible en particulier à proximité de la région parisienne et donc de plus longues distances séparant les centres de production et de consommation de l'électricité).

Il est à noter que ce montant inclut un retraitement comptable de 8,9 M€.<sup>7</sup>

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 2021, ainsi que la correction des incitations à la maîtrise du volume des pertes sur le RPT en 2020 et à la maîtrise du prix d'achat des pertes en 2020.

*S'agissant du montant (provisoire) de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes au titre de l'année 2021*

- le volume des pertes estimé en 2021 est de 11,18 TWh pour un total d'injections physiques sur le RPT de 489,65 TWh, soit un taux de pertes de 2,28 % ;
- le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération TURPE 6 HTB à 2,2 % du total des injections physique sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2021 est de 10,77 TWh ;
- le volume des pertes supportées par RTE en 2021 étant supérieur au volume de référence, RTE supporte une pénalité (provisoire) de 4,0 M€ ;
- Cette incitation provisoire sera corrigée en 2023 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 2020*

- l'incitation octroyée en 2021 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du volume des pertes de l'année 2020 était de -4,6 M€ en considérant que :
  - le volume de pertes 2020 était estimé à 10,70 TWh ;
  - le total d'injections physiques 2020 sur le RPT était estimé à 462,72 TWh ;
  - le prix de référence 2020 était estimé à 46,65 €/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 2020 s'établit à - 5,5 M€<sup>8</sup> en considérant que :
  - le volume de pertes 2020 s'établit à 10,92 TWh ;
  - le total d'injections physiques 2020 sur le RPT s'établit à 462,98 TWh. Le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération TURPE 5 HTB à 2,1 % du total des injections physiques sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2020 s'établit à 9,72 TWh ;
  - le prix de référence 2020 s'établit à 45,70 €/MWh.
- en conséquence, la pénalité calculée initialement est augmentée de 0,9 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 2020.

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

- le prix d'achat des pertes de RTE s'établit à 49,81 €/MWh ;

<sup>7</sup> Ce montant correspond à la somme : des retraitements internes aux comptes rattachés aux « achats des pertes » (rattrapage physique des écarts aux frontières valorisés au prix spot, et des écarts du RE RTE, pour +15,6 M€), et des retraitements externes aux comptes rattachés aux « achats des pertes » (notamment provision d'un rachat de capacité portant sur l'année de livraison 2021 à la suite de l'incendie sur l'interconnexion IFA2000, pour un total de -6,7M€).

<sup>8</sup> Incitation (M€) = 10 % \* (Volume<sub>référence,2020</sub> - Volume<sub>constaté,2020</sub>) \* Prix<sub>référence,2020</sub>

- 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 49,09 €/MWh ;
- le volume de pertes estimé en 2021 est de 11,22 TWh ;
- RTE supporte donc un malus (provisoire) de 1,6 M€ ;
- Cette incitation provisoire sera corrigée en 2023 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 2020*

- l'incitation octroyée en 2021 au titre du dispositif relatif à la maîtrise du prix d'achat des pertes de l'année 2020 était de -0,7 M€ en considérant que :
  - le volume des pertes 2020 était estimé à 11,00 TWh ;
  - le prix moyen d'achat des pertes 2020 de RTE était estimé à 45,38 €/MWh ;
  - le prix d'achat des pertes de référence pour 2020 était estimé à 45,05 €/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 2020 s'établit à -1,2 M€<sup>9</sup> en considérant que :
  - le volume de pertes 2020 s'établit à 11,02 TWh ;
  - le prix moyen d'achat des pertes 2020 de RTE s'établit à 45,28 €/MWh ;
  - le prix d'achat des pertes de référence 2020 s'établit à 44,74 €/MWh.
- en conséquence, la pénalité calculée initialement est augmentée de 0,5 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 2020

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est de 552,0 M€ (dont 6,9 M€ de pénalités 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 2021, soit 403,9 M€ ;
- et, dans la limite de plus ou moins 15 M€, de 20% de l'écart entre les charges effectivement constatées en 2021 et la valeur de référence définie dans la délibération TURPE 6, éventuellement remise à jour. Pour 2021, cette trajectoire était fixée à 217,6 M€.

Au titre de l'année 2021, l'écart entre les charges prévisionnelles et effectivement constatées s'élève donc à 186,3 M€<sup>10</sup>. L'incitation afférente est donc limitée à 15 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est de 388,9 M€.

Ce montant tient compte des charges réelles supportées par RTE au titre des différents types de réserves (403,9 M€) ainsi que du montant de l'incitation octroyée à RTE (-15 M€).

#### Ecart par rapport à la trajectoire tarifaire

<sup>9</sup> Incitation (M€) = 20 % \* (Prix<sub>référence,2020</sub> - Prix<sub>coûté 2020</sub>) \* Volume<sub>constaté 2020</sub>

<sup>10</sup> 20% de cet écart représente 37,3 M€, supérieur au plafond de 15 M€. Le montant à ajouter au montant prévisionnel s'élève donc à 171,3 M€ (= 186,3 - 15,0 M€)

**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 2021**

Montants au titre de l'année 2021 (en M€)	Montants réels supportés par RTE [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTB [B]	Ecart [A] - [B]
Réserve primaire	70,8	44,5	26,3
Réserve secondaire	185,2	104,0	81,2
Réserves rapide et complémentaire	13,7	12,8	0,9
Services système fréquence reconstitués	122,0	53,4	68,6
Marges reconstituées	12,3	3,0	9,3
<b>Total</b>	<b>403,9</b>	<b>217,6</b>	<b>186,3</b>
20%*écart			37,3
<b>MALUS</b>			<b>-15</b>

Les principaux écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées concernent les coûts de contractualisation de la réserve secondaire, les coûts des ajustements pour reconstitution des services système, et dans une moindre mesure les coûts de constitution de la réserve primaire.

La hausse des coûts de contractualisation de la réserve secondaire, supérieurs de 81,2 M€ à la trajectoire tarifaire, est due à un effet prix, concentré sur la période de l'appel d'offres (trois premières semaines de novembre 2021), au cours duquel le coût moyen de contractualisation s'est élevé à 2,8 M€/jour contre 0,2 M€/jour anticipé dans la délibération TURPE 6 HTB.

La hausse des coûts des ajustements pour reconstitution des services système, supérieurs de 68,6 M€ à la trajectoire tarifaire, est due principalement à un effet prix, ceux-ci étant deux fois plus élevés qu'en 2020 (82,0 €/MWh vs. 40 €/MWh en 2020), en lien avec la hausse des prix de l'électricité sur le marché spot.

La hausse des coûts de constitution de la réserve primaire, supérieurs de 26,3 M€ à la trajectoire tarifaire, s'explique par un effet prix. Le prix moyen issu des appels d'offres s'élève en ordre de grandeur à 16€/MWh, contre 10€/MWh retenu dans la délibération tarifaire, en lien avec la hausse des prix de marché observée sur le deuxième semestre de l'année 2021.

Le calcul du montant de l'incitation sur le coût des réserves au titre de l'année 2021 est égal à 20% de l'écart entre la trajectoire globale de coûts constatés et la trajectoire globale de coûts prévisionnels, dans la limite de +/- 15 M€. En 2021, l'écart s'élève à 186,3 M€, et 20% de cet écart représente 37,3 M€. En conséquence, RTE perçoit un malus de 15 M€ au titre de l'année 2021.

**f) Coûts de congestions nationales et internationales**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est égal à la somme :

- de la valeur des charges liées à la gestion des congestions nationales et internationales effectivement constatées en 2021, soit 60,1 M€ ;
- et de 20 % de l'écart entre les charges liées aux congestions internationales et nationales effectivement constatées en 2021 et la valeur de référence de l'année 2021, fixée à 22,4M€. Cet écart s'élève à 37,7 M€, correspondant à un malus de 7,5 M€.



En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est de 52,5 M€.

g) Charges liées au dispositif d'interruptibilité

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 75,6 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 2021 est égal à la somme :

- de la valeur de référence définie dans la délibération tarifaire pour 2021, 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 2021 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 n'a pas constaté de telles charges en 2021.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 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 2021 est :

- nul si le montant des indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport est inférieur à 9 M€ ;
- égal à la différence entre, d'une part, les indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport et, d'autre part, 9 M€, si le montant des indemnités effectivement versées est supérieur à 9 M€.

RTE n'a pas versé d'indemnités aux GRD en 2021, en conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 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.

Deux grands projets de réseaux<sup>11</sup> ont été abandonnés par RTE au cours de l'année 2021 : Ouest-Provence et Gaudière-Rueyres. Les coûts échoués afférents à ces deux projets, correspondant à des frais d'étude sans suite, s'élèvent respectivement à 1,8 M€<sup>12</sup> et 1,3 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est de 3,1 M€.

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

En application des dispositions des articles R. 335-12 et R. 335-33 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 2021, RTE a mené le règlement des écarts de l'année de livraison 2018 du mécanisme de capacité pour les acheteurs obligés et les responsables de périmètre de certification, conduisant à des recettes de 14,4 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 2021 est donc égal à -14,4 M€.

<sup>11</sup> Précédemment approuvés par la CRE.

<sup>12</sup> Plus précisément, sur les 1,8 M€ de coûts échoués affectés au projet Ouest-Provence, 1,2 M€ correspondent à des frais d'études sans suite sur le grand projet Midi-Provence (approuvé par la CRE dans le cadre du programme d'investissements 2016) qui ont été transférés vers le projet Ouest-Provence après la décision d'abandon du premier projet par RTE en 2018.

l) **Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux**

En application de la feuille de route validée par la CRE à l'occasion de l'examen du SDDR, RTE doit mener des appels d'offres expérimentaux afin de contractualiser des flexibilités à des fins de gestion des congestions.

RTE n'ayant pas lancé d'appels d'offres expérimentaux en 2021, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 est 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 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 2021. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 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 2021, 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 2021 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 2021, en conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 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 2021, il n'y a pas eu de mise à jour de la trajectoire prévisionnelle, en conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 est nul.

Par ailleurs, la CRE a décidé de revoir la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage pour l'année 2022<sup>13</sup>. Conformément aux principes définis par la CRE, cette régulation incitative sera prise en compte dans le calcul du réalisé 2022.

q) **Écarts annuels entre recettes 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 2021, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à 82,0 M€.

**Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021**

a) **Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)**

r) **Recettes d'interconnexion**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE<sup>14</sup>, soit 609,2 M€.

Ce montant correspond à un écart de + 327 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération tarifaire (281,9 M€). Cet écart s'explique par :

- Frontière France / Angleterre : +73,4 M€ résultant d'effets contraires au 2<sup>e</sup> semestre :
  - de juillet à septembre, un différentiel entre le prix français et le prix anglais plus important que prévu, ;
  - contrebalancé de septembre à décembre, par la baisse du différentiel de prix liée à la hausse significative des prix de marché en France et l'incendie de l'interconnexion IFA2000 le 15 septembre réduisant les volumes échangés au 4<sup>e</sup> trimestre.
- Frontière France/Espagne : +105,7 M€ : résultant d'un différentiel de prix et de volumes plus élevés que prévus du fait d'une consommation estivale élevée en Espagne ainsi qu'une faible disponibilité du nucléaire en France au 4<sup>e</sup> trimestre coïncidant avec une production renouvelable abondante en Espagne.
- Frontière France/Italie : +74,1 M€ résultant d'un différentiel de prix plus élevé que prévu, les prix du marché italien, très sensibles aux prix du gaz étant en forte hausse depuis septembre.
- Frontière France/Allemagne : +11,3 M€ du fait d'un différentiel de prix plus élevé qu'anticipé, particulièrement sur novembre et décembre.
- Frontière France/Suisse : +14,2 M€ lié à un différentiel de prix plus élevé qu'anticipé.
- Frontière France/Belgique : +8,4 M€ lié à un différentiel de prix plus élevé qu'anticipé.
- Flow Based Market Coupling : + 44,3 M€ du fait d'un taux de convergence des prix dégradé sur novembre et décembre 2021 qui a chuté à 28% en lien avec la dégradation de la disponibilité du parc nucléaire.

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

<sup>13</sup> 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

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



**Tableau 1.3 : Recettes d'interconnexions par frontière**

En M€	Montant TURPE 6 HTB	Montant réalisé 2021	Ecart
France - Angleterre	104,7	178,1	+ 73,4
France - Suisse	7,8	22,0	+ 14,2
France - Italie	59,3	133,4	+ 74,1
France - Espagne	47,3	153,0	+ 105,7
Zone CWE	55,8	119,8	+ 64
<i>dont France - Belgique</i>	9,9	18,3	+ 8,4
<i>dont France - Allemagne</i>	26,7	38,0	+ 11,3
<i>dont flow-based</i>	19,2	63,5	+ 44,3
Réserve complémentaire (projet TERRE)	6,7	2,9	-3,8
Réserve rapide (projet MARI)	0	0	0
Réserve secondaire (projet PICASSO)	0,3	0	-0,3
<b>Total</b>	<b>281,9</b>	<b>609,2</b>	<b>+ 327,2</b>

**Tableau 1.4 : Différentiel de prix par frontière**

En €/MWh	Spread TURPE 6 HTB	Spread Réalisé 2021	Ecart
France - Angleterre	6,1	28,5	+ 22,4
France - Belgique	3,5	-5,1	- 8,6
France - Allemagne	4,3	-12,3	- 16,6
France - Italie	4,2	16,0	+ 11,8
France - Espagne	1,3	2,8	+ 1,5

s) Recettes issues du mécanisme de capacité

Les recettes issues des mécanismes de capacité s'élèvent en 2021 à 168,6 M€. Le montant réalisé est supérieur aux 136,9 M€ pris en compte dans la trajectoire prévisionnelle de recettes des mécanismes de capacité de TURPE 6. L'écart global est donc de +31,7 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 2021	Ecart
Mécanisme de capacité britannique	13,4	15,5	+ 2,1
Mécanisme de capacité français	123,5	153,1	+ 29,6
<b>Total</b>	<b>136,9</b>	<b>168,6</b>	<b>+ 31,7</b>

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N est égal aux recettes nettes effectivement perçues par RTE pour l'année 2021 au titre des contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport, soit 0,4 M€.

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

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 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 6,3 M€.

Ce montant correspond à un écart de -8,0 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 6 HTB (14,3 M€).

**d) Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage**

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

- des abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage de l'année 2021, soit -8.8 M€ ; et
- de 20 % de l'écart entre les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage effectivement perçus l'année 2021 (8,8 M€) et la valeur de référence de l'année 2021 (11,2 M€), soit -0.5 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 est égal à 9,3 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 2021 correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé. Pour les actifs cédés par RTE en 2021, cela représente 0,4 M€.

Par ailleurs, RTE a supporté trois moins-values de cession au titre de l'année 2021 pour une perte globale de 210 k€ environ. Conformément au 2.1.2.4.2 de la délibération TURPE 6 HTB, la CRE a examiné les dossiers argumentés que RTE lui a transmis. La première moins-value (-150 k€) est liée à la cession du poste de Castellane et découle de l'application stricte d'une convention encadrant les cessions d'actifs entre RTE et Enedis et approuvée par la CRE en 2013<sup>15</sup>. Ainsi, la CRE retient 80% du montant de moins-value de cession pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021, soit 0,1 M€. Les deux autres moins-values (-52 k€ et -10 k€) portent sur des cessions de terrain, et résultent d'un arbitrage de RTE entre charges d'exploitation et charges d'investissement<sup>16</sup> ; à ce titre, la CRE ne les retient pas dans le calcul du revenu autorisé définitif.

En conséquence, le montant global retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 est égal à 0,2 M€<sup>17</sup>.

**f) Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2021 qui correspond aux recettes constatées issues de versements de gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées au titre de l'année 2021, est donc nul.

**Incitations financières au titre de régulations incitatives portant sur l'année 2021****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 2021, RTE perçoit une prime globale de 1,5 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 2021 est donc égal à 1,5 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 2021 : Carrières-Breteil et Avelin-Gavrelle. Par ailleurs, le projet Cergy-Persan a été mis en service en 2019, mais le bilan

<sup>15</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2013 portant approbation d'une convention relative à la cession d'actifs entre RTE et ERDF à la suite des évolutions de catégories des postes sources.

<sup>16</sup> RTE a choisi de céder les terrains afin de réduire ses charges d'exploitation futures (notamment : charges d'entretien des parcelles).

<sup>17</sup> Ce montant net correspond à la plus-value de cession de laquelle a été déduite la moins-value de cession (0,4 M€ - 0,2 M€).

final de régulation incitative a été transmis par RTE à la CRE le 15 avril 2022 dans le cadre du bilan 2021 de la régulation incitative des grands projets.

Pour les projets Carrières-Breteil et Cergy-Persan, RTE indique des coûts à terminaison ne sortant pas des bandes de neutralité définies dans les délibérations fixant les budgets cibles de ces projets<sup>18</sup>. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de ces projets est donc nul. Pour le projet Avelin-Gavrelle, le budget cible fixé par la CRE s'élève à 163,0 M€<sup>19</sup>. Le coût à terminaison affiché par RTE est de 229,0 M€, sortant 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 9,9 M€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est donc égal à -9,9 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 2021, 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 soit quelques semaines plus tard que le planning initial, principalement en raison de la pandémie du COVID-19. La délibération de la CRE de février 2017<sup>20</sup> 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€<sub>2016</sub>/an, soit 2,1 M€ au titre de l'année 2021 ;
- 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€<sup>21</sup>. 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 2021 ;
- 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€<sub>2016</sub>) 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 71,5%. La prime liée au taux d'utilisation s'élève donc à 1,6 M€ au titre de l'année 2021.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 est donc égal à 2,1 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.

<sup>18</sup> Délibération de la CRE du 15 juin 2017 portant décision relative à la définition du budget cible du projet Cergy – Persan et Délibération de la CRE du 29 mai 2019 portant décision relative à la définition du budget cible de la partie sud du projet Carrières – Breteil.

<sup>19</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 novembre 2018 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de renforcement de la ligne 400 kV entre le sud de Lille et le nord-ouest d'Arras.

<sup>20</sup> Délibération de la CRE du 19 janvier 2017 portant projet de décision sur le projet d'interconnexion « IFA2 ».

<sup>21</sup> Ce montant correspond au budget cible de 378,2 M€<sub>2017</sub> réévalué aux conditions économiques réelles.

L'ensemble des indicateurs de qualité de service<sup>22</sup> 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"> <li>• Suivi du respect des délais inscrits dans la PTF</li> <li>• Suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement</li> <li>• Suivi des écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la convention de raccordement</li> <li>• Suivi des écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 %</li> <li>• Suivi des délais moyens de raccordement par segment : éolien en mer / EnR terrestres / distributeurs et consommateurs</li> </ul>
Comptage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs</li> </ul>
Réclamations	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi du taux de réponse sous 10 jours</li> <li>• Suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours</li> <li>• Suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations</li> </ul>
Qualité de l'onde de tension	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension</li> <li>• Suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension</li> </ul>
Continuité d'alimentation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité</li> <li>• Suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport</li> <li>• Suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels</li> </ul>

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

Les résultats de ces indicateurs<sup>23</sup> pour l'année 2021 seront publiés par RTE prochainement sur son site internet.

**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. Ainsi, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021, 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 2021, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (4 min 04 s) a été supérieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s). RTE supporte en conséquence une pénalité de 21,4 M€.

La fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,33) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46). RTE bénéficie donc d'une prime de 13,7 M€.

Au global, RTE perçoit une pénalité de 7,7 M€ au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation en 2021.

Par ailleurs, une régularisation du bilan annuel de la continuité d'alimentation de l'année 2020 a été apportée, conduisant à une prime définitive de 10,3 M€<sup>24</sup> au titre de l'année 2020 au lieu de la prime calculée initialement (8,5 M€). Ce complément de prime, soit 1,8 M€, est pris en compte dans le revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021.

<sup>22</sup> En dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation et sur les données

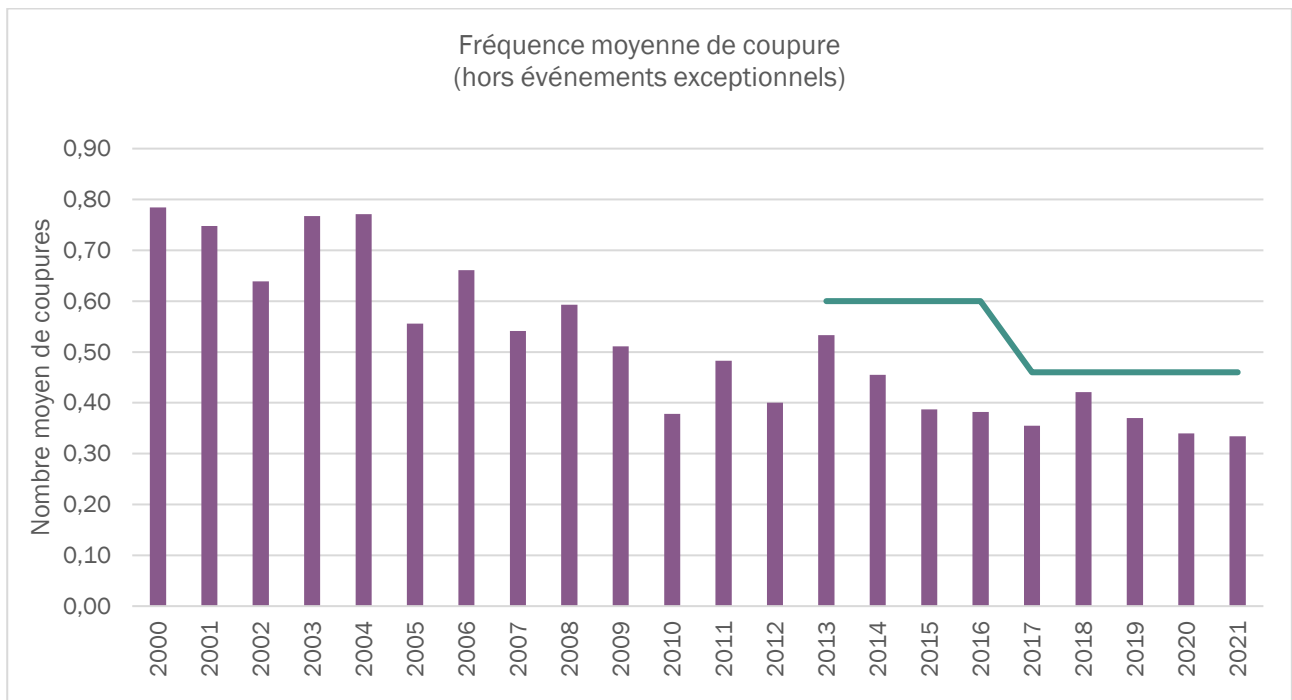
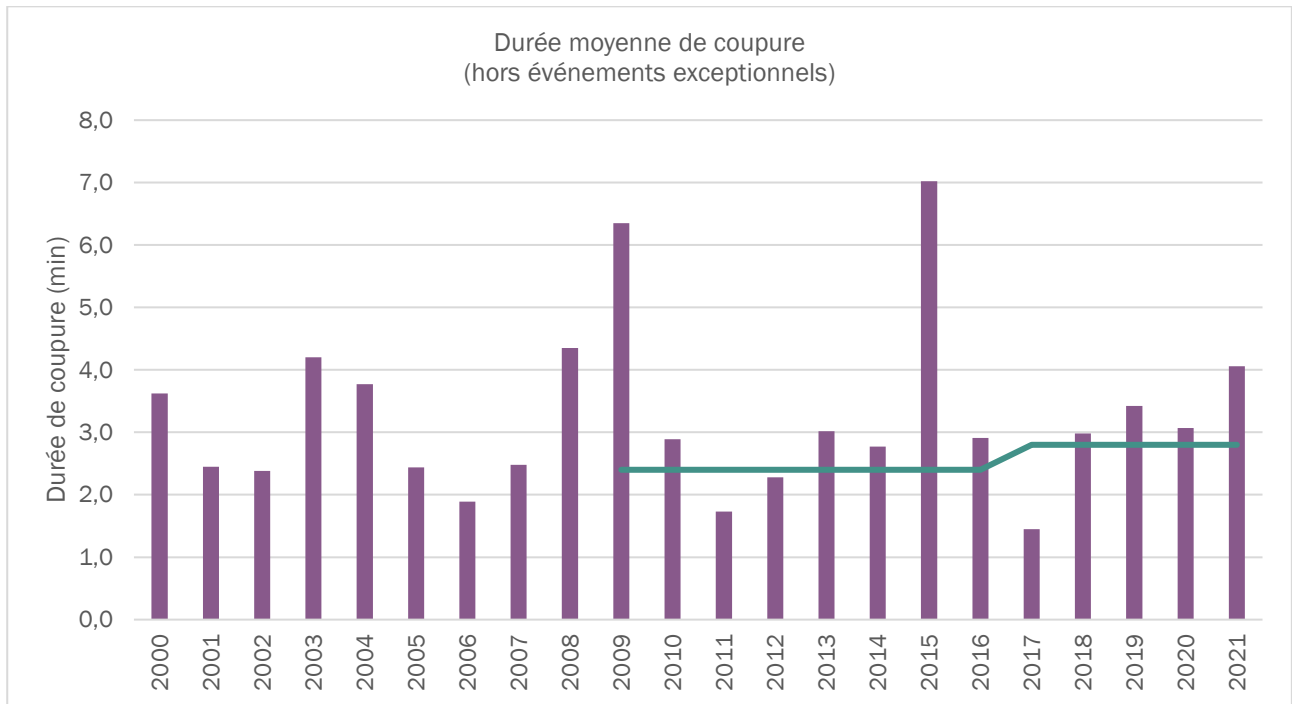
<sup>23</sup> A l'exception des indicateurs du suivi des écarts entre coûts réels et coûts inscrits dans la PTF/dans la convention de raccordement, et du suivi de la qualité de l'onde de tension en HTB1, que RTE sera en capacité de mesurer sur l'année 2022 pour une publication dès 2023.

<sup>24</sup> Les résultats d'une expertise menée dans le cadre d'une instruction judiciaire liant RTE et Enedis ont montré que l'origine d'un incendie survenu en novembre 2020 sur le RPT relevait de la responsabilité d'Enedis et non de RTE. En conséquence, les pertes d'alimentation subies par Enedis dans ce contexte ont été supprimées du calcul des deux indicateurs de qualité d'alimentation de RTE de l'année 2020, conduisant à des valeurs 2020 corrigées inférieures (TCE : 2,97 min vs. 3,07 min calculé initialement, et fréquence moyenne de coupure : 0,339 vs. 0,340 calculé initialement)



Par conséquent, la pénalité globale perçue par RTE au titre de la continuité d'alimentation pour l'année 2021 s'élève à 5,9 M€.

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.



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 2021.

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"> <li>• Suivi du taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE</li> <li>• Suivi du taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d’ajustement</li> <li>• Indicateur de suivi de la qualité du Niveau de Capacitif Effectif (NCE) et de l’Obligation estimé et définitif transmis par RTE aux acteurs concernés</li> <li>• Indicateur de suivi du respect du délai de publication de la déclaration d’évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC)<sup>25</sup> évolué sur le registre des capacités certifiées</li> <li>• Indicateur de suivi du respect des délais de certification (délai de transmission du contrat de certification à l’Exploitant de Capacité<sup>26</sup>)</li> <li>• Indicateur de suivi du respect du délai de transmission du contrôle du réalisé sur le mécanisme d’ajustement</li> </ul>

Aucun de ces indicateurs ne fait l’objet d’une incitation financière en 2021.

Les résultats de ces indicateurs pour l’année 2021 seront publiés par RTE prochainement sur son site internet.

**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 2021 : la mise en place de l’appel d’offres pour la contractualisation de la réserve secondaire, au 1<sup>er</sup> octobre 2021. La CRE ayant suspendu l’appel d’offres trois semaines après son lancement par RTE début novembre, aucune pénalité ne sera appliquée à RTE au titre de l’année 2021.

<sup>25</sup> Le délai figurant dans les règles du mécanisme de capacité est au plus tard 5 jours ouvrés après cette déclaration (paragraphe 7.6.1.4)

<sup>26</sup> Le délai figurant dans les règles du mécanisme de capacité est au plus tard 15 jours ouvrés après la date de réception par RTE de la demande de certification de l’EDC (paragraphe 7.5.1.5 pour les EDC raccordées au RPD et 7.5.2.1 pour les EDC raccordées au réseau de transport).



**ANNEXE 2 : COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX (SER)**

**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.

**Abattement reversé par SER aux électro-intensifs**

Les abattements reversés aux électro-intensifs déclarés par SER s'élèvent à 2 491 k€ au titre de l'année 2021.

**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 4,10 % en 2021 pour compenser 166 M€ de moindres recettes tarifaires liées à l'abattement prévisionnel versé par RTE aux clients électro-intensifs sur la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021. 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 2021 de RTE avant abattement (A)	4 212
Abattement électro-intensifs prévisionnel 2021 (B)	166
Recettes tarifaires prévisionnelles 2021 hors abattement (C = A - B)	4 046
<b>Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2021 (D = A / C - 1)</b>	<b>4,10%</b>

SER a perçu 6 998 k€ de recettes tarifaires HTB en 2021. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait perçu 276 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 2021 de SER (E)	6 998
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2021 (D)	4,10%
Recettes tarifaires HTB 2021 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ( $F = E / (1 + D)$ )	6 722
<b>Recettes supplémentaires HTB 2021 pour SER (<math>G = E - F</math>)</b>	<b>276</b>

Par ailleurs, SER a versé à RTE 39 432 k€ au titre de l'accès au réseau de transport en 2021. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 6 HTB, SER aurait supporté 1 554 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 2021 de SER (H)	39 432
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2021 (D)	4,10%
Charges tarifaires HTB 2021 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ( $I = H / (1 + D)$ )	37 877
<b>Charges supplémentaires HTB 2021 de SER (<math>J = H - I</math>)</b>	<b>1 554</b>

Au total, SER a donc supporté en 2021 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 2021 de SER (G)	276
Charges supplémentaires HTB 2021 de SER (J)	1 554
<b>Charges nettes supplémentaires HTB 2021 de SER (<math>L = J - G</math>)</b>	<b>1 278</b>



**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 +1,02 % :

**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 2021 d'Enedis (M)	3 617
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB 2021 (D)	4,10%
Charges tarifaires HTB prévisionnelles 2021 d'Enedis avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTB ( $N = M / (1 + D)$ )	3 474
Recettes tarifaires prévisionnelles 2021 d'Enedis (O)	14 099
Recettes tarifaires prévisionnelles 2021 d'Enedis avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 6 HTB ( $P = O - M + N$ )	13 956
<b>Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2021 (<math>Q = O/P - 1</math>)</b>	<b>1,02%</b>

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 2 435 k€ liées directement à la hausse du TURPE 6 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs en 2021 :

**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 2021 de SER (R)	240 861
Prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel dans le TURPE 6 HTA-BT 2021 (Q)	1,02%
Recettes HTA-BT 2021 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs prévisionnel ( $S = R / (1 + Q)$ )	238 426
<b>Recettes supplémentaires HTA-BT 2021 de SER (<math>T = R - S</math>)</b>	<b>2 435</b>

**Montant de la compensation**

Les charges nettes supportées par SER pour l'année 2021 s'élèvent à 1 356 k€ après actualisation au 1<sup>er</sup> janvier 2022 :

**Tableau 2.7 : Montant de la compensation à verser à SER**

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2021 par SER (U)	2 491
Charges nettes supplémentaires HTB 2021 de SER (L)	1 278
Recettes supplémentaires HTA-BT 2021 de SER (T)	2 435
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2021, avant actualisation ( $W = U + L - T$ )	1 334
Taux d'actualisation 2021 (V)	1,70%
<b>Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2021, actualisées au 1<sup>er</sup> janvier 2022 (<math>X = W \times (1 + V)</math>)</b>	<b>1 356</b>

**Effet sur les recettes tarifaires de RTE**

La compensation sera versée par RTE à SER en 2022, et constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2022.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2022.

**ANNEXE 3 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2022**

**1. Composante annuelle de gestion (CG)**

Tableau 3.1 : Composante annuelle de gestion

$a_1$ (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	9403,08 <sup>27</sup>

**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	3094,92 <sup>28</sup>
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	555,72 <sup>29</sup>

**3. Composante annuelle d'injections**

Tableau 3.3 : Composante annuelle d'injections

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

**4. Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMPS) pour les domaines de tension HTB**

**4.1. Composante annuelle de soutirages (CS)**

**4.1.1. Tarif pour le domaine HTB 3**

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

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,33

<sup>27</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 9 403,10 €/an/contrat.

<sup>28</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3 094,97 €/an.

<sup>29</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie 555,66 €/an.



4.1.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2

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)	$b_1 = 1,92$	$b_2 = 1,92$	$b_3 = 1,92$	$b_4 = 1,92$	$b_5 = 1,68$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,17$	$c_2 = 0,85$	$c_3 = 0,80$	$c_4 = 0,63$	$c_5 = 0,50$

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)	$b_1 = 4,20$	$b_2 = 4,08$	$b_3 = 3,96$	$b_4 = 3,36$	$b_5 = 2,64$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,98$	$c_2 = 0,80$	$c_3 = 0,64$	$c_4 = 0,51$	$c_5 = 0,37$

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)	$b_1 = 11,28$	$b_2 = 10,80$	$b_3 = 8,76$	$b_4 = 6,48$	$b_5 = 3,84$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,69$	$c_2 = 0,57$	$c_3 = 0,45$	$c_4 = 0,35$	$c_5 = 0,29$

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 <sub>1</sub> = 5,88	b <sub>2</sub> = 5,64	b <sub>3</sub> = 5,64	b <sub>4</sub> = 5,28	b <sub>5</sub> = 4,92
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 2,18	c <sub>2</sub> = 1,80	c <sub>3</sub> = 1,53	c <sub>4</sub> = 1,08	c <sub>5</sub> = 0,77

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 <sub>1</sub> = 14,64	b <sub>2</sub> = 14,16	b <sub>3</sub> = 12,36	b <sub>4</sub> = 9,84	b <sub>5</sub> = 7,08
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,64	c <sub>2</sub> = 1,38	c <sub>3</sub> = 1,01	c <sub>4</sub> = 0,70	c <sub>5</sub> = 0,50

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 <sub>1</sub> = 32,64	b <sub>2</sub> = 31,32	b <sub>3</sub> = 24,96	b <sub>4</sub> = 17,40	b <sub>5</sub> = 10,80
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,03	c <sub>2</sub> = 0,83	c <sub>3</sub> = 0,57	c <sub>4</sub> = 0,43	c <sub>5</sub> = 0,27

**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	106 920,19	10 134,98
HTB 2	64 481,70	Liaisons aériennes : 6 461,36 Liaisons souterraines : 32 305,64
HTB 1	33 493,11	Liaisons aériennes : 3 834,04 Liaisons souterraines : 7 668,07

**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	1,55
HTB 1	2,98

**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	7,41	0,77	31,39
	HTB 1	5,45	1,31	23,25
HTB 2	HTB 1	1,59	1,31	6,98

**6. Composante de regroupement**

**Tableau 3.14 : Composante de regroupement**

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,81
HTB 2	Liaisons aériennes : 15,12 Liaisons souterraines : 58,11
HTB 1	Liaisons aériennes : 76,72 Liaisons souterraines : 134,85



**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	1,82
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,91
HTA 1	HTB 1	6,91

**8. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP) 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	$\alpha$ (€/kW/an)
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

**9. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)**

**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	10,30
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie par l'utilisateur	0,90

**9.2. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre 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	3,05
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,53