

## DÉLIBÉRATION N°2026-104

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 mai 2026 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2026 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

**Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 7 HTB ») sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 13 mars 2025<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 7 HTB au 1<sup>er</sup> août 2026.

Le niveau moyen du TURPE 7 HTB augmente de 3,34 % au 1<sup>er</sup> août 2026, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 7 HTB, résultant de :

- la prise en compte de l'inflation pour + 0,39 %, correspond à la somme :
  - o du taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2026 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2026, égal à 1,30 % ;
  - o de l'écart entre l'inflation réalisée de l'année 2025 telle que calculée par l'INSEE et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2025 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2025, égal à -0,91 % ;
- le coefficient d'indexation annuelle automatique de - 0,05 % ;
- la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) soit + 3,00 %. 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 ;

Le solde du CRCP s'établit à fin 2025 à 136,4 M€, les principaux effets sont les suivants :

- les recettes tarifaires de RTE en 2025 sont inférieures de 40,8 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles en raison notamment du climat, l'année 2025 ayant connu des températures plus douces que les normales, générant ainsi moins de soutirages (- 5 TWh) ;
- les recettes d'interconnexion sont supérieures aux prévisions (+ 96,8 M€), du fait principalement de différentiels de prix entre les places de marché européennes importants sur toutes les frontières ;

<sup>1</sup> [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

- les charges de capital normatives sont supérieures au prévisionnel, notamment en raison de dotations aux amortissements plus importantes que prévu (- 136,8 M€) ;
- les charges relatives aux congestions nationales et internationales sont en forte hausse (+55,4 M€) en cohérence avec la hausse des différentiels de prix avec les pays voisins qui affecte le coût des congestions internationales mais aussi les contraintes de tension haute plus nombreuses nécessitant des actions de RTE ;
- enfin, la performance de RTE sur les différentes régulations incitatives aboutit à un bonus global de 23,8 M€.

Ce résultat sur les régulations incitatives s'explique principalement par le solde de la régulation incitative sur la minimisation des coûts pour les projets d'interconnexion IFA 2 et Savoie-Piémont et par la trajectoire de pertes réalisée qui est en dessous de la trajectoire de référence, tant sur les volumes que sur les prix. En ce qui concerne la qualité de service, la CRE constate une amélioration des performances de RTE qui doit être poursuivie dans le processus de raccordement, notamment concernant le délai de transmission des propositions techniques et financières (PTF) et le respect des délais de raccordement inscrits dans la convention de raccordement. En revanche, les résultats en termes de qualité d'alimentation sont en deçà des cibles fixées par la régulation incitative. Enfin, sur les enjeux liés aux investissements, RTE a réalisé une bonne performance sur le respect des trajectoires des budgets cibles.

## Sommaire

<b>1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.....</b>	<b>5</b>
<b>2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 7 HTB au 1<sup>er</sup> août 2026.....</b>	<b>5</b>
2.1. Solde du CRCP de RTE au 1 <sup>er</sup> janvier 2026.....	5
2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 .....	6
2.1.2. Ecart entre les montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2025 .....	6
2.1.2.1. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 .....	6
2.1.2.2. Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2025 .....	8
2.1.3. Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2026 .....	9
2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 7 HTB au 1 <sup>er</sup> août 2026 .....	9
2.2.1. Evolution du terme <i>IPCN</i> .....	9
2.2.2. Facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire .....	9
2.2.3. Coefficient $k_{2026}$ en vue de l'apurement du solde du CRCP .....	9
2.3. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 7 HTB au 1 <sup>er</sup> août 2026 .....	10
<b>3. Introduction de nouvelles actions prioritaires du TURPE 7 HTB .....</b>	<b>10</b>
3.1. Régulation incitative à la réalisation des projets prioritaires du SDDR.....	10
3.2. Régulation incitative des actions prioritaires.....	10
<b>Décision de la CRE .....</b>	<b>12</b>
<b>Annexe 1 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025.....</b>	<b>13</b>
Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 .....	15
Poste de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 .....	22
Incitations financières au titre de régulations incitatives portant sur l'année 2025 .....	24
<b>Annexe 2 : coefficients tarifaires applicables au 1<sup>er</sup> août 2026 .....</b>	<b>33</b>
1. Composante annuelle de gestion (CG) .....	33
2. Composante annuelle de comptage.....	33
3. Composante annuelle d'injection .....	33

<b>4. Composante annuelle de soutirage (CS) et composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite pour les domaines de tension HTB 33</b>	
4.1. Composante annuelle de soutirages (CS).....	33
4.1.1. Tarif pour le domaine HTB 3.....	33
4.1.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 2 .....	33
4.1.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1 .....	35
4.2. Composante annuelle d'injection-soutirage .....	36
4.2.1. Tarif pour le domaine de tension HTB 2 .....	36
4.2.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 1 .....	37
<b>5. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs) .....</b>	<b>38</b>
5.1. Alimentations complémentaires .....	38
5.2. Alimentation de secours.....	38
<b>6. Composante de regroupement .....</b>	<b>38</b>
<b>7. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution.....</b>	<b>38</b>
7.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT) .....	38
<b>8. Composante annuelle de dépassements ponctuels et programmés (CPP) pour les domaines de tension HTB2 et HTB1.....</b>	<b>39</b>
<b>9. Composante annuelle de l'énergie réactive.....</b>	<b>39</b>
9.1. Principes généraux.....	39
9.2. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité .....	39

### **Annexe 3 : bilan de la qualité de service et du raccordement de RTE pour l'année 2025..... 40**

Tableau récapitulatif de la qualité de service de RTE .....	40
Analyse de la qualité de service de RTE en 2025 .....	41
Comptage.....	41
Traitement des réclamations .....	41
Qualité de l'onde de tension.....	41
Continuité d'alimentation.....	41
Tableau récapitulatif de la publication des données du mécanisme de capacité, des données du Portail Services, de l'équilibrage et des flexibilités de RTE.....	42
Indicateurs de qualité de service relatif à la mise à disposition des données.....	42
Tableau récapitulatif des performances de RTE concernant le raccordement.....	45
Raccordement .....	48

## 1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux 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 7 HTB », sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025, 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 à son 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 2026. 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 ;
- $IPC_N$  est la somme :
  - du taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
  - de l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- $X$  : coefficient d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixé par la CRE dans la Délibération tarifaire, égal à - 0,05 % ;
- $K_N$  : coefficient d'évolution de la grille tarifaire provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre - 3 % et + 3 %.

## 2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 7 HTB au 1<sup>er</sup> août 2026

### 2.1. Solde du CRCP de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2026

Le solde du CRCP au 31 décembre 2025 est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025, détaillé au point 2.1.1 ;
- et de la différence, au titre de l'année 2025, 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<sup>er</sup> janvier 2026 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2025 au taux sans risque en vigueur de 3,3 %.

### 2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025

Le solde prévisionnel du CRCP de RTE au 31 décembre 2025 est égal à la somme du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2025 et la différence au titre de l'année 2025 entre (i) le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation<sup>2</sup> 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 - 55,9 M€<sup>3</sup> et se décompose de la manière suivante :

**Tableau 1 : Montant du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025**

Composantes du CRCP à apurer au 1 <sup>er</sup> août 2026	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2025 [A]	- 55,9 M€
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2025 [B]	4 827,6 M€
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2025 [C]	4 827,6 M€
<b>Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 [A]+([B]-[C])</b>	<b>- 55,9 M€</b>

### 2.1.2. Ecart entre les montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2025

#### 2.1.2.1. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

Le revenu autorisé définitif au titre de 2025 s'élève à 4 979,2 M€ dont un bonus global de 23,8 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service et d'alimentation, des coûts unitaires de la gestion des actifs, de la maîtrise des coûts des grands projets de réseaux, des raccordements et des projets d'interconnexion.

Ce revenu autorisé définitif est supérieur de 151,6 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la délibération TURPE 7 HTB (4 827,6 M€).

##### 2.1.2.1.1. 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 charges de capital normatives supérieures au prévisionnel (+ 136, 8 M€) ;
- les recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité) supérieures au prévisionnel (- 96,8 M€) ;
- les charges relatives aux congestions nationales et internationales supérieures au prévisionnel (+ 55,4 M€) ;

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

<sup>2</sup> A partir de 2026, le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

<sup>3</sup> La convention de signe utilisée dans la délibération est la suivante : un montant positif représente un montant à couvrir par le tarif, tel qu'une charge ou un bonus pour RTE ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges couvertes par le tarif au titre du CRCP, telles qu'un produit ou une pénalité pour RTE.

### 2.1.2.1.2. Régulations incitatives

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative génèrent en 2025 un bonus global de 23,8 M€ pour RTE, qui se décompose comme :

- un bonus de 4,4 M€ au titre de la régulation incitative sur les raccordements, résultant du cumul de l'incitation sur le respect des délais de transmission des propositions techniques et financières (PTF), dont les performances sont de 64% pour les consommateurs, 80% pour les stockeurs, 88% pour les producteurs et 91% pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), avec une cible fixée à 75% (+ 1,7 M€), de l'incitation sur le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement, dont la performance (95%) est supérieure à la cible (90%) (+ 1 M€) et de l'incitation commune avec Enedis concernant la création de capacité de postes sources dans les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) (+ 1,7 M€) ;
- un bonus de 19,2 M€ au titre de la régulation incitative des projets d'interconnexion résultant du cumul du solde des régulations incitatives sur les interconnexions Savoie-Piémont et IFA 2 issue de TURPE 6, soldées en 2025 (+ 18,2 M€), de la régulation incitative sur la maîtrise du taux de disponibilité des interconnexions HVDC (- 0,3 M€) et de la régulation incitative relative au respect du critère CEP 70% (+ 1,2 M€) ;
- un malus de - 3,6 M€ au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation résultant du cumul du malus lié à une durée moyenne de coupure (3 min 12 s) supérieure à celle de référence (2 min 54 s) de 5,7 M€ et d'un bonus lié à une fréquence moyenne de coupure (0,36) inférieur à celle de référence (0,38) de 2,1 M€ ;
- un bonus de 14,4 M€ au titre de la régulation incitative sur les pertes électriques résultant du cumul d'un bonus de 7,0 M€ lié à un volume de pertes réalisé de 11,92 TWh contre une cible fixée à 12,88 TWh, et d'un bonus de 5,4 M€ lié au prix moyen constaté des pertes achetées par RTE de 71,36 €/MWh, inférieur au prix moyen de référence qui s'établit à 73,62 €/MWh pour 2025, et d'un correctif de pénalité au titre de 2024 de 2,0 M€ ;
- un malus de -8,7 M€ au titre de la régulation incitative sur les congestions résultant du cumul d'un malus de -8,7 M€ lié au volume de congestions nationales<sup>4</sup> de 904 GWh très largement au-dessus de la valeur de référence (337 GWh) principalement du fait de contrats en amont du J-1 contractualisés au titre de la gestion des tensions hautes (601 GWh), et d'un malus nul lié au respect du taux plafond (0,80 %) d'écarts d'énergies renouvelables (EnR) liés au dimensionnement optimal avec un taux réalisé compris entre 0,54 et 0,72 % ;
- un bonus de 1,7 M€ au titre de la régulation incitative sur les services système tension lié à un volume activé (25,6 GWh) de compensation synchrone inférieur à la référence (58 GWh) ;
- un bonus de 0,9 M€ au titre de la régulation incitative sur les réserves d'équilibrage résultant du cumul d'un bonus de 1,4 M€ lié au volume d'ajustements pour reconstitution des services système avec un volume réalisé (673 GWh) plus faible que le volume de référence (793 GWh) en 2025, et d'un malus de -0,5 M€ lié volume d'ajustements pour cause marges avec un volume réalisé (225 GWh) supérieur à la trajectoire de référence (200 GWh) ;
- un bonus de 0,4 M€ au titre de la régulation incitative des dépenses d'investissements sur les grands projets de réseaux, en raison de la bonne performance sur le projet Champagnier-Cordeac et de la réévaluation à la baisse du coût du raccordement du parc éolien en mer de Courseulles. Le projet Baixas-Tautavel-Saint-Paul-de-Fenouillet se voit attribuer un malus, son coût à terminaison étant supérieur à la bande de neutralité du budget cible ;
- un bonus de 1,0 M€ au titre de la régulation incitative relative aux flexibilités au service du réseau, résultant d'un déploiement d'automates NAZA (14) supérieur à la cible (10) ;
- un bonus de 0,8 M€ au titre de la régulation incitative relative à la qualité de service, résultant du cumul des bonnes performances sur le taux de disponibilité du Portail Services (99,6% pour

<sup>4</sup> Le périmètre d'incitation porte sur les activations sur le mécanisme d'ajustement pour cause réseau (hors motifs « transit international » et « cross-border redispatching ») et les volumes associés aux accords en amont du J-1 supérieurs à 50 k€ et inférieurs à 1 M€.

une cible à 98%) pour 0,4 M€ et de la qualité des prévisions de consommation et de production EnR en entrée de fenêtre opérationnelle (78%) supérieure à la cible (74%) pour 0,4 M€ ;

- un malus de 0,2 M€ au titre de la régulation incitative sur les coûts des projets d'investissement « hors réseau », résultant d'un niveau d'investissement (223,4 M€) supérieur à la trajectoire (222,4 M€) ;
- un malus de -6,5 M€ au titre de la régulation incitative relative à la maîtrise des coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau, principalement en raison de surcoûts sur les opérations de renouvellement des systèmes de contrôle-commande.

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

Par ailleurs, les résultats des indicateurs de suivi de la qualité de service, de données, de la flexibilité et du raccordement font l'objet d'une analyse détaillée en annexe 3.

### 2.1.2.2. Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2025

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2025 s'établissent à 4 786,9 M€ et sont inférieures de 40,8 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles (4 827,6 M€). Cet écart s'explique par :

- des recettes de soutirage (puissance souscrite, énergie soutirée et dépassements de puissance souscrite) inférieures au prévisionnel (- 389 M€) expliquées par :
  - l'aléa climatique (- 40 M€), l'année 2025 ayant connu des températures plus douces que les normales, générant ainsi moins de soutirages (- 5 TWh) et moins de dépassements de puissances souscrites ;
  - un abattement électro-intensif moins important que prévu (+18 M€) ;
  - une évolution défavorable hors aléa climatique de - 22 M€ liée notamment à :
    - une hausse globale des volumes soutirés par rapport à la prévision, mais dont la répartition est différente avec une forte hausse pour les clients distributeurs (+10 TWh). Cette hausse est contrebalancée par une baisse pour les clients directs (-5 TWh) ;
    - une baisse des puissances souscrites de 4 GW. Celles des distributeurs diminuent de 2,5 GW du fait d'une météo clémente et celles des clients directs décroissent de 1,5 GW par rapport aux prévisions en raison d'un niveau de consommation modéré. Ces baisses sont contrebalancées par une hausse des dépassements de puissance souscrite.
- des recettes d'injections supérieures aux niveaux prévus au moment de la délibération TURPE 7 (+5 TWh), avec un impact sur les recettes de +3 M€.

### 2.1.3. Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2026

Le solde du CRCP de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2026 s'élève donc à 140,9 M€, à restituer à RTE et se décompose de la manière suivante :

**Tableau 2 : Montant du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2026**

Composantes du CRCP à apurer au 1 <sup>er</sup> août 2026	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 [A]	-55,9 M€
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 [B]	4 979,2 M€
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation <sup>5</sup> au titre de l'année 2025 [B']	4 827,6 M€
Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2025 [C]	4 786,9 M€
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2025 [C']	4 827,6 M€
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2025 [A] + ([B]-[B']) - ([C]-[C'])</b>	<b>136,4 M€</b>
Actualisation au taux de 3,3 %	4,5 M€
<b>Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2026 [A]+([B]-[C])</b>	<b>140,9 M€</b>

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2026 s'explique par la différence entre les recettes tarifaires et les recettes tarifaires prévisionnelles (40,8 M€) ainsi que la différence entre le revenu autorisé définitif et le revenu autorisé prévisionnel (151,6 M€) auquel s'ajoute le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 (- 55,9 M€).

## 2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 7 HTB au 1<sup>er</sup> août 2026

### 2.2.1. Evolution du terme $IPC_N$

Le terme  $IPC_N$  correspond à la somme :

- du taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2026 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2026, égal à 1,30 % ;
- de l'écart entre l'inflation réalisée de l'année 2025 telle que calculée par l'INSEE et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2025 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2025, égal à -0,91 % ;

Ainsi, l' $IPC_{2026}$  retenu pour le calcul de l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2026 est de 0,39 %.

### 2.2.2. Facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire

Le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X a été fixé dans la Délibération tarifaire à - 0,05 % par an.

### 2.2.3. Coefficient $k_{2026}$ 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 2026 prend en compte un coefficient k qui vise notamment à apurer, d'ici au 31 juillet 2027, le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> janvier 2026. Le coefficient k est plafonné à plus ou moins 3 %.

La détermination du coefficient k nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 juillet 2027. 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 ;

<sup>5</sup> A partir de 2026, le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application de grilles tarifaires obtenues en recalculant les évolutions annuelles à compter de 2025 avec des coefficients d'apurement k nuls.

Le coefficient nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2026 s'élève à 3,21 %, il est donc plafonné à 3 %.

### 2.3. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 7 HTB au 1<sup>er</sup> août 2026

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire de RTE au 1<sup>er</sup> août 2026 est égale à :

$$Z_{2026} = IPC_{2026} + X + k_{2026} = 3,34 \%$$

où  $IPC_{2026} = 0,39 \%$ ,  $X = -0,05 \%$  et  $k_{2026} = 3,00 \%$ .

## 3. Introduction de nouvelles actions prioritaires du TURPE 7 HTB

### 3.1. Régulation incitative à la réalisation des projets prioritaires du SDDR

La Délibération tarifaire prévoit au paragraphe 2.3.2.3 une régulation incitative relative à la réalisation dans les délais des projets prioritaires identifiés dans le schéma de développement du réseau (SDDR). Il est prévu qu'une liste de projets et de jalons associés (par exemple le dépôt de la justification technico-économique du projet, le lancement des travaux ou la mise en service) soit définie, après consultation des acteurs de marché, par délibération de la CRE une fois le SDDR de RTE publié. La Délibération tarifaire définit également les modalités d'incitation en cas d'atteinte ou non des jalons fixés.

La CRE a publié dans sa consultation publique relative au SDDR de RTE un projet de liste de projets prioritaires et de jalons associés incluant des projets d'interconnexion, d'adaptation du réseau très haute tension et d'ouvrages mutualisés dans les zones de décarbonation de l'industrie.

Les répondants à la consultation publique ont formulé peu de commentaires sur la liste publiée par la CRE. Plusieurs répondants ont cependant souligné l'importance de l'incitation au respect des délais pour les ouvrages mutualisés dans les zones de décarbonation de l'industrie de Fos-sur-Mer, Dunkerque et Le Havre.

La CRE fixe la liste suivante de projets et de jalons associés inclus au périmètre de cette régulation incitative :

Jalon de projet	Date d'atteinte
Dans la zone de Fos : mise en service de l'extension du poste de Roquerousse	31/05/2029
Dans la zone du Havre : mise en service du poste de Noroit 400 kV (dernier autotransformateur)	30/09/2029
Dans la zone de Dunkerque : mise en service du poste de Puythouck et des renforcements du réseau associés (lignes Flandre Maritime – Puythouck, Grande Synthe – Westhouck et Puythouck – Grande Synthe)	30/06/2031
Mise en service de la ligne Chaingy-Dambron	31/10/2028

### 3.2. Régulation incitative des actions prioritaires

Le TURPE 7 HTB prévoit une régulation incitative sur le respect des délais d'exécution de certaines actions prioritaires (paragraphe 2.9 de la Délibération tarifaire). La Délibération tarifaire identifie une liste d'actions prioritaires et définit les modalités d'incitation en cas de non-réalisation de ces actions dans les délais impartis. La Délibération tarifaire prévoit également que cette liste d'actions peut être alimentée pendant la période TURPE 7 en cohérence avec les évolutions réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché.

La consultation publique de la CRE sur le SDDR présentait les deux projets prioritaires présentées ci-dessous, sur lesquelles les répondants ont formulé peu de commentaires. La CRE décide d'ajouter ces deux projets à la liste des actions prioritaires définie dans la délibération TURPE 7 HTB :

Jalon de projet	Date d'atteinte
Réalisation des études permettant d'évaluer l'impact des projets de renforcement internes du réseau THT sur les capacités d'échange sur la frontière est	01/01/2027
Réalisation des études de zones pour l'identification des projets de renforcements du réseau (phase 2 SDDR) dans la zone Ouest-Pyrénées	31/10/2027

---

## Décision de la CRE

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 7 HTB ») sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025, en application de la délibération n°2025-77 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (ci-après « la Délibération tarifaire »).

En application des modalités prévues par la Délibération tarifaire, l'évolution annuelle du TURPE 7 HTB s'élève à 3,34 % au 1<sup>er</sup> août 2026 en application de la formule définie dans la Délibération tarifaire, soit :

$$Z_{2026} = IPC_{2026} + X + k_{2026} = 0,39 \% - 0,05 \% + 3,00 \% = 3,34 \%$$

Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 7 HTB qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 2 de la présente délibération. Ils entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2026.

La CRE décide également d'ajouter quatre projets à la liste des projets prioritaires du SDDR définis au 3.1 et deux projets à la liste des actions prioritaires définis au 3.2.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

**Délibéré à Paris, le 21 mai 2026.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**

## Annexe 1 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

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 2025. Il indique également le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération n°2025-77 de la CRE du 13 mars janvier 2025 (« Délibération tarifaire ») non 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.

Montant au titre de l'année 2025 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé définitif [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 7 HTB non révisés de l'inflation pour l'année 2025 <sup>6</sup> [B]	Ecart [A]-[B]
<b>Charges</b>			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (hors coûts échoués)	2260,7	2260,7	0,0
Charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires	174,7	174,9	-0,2
Charges de capital normatives	2153,5	2016,7	136,8
Charges liées à la compensation des pertes électriques	855,7	873,6	-17,9
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage	542,4	547,5	-5,1
Charges liées aux congestions nationales et internationales	192,0	136,6	55,4
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	69,3	73,1	-3,8
Part variable de la compensation synchrone	1,1	4,9	-3,8
Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)	37,3	14,4	22,9
Charges liées à l'élaboration des études préalables au raccordement	50,4	37,9	12,5
Coûts échoués (VNC des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)	40,8	40,8	0,1
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues	0,0	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	0,0	0,0	0,0

<sup>6</sup> La délibération TURPE 7 HTB prévoit que pour l'année 2025 les charges d'exploitation incitées ne sont pas révisées de l'inflation.

Coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs de mécanismes de capacité	0,0	0,0	0,0
Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres flexibilités locales de RTE	0,0	0,0	0,0
Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer	0,0	0,0	0,0
Coût de réparation des avaries sur les interconnexions en mer	2,1	0,8	1,3
Moins-value de cession	0,0	0,0	0,0
Coût de transfert des actifs HTA aux GRD	0,1	0,1	0,0
Créances irrécouvrables des responsables d'équilibre	0,0	0,0	0,0
Charge du « tarif agent » liées à l'évolution des prix et des taxes et aux variations climatiques	66,0	67,5	-1,5
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel	-76,8	-76,8	0,0
Écart sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances pour 2025	3,4	0,0	3,4
<b>Recettes</b>			
Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)	-1 673,9	-1 577,1	-96,8
Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre GRT	3,2	-0,1	3,4
Abattements et pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité, aux services système tension et aux réserves d'équilibrage	-32,9	-60,5	27,6
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	-3,6	0,0	-3,6
Solde éventuel restant sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification	-67,7	-72,0	4,3
Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées	0,0	0,0	0,0
Recettes perçues par RTE au titre du paiement préalable des PTF lorsque les demandeurs ne donnent pas suite à leur demande	-7,2	0,0	-7,2

<b>Incitations financières</b>			
Régulation incitative sur les pertes électriques	14,4	0,0	14,4
Régulation incitative sur le taux d'écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE	0,0	0,0	0,0
Régulation incitative sur les réserves d'équilibrage	0,9	0,0	0,9
Régulation incitative sur les congestions	-8,7	0,0	-8,7
Régulation incitative sur les services système tension	1,7	0,0	1,7
Régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau	-6,5	0,0	-6,5
Régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements	0,4	0,0	0,4
Régulation incitative sur les coûts des projets d'investissement « hors réseaux »	-0,2	0,0	-0,2
Régulation incitative au respect des délais des investissements prioritaires	0,0	0,0	0,0
Régulation incitative portant sur les interconnexions	19,2	0,0	19,2
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	-3,6	0,0	-3,6
Régulation incitative de la qualité de service	0,8	0,0	0,8
Régulation incitative sur les actions prioritaires	0,0	0,0	0,0
Régulation incitative relative aux raccordements	4,4	0,0	4,4
Régulation incitative relative aux flexibilités au service du réseau	1,0	0,0	1,0
Apurement du solde du CRCP du TURPE 6 HTB	364,8	364,8	0,0
<b>Total du revenu autorisé définitif</b>	<b>4979,2</b>	<b>4827,6</b>	<b>151,6</b>

## Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

### a) Charges nettes d'exploitation incitées

Pour l'année 2025, l'Annexe 1 de la Délibération tarifaire prévoit que les charges nettes d'exploitation ne soient pas corrigées de la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est nul.

### b) Charges d'exploitation relatives aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal aux charges liées aux opérations de gestion des actifs incluses au périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts unitaires effectivement supportés par RTE.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est de 174,7 M€.

### c) Charges de capital normatives

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal à la somme des charges de capital constatées sur l'année, qui s'élèvent à 2 153,5 M€, et du retraitement des charges de capital couvertes en anticipation au cours de la période TURPE 6 HTB pour les systèmes d'information, qui s'élèvent à 15 M€/an. Le montant des charges de capital est supérieur de 136,8 M€ à la trajectoire tarifaire.

Cet écart s'explique en très large majorité par une différence de 142,3 M€ sur la trajectoire prévisionnelle des dotations aux amortissements. Ceci est lié notamment :

- à des erreurs de paramétrage du modèle prévisionnel, notamment des dates de mise en service au cours de l'année ou des délais de mise en service, pour 64,8 M€ ;
- à des rattrapages de mises en service qui avaient été oubliés par RTE avant 2025, pour 27,6 M€ ;
- à la mise en œuvre du projet Edgart sur les investissements Poste et contrôle-commande dont l'ensemble des impacts n'avait pas été anticipé par RTE, pour 25,3 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est de 2 153,5 M€.

### d) Achats pour la compensation des pertes électriques

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal à la somme des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE sur l'année, soit 855,7 M€. Ce montant correspond à un écart de - 17,9 M€ avec la valeur prévisionnelle définie par TURPE 7 (873,6 M€). Cet écart s'explique par :

- un effet volume nul lié à un volume de pertes réalisé estimé à date à 11,9 TWh sur 2025 soit l'estimation du volume de pertes retenue dans la délibération TURPE 7 ;
- un effet prix très légèrement favorable de -18,0 M€ lié à un prix moyen des pertes de 71,77 €/MWh<sup>7</sup> légèrement inférieur à la référence de prix retenue dans la délibération TURPE 7 HTB (73,29 €/MWh).

Il est à noter que ce montant inclut un retraitement comptable de -14,1 M€<sup>8</sup>.

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal à la somme des charges d'exploitation liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage effectivement constatées sur l'année, soit 542,4 M€. Ce montant est inférieur de 5,1 M€ à la trajectoire TURPE 7 (547,5 M€). Cet écart s'explique par :

- un coût des réserves primaire et secondaire de 419,4 M€ soit un montant inférieur de 12,5 M€ à la trajectoire TURPE 7 qui s'explique par un effet prix favorable sur la réserve secondaire (- 24,7 M€) en raison de l'arrivée progressive des batteries sur la réserve secondaire ainsi que la fin des offres nécessairement symétriques permettant de contractualiser au plus près du besoin.

---

<sup>7</sup> Ce prix moyen inclut, comme dans la délibération TURPE 7, à la fois le coût de l'énergie et de la capacité.

<sup>8</sup> Ce montant correspond au retraitement comptable correspondant à la compensation des pertes au titre du statut d'acteur obligé pour le financement de l'Appel d'Offre Long Terme et à la couverture de l'obligation de capacité des pertes.

Inversement, le coût de la réserve primaire est plus élevé qu'anticipé (+12,2 M€) du fait de l'effet prix défavorable liés à l'arbitrage des acteurs de batterie envers la réserve secondaire ;

- un coût des ajustements pour motif de reconstitution des marges de 31,0 M€ soit un montant supérieur de 5,1 M€ à la trajectoire TURPE 7. Le volume d'ajustements comptabilisés en 2025 atteint 225,6 GWh, contre un volume de 200 GWh anticipé dans la trajectoire TURPE 7. Le prix mensuel des surcoûts s'élève à 137,4 €/MWh en moyenne sur l'année, TURPE 7 anticipait un prix moyen de 129,7 €/MWh. Par ailleurs, lors du blackout ibérique des 28 et 29 avril 2025, d'importants volumes d'ajustement pour cause marges (63,7 GWh) ont été activés, et ce à des prix élevés. Ainsi, le surcoût des ajustements activés lors du blackout ibérique représente à lui seul 25,5 M€ supplémentaires. RTE a envoyé la facture correspondant à ces montants<sup>9</sup> à REE qui les conteste. La CRE ne prend pas en compte le montant des charges correspondant, dans l'attente de l'issue du différend entre REE et RTE ;
- un coût des réserves rapide et complémentaire de 23,7 M€ soit un montant inférieur de 3,6 M€ à la trajectoire TURPE 7 ;
- un coût des ajustements pour reconstitution des services système de 68,3 M€ soit un montant supérieur de 5,9 M€ à la trajectoire TURPE 7.

#### **f) Charges liées aux congestions nationales et internationales**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal à la somme :

- des charges d'exploitation relatives aux congestions nationales constatées sur l'année, soit 71,9 M€. Ce montant est supérieur de 9,8 M€ à la trajectoire TURPE 7 (62,1 M€). Cet écart s'explique par :
  - un coût des écrêtements de production renouvelable de 21,4 M€ soit un montant supérieur de 0,7 M€ à la trajectoire TURPE 7. Cette hausse s'explique en particulier par un volume d'écrêtement en augmentation : le taux d'ENE à réseau complet est estimé à date entre 0,54 % et 0,71 % en 2025 (contre autour de 0,55 % en 2024) ;
  - un coût des ajustements pour motif réseau de 23,6 M€ soit un montant inférieur de 4,1 M€ à la trajectoire TURPE 7 correspondant à un volume de 197,8 GWh pour un prix moyen de 119 €/MWh sur l'année 2025. L'écart par rapport à la Délibération tarifaire s'explique par des volumes plus bas qu'anticipé ;
  - un coût des contrats en amont du J-1 de 26,9 M€ soit un montant supérieur de 13,2 M€ à la trajectoire TURPE 7. Les contrats dont le coût unitaire est supérieur à 1 M€ représentent 12,6 M€ et sont couverts à 100 % au CRCP après analyse au cas par cas de la CRE. L'écart par rapport à la Délibération tarifaire s'explique principalement du fait des contraintes de tension haute dans le sud-ouest en forte hausse en 2025 : ces contrats en amont du J-1 représentent à eux seuls 18,1 M€. Ces montants confirment également l'importance de la transparence des dispositifs contractuels entre RTE et les producteurs pour la gestion de la tension ;
- des charges d'exploitation relatives aux congestions internationales constatées sur l'année, soit 120,1 M€. Ce montant est supérieur de 45,6 M€ à la trajectoire TURPE 7 (74,5 M€). Cet écart s'explique par :
  - l'augmentation des différentiels de prix avec les pays voisins augmente mécaniquement les coûts unitaires de *countertrading*, *redispatching* ainsi que le coût de l'erreur IFA ;
  - les volumes de *countertrading* sur la frontière franco-espagnole se maintiennent à un niveau important en 2025 avec 1,41 TWh d'activation en 2025 proche du niveau moyen (1,27 TWh) sur la période 2022 – 2024 ;

<sup>9</sup> Le montant total de la facture est de 26.7 M€ et couvre 25.5 M€ de charges qui ont été imputées dans les postes ajustements pour motif de reconstitution pour marge et 1.2 M€ de charges imputées au poste congestions internationales.

- sur les frontières du bloc Est (Belgique, Allemagne, Suisse et Italie), les coûts de *countertrading* et de *redispatching* s'élèvent à 33,4 M€ sur ces 4 frontières en 2025 pour un volume associé de 294 GWh ;
- les volumes d'ajustement réseau pour motif international ont représenté un coût de 18,3 M€ pour un volume de 139 GWh en 2025 ;
- par ailleurs, lors du blackout ibérique des 28 et 29 avril 2025, des volumes (11,8 GWh) ont été activés auprès des GRT allemand et suisse. Ces activations représentent un coût de 1,2 M€ supplémentaire en tenant compte de la rente de congestion sur ces journées. Comme mentionné au paragraphe e), la CRE ne prend pas en compte le montant des charges correspondant, dans l'attente de l'issue du différend entre REE et RTE.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est de 192,0 M€.

La CRE rappelle que le TURPE 7 prévoit que RTE lui transmette, chaque année, un bilan des volumes de congestions internationales et des solutions mises en place pour y remédier sur toutes les frontières.

### g) Charges liées au dispositif d'interruptibilité

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 69,3 M€.

### h) Part variable de la compensation synchrone

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est égal aux charges de la part variable de la compensation synchrone effectivement supportées par RTE, soit 1,1 M€.

### i) Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC)

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

- des charges prévisionnelles pour 2025, à savoir 14,4 M€ ;
- de 80 % de l'écart entre les charges réelles (43,0 M€) et prévisionnelles (14,4 M€) liées à la compensation inter-GRT (ITC).

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est de 37,3 M€.

### j) Charges relatives aux coûts échoués

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est égal à la somme :

- pour les études sans suite de l'ensemble des projets et les VNC des immobilisations démolies liées à des projets hors raccordement et adaptation du réseau, la somme :
  - des charges prévisionnelles relatives aux coûts échoués (« valeur nette comptable des immobilisations démolies » et « études et travaux sans suite ») de l'année 2025, à savoir 33,5 M€ ;
  - des autres coûts échoués, jugés non récurrents ou prévisibles, qui ont été retenus à la suite d'un examen au cas par cas de la CRE. Pour l'année 2025, RTE a fait parvenir un dossier de demande de couverture pour le projet « Haplincourt », s'élevant à 3,4 M€. Après analyse de ce dossier, la CRE retient la demande de couverture de coûts échoués formulée par RTE ;
- les VNC des immobilisations effectivement démolies par RTE liées à des projets de raccordement ou d'adaptation du réseau. Pour l'année 2025, ces VNC s'élèvent à 3,9 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est de 40,8 M€.

**k) Charges liées à l'élaboration des études préalables au raccordement**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est égal à la somme :

- des charges liées à l'élaboration des études exploratoires transmises (3 859), valorisées à hauteur de 8k€ par étude exploratoire; et
- des charges liées à l'élaboration des propositions techniques et financières transmises (466), valorisées à hauteur de 42 k€ par PTF.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est de 50,4 M€.

**l) Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est :

- nul si le montant des indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport d'électricité est inférieur à 6,5 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, 6,5 M€, si le montant des indemnités effectivement versées est supérieur à 6,5 M€.

RTE n'a pas versé d'indemnité aux GRD pour un montant supérieur à 6,5 M€ au titre des coupures longues issues du réseau public de transport. En conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est nul.

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

Dans le cadre de ses activités, RTE peut être amené à conduire des études en vue de la réalisation de ses investissements. Lorsque l'investissement est réalisé, ces frais d'études sont intégrés aux coûts dudit investissement. En revanche, si ces études conduisent RTE à ne pas mettre en œuvre son projet d'investissement, ces frais d'études constituent des charges d'exploitation pour RTE.

Aucun grand projet de réseau n'a été abandonné par RTE au cours de l'année 2025. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est nul.

**n) Coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs de mécanismes de capacité**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est égal aux coûts constatés de rééquilibrage et aux pénalités effectivement versées par les acteurs des mécanismes de capacité. Pour 2025, ce montant est de 0 M€.

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre l'année 2025 est égal aux coûts de contractualisation effectivement supportés par RTE.

En application de la régulation incitative définie dans la Délibération tarifaire, RTE doit mener des appels d'offres afin de contractualiser des flexibilités à des fins de gestion des congestions. Le premier appel d'offres expérimental, dont le lauréat a été désigné en 2024, n'a pas encore engendré de coûts de contractualisation.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est donc nul.

### **p) Coûts de réparation des avaries sur les interconnexions en mer**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est égal aux coûts de réparation des avaries en mer pour les ouvrages d'interconnexion ayant une partie sous-marine, après déduction des éventuelles compensations perçues de tiers, y compris les assurances. Les réparations dues à l'avarie survenue sur IFA 1 le 13 octobre 2025 ont coûté à RTE 2,1 M€ sur 2025.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est donc de 2,1 M €.

### **q) Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer**

En application de l'article L. 341-2, 4° du code de l'énergie, le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité couvre les indemnités versées par RTE aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer (i) en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, à l'article L. 342-3 du code de l'énergie et (ii) en cas d'avarie 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 du code de l'énergie. L'article L. 341-2, 4° du code de l'énergie 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 des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie à la charge de RTE, non 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.

RTE n'a pas versé d'indemnités aux producteurs éoliens en mer en 2025. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est nul.

### **r) Moins-values de cession**

Sur la base d'un dossier argumenté de RTE, la CRE peut retenir une couverture au CRCP des moins-values de cession d'un montant supérieur à 500 k€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % de la moins-value de cession, net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

RTE n'a transmis aucun dossier de moins-value de cession supérieur à 500 k€ en 2025. En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est nul.

### **s) Coûts de transfert des actifs HTA aux GRD**

RTE est actuellement propriétaire d'ouvrages exploités à un niveau de tension relevant de la distribution (HTA), notamment des ouvrages de raccordement de clients. Certains de ces ouvrages arrivant en fin de vie, la question de leur renouvellement et du transfert des clients HTA vers le périmètre de gestionnaires de réseaux de distribution se pose.

Après analyse de la CRE sur la base d'un dossier justifié de RTE et, en complément, dans le cas des transferts vers le périmètre d'Enedis, sous réserve de l'approbation par la CRE au titre de l'article L. 111-17 du code de l'énergie de la convention précisant les principes de transfert des actifs HTA1 vers le périmètre d'Enedis, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges engendrées par ces transferts.

RTE a fait parvenir une demande de couverture pour une affaire, qui s'élève à 59 k€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est donc de 59 k€.

### **t) Créances irrécouvrables des responsables d'équilibre**

Sur la base d'un dossier argumenté de RTE, les créances irrécouvrables peuvent être couvertes au cas par cas.

RTE n'a fait aucune demande de couverture de créances irrécouvrables.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est donc nul.

### **u) Ecart entre trajectoire prévisionnelle des services système tension et l'éventuelle mise à jour**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à l'écart entre la trajectoire de référence retenue au titre des services système tension, hors part variable de la compensation synchrone, 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 2025, en conséquence le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est nul.

### **v) Charges du « tarif agent » liées à l'évolution des prix et des taxes et aux variations climatiques**

Les charges du tarif agent sont incitées à 100 % sur les volumes (hors effets liés aux variations climatiques) et couvertes à 100 % pour les « effets prix ». La référence de prix de l'électricité et du gaz est fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, les tarifs réglementés de vente de l'électricité ;
- pour le gaz, le prix repère de vente du gaz, adapté à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent.

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, ainsi que l'écart entre les volumes à température normale et à température réelle, sont couverts au CRCP à 100 %. Cet écart s'élève à -1,5 M€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est de 66,0 M €.

### **w) Ecart annuel 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 2025-2028 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7.

Au titre de l'année 2025, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à -76,8 M€.

### x) Écarts sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances 2025

Sur demande argumentée de RTE, la CRE calcule le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif résultant des implications de la loi de finances pour 2025 sur les impôts et les taxes.

L'impact de la loi de finances pour 2025 sur les charges payées par RTE au titre de la Contribution à la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE) s'élève à 3,4 M€ pour l'année 2025. Les coûts engendrés par la CVAE dont RTE demande la couverture au CRCP entrent dans le périmètre du CRCP prévu par la Délibération tarifaire. La CRE retient donc cette demande.

RTE a fait parvenir à la CRE une demande de couverture des coûts engendrés par la contribution exceptionnelle sur les bénéfices des grandes entreprises<sup>10</sup>, résultant de la loi de finances pour 2025. Cette demande s'élève à 56,2 M€. La CRE considère que cette contribution exceptionnelle est un effort demandé aux grandes entreprises sur leurs bénéfices. Par ailleurs, la CRE rappelle que la Délibération tarifaire prévoit que « *les écarts sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances 2025 sur les taux de l'impôt sur les sociétés [...], sur la base d'une demande argumentée de RTE* » sont intégrés dans le calcul du revenu autorisé définitif. Or, la contribution exceptionnelle, même si ses modalités de calcul reposent sur l'impôt sur les sociétés prévu à l'article 205 du code général des impôts, est une contribution distincte de l'impôt sur les sociétés. Les coûts engendrés par la contribution exceptionnelle sur les bénéfices des grandes entreprises dont RTE demande la couverture au CRCP n'entrent donc pas dans le périmètre du CRCP prévu par la Délibération tarifaire. La CRE ne retient donc pas cette demande.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est donc de 3,4 M€.

## Poste de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

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

#### Recettes de congestions

Le montant retenu pour le réalisé au titre de l'année 2025 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE<sup>11</sup>, soit - 1 639 M€.

Ce montant correspond à un écart de - 114 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (-1 526 M€). La hausse des recettes s'explique essentiellement par un effet prix favorable sur l'ensemble des frontières.

Par rapport à 2024, les différentiels de prix se sont encore renforcés avec une production française très excédentaire compte tenu d'une production d'énergies renouvelables abondante, d'une bonne disponibilité du parc de production nucléaire, et d'une relative stabilité de la consommation.

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

---

<sup>10</sup> [Contributions et impositions liées à l'IS - Contribution exceptionnelle sur les bénéfices des grandes entreprises](#)

<sup>11</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€	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 7 HTB	Montants réalisés 2025	Ecart
France – Angleterre	275,9	275,7	-0,2
France – Suisse	111,7	121,5	9,8
France – Italie	693,5	661,5	-32
France – Espagne	133,1	219,5	86,4
Région CORE	306,2	342,1	35,9
TMP	5,1	19	13,9
<b>Total</b>	<b>1525,5</b>	<b>1639,3</b>	<b>113,8</b>

**Recettes issues des mécanismes de capacité**

Les recettes issues des mécanismes de capacité s'élèvent en 2025 à - 34,6 M€. Le montant réalisé est inférieur aux - 51,6 M€ pris en compte dans la trajectoire prévisionnelle de recettes des mécanismes de capacité de TURPE 7 HTB. L'écart global est donc de 17 M€.

Cet écart s'explique par le mécanisme de capacité français, sur lequel RTE a réalisé une enchère en décembre 2025 concernant l'année de livraison 2026 avec un prix de la capacité qui s'est avéré être très inférieure à celle de la trajectoire TURPE.

**Tableau 1.5 : Recettes issues du mécanisme de capacité**

En M€	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 7 HTB	Montants réalisés 2025	Ecart
Mécanisme de capacité France	25,5	2,1	-23,4
Mécanisme de capacité Royaume-Uni	26,2	32,5	6,3
<b>Total</b>	<b>51,6</b>	<b>34,6</b>	<b>-17,0</b>

**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 2025 au titre des contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport, soit 3,2 M€.

Ce montant correspond à un écart de 3,4 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 7 HTB (- 0,1 M€).

**c) Abattements et pénalités liées dispositif d'interruptibilité, aux services système tension et aux réserves d'équilibrage**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 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 -32,9 M€.

Ce montant correspond à un écart de 27,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 7 HTB (- 60,5 M€).

### **d) 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 2025 correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé. Les plus-values de cessions réalisées par RTE en 2025 s'élève à 4,5 M€.

En conséquence, le montant global retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 est égal à - 3,6 M€.

### **e) Soldes éventuels restants sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 correspond aux soldes effectivement restants sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification, à savoir - 67,7 M€.

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 qui correspond aux recettes constatées issues de versements de gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées au titre de l'année 2025, est nul.

### **g) Recettes perçues par RTE au titre du paiement préalable des PTF lorsque les demandeurs ne donnent pas suite à leur demande**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025 correspond aux recettes perçues par RTE au titre du paiement préalable des PTF lorsque les demandeurs n'ont pas donné suite à leur demande, soit - 7,2 M€.

## **Incitations financières au titre de régulations incitatives portant sur l'année 2025**

### **Régulation incitative sur les pertes électriques**

La délibération TURPE 7 HTB prévoit un mécanisme de régulation incitative sur les pertes électriques sur le réseau public de transport. L'incitation annuelle correspond à 10 % pour l'incitation « prix » et à 20 % pour l'incitation « volume » de la différence entre le montant annuel de référence et les charges réelles supportées par RTE, pour la compensation des pertes de l'année N. Cette incitation est de 10 % pour l'effet volume et de 20 % sur l'effet prix. Elle est plafonnée à +/- 15 M€ par an.

Au titre de l'année 2025, RTE est soumis à un bonus global de 14,4 M€, correspondant à :

- un bonus de 7,0 M€ correspondant à 10% de l'écart entre le volume réalisé (11,92 TWh<sup>12</sup>) et le volume de référence (12,88 TWh) valorisé au prix d'achat des pertes de référence (73,62 €/MWh) ;
- un bonus de 5,4 M€ correspondant à 20% de l'écart entre le prix moyen constaté des pertes achetées par RTE (71,36 €/MWh) et le prix moyen de référence (73,62 €/MWh) pour 2025 en application de la méthode définie dans la délibération TURPE 7 HTB ;
- un correctif de pénalité au titre de 2024 de 2,0 M€ (-0,50 M€ pour l'incitation prix et 2,5 M€ pour l'incitation volume) après consolidation des données.

---

<sup>12</sup> Cette donnée est provisoire et sera corrigée en 2025 au terme de la consolidation des données de comptage.

### Régulation incitative sur le taux d'écart au périmètre d'équilibre des pertes de RTE

La délibération TURPE 7 HTB introduit à partir de 2026 un mécanisme d'incitation financière sur le taux d'écart au périmètre d'équilibre des pertes de RTE.

Au titre de l'année 2025, RTE n'y est donc pas soumis.

### Régulation incitative sur les réserves d'équilibrage

La délibération TURPE 7 HTB prévoit un mécanisme de régulation incitative sur les réserves d'équilibrage. Le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année N est égal à l'incitation financière relative aux volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et pour motif marges, dans la limite de +/-15 M€.

Au titre de l'année 2025, RTE est soumis à un bonus global de 0,9 M€, correspondant à :

- un bonus de 1,4 M€ correspondant à 20 % de l'écart entre les volumes d'ajustements pour reconstitution des services système réalisés en 2025 (673 GWh) et trajectoire définie dans TURPE 7 HTB (793 GWh) valorisé au prix référence (57,8 €/MWh) ;
- un malus de -0,5 M€ correspondant à 20 % de l'écart entre les volumes d'ajustements pour reconstitution des marges réalisés en 2025 (225 GWh) et trajectoire définie dans la délibération TURPE 7 HTB (200 GWh) valorisé au prix référence (105,9 €/MWh). RTE a été contraint d'activer des volumes très importants d'ajustements pour cause marges (64 GWh) lors du blackout ibérique. Ces volumes trouvant leur cause dans un événement exceptionnel et pour lesquels RTE n'avait d'autre levier à sa disposition sont exclus du calcul de la régulation incitative.

### Régulation incitative sur les congestions

La délibération TURPE 7 HTB prévoit un mécanisme de régulation incitative sur les congestions. Le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année N est égal à la somme :

- de l'incitation financière relative aux volumes de congestions nationales, dans la limite de +/-10 M€, et de l'incitation financière relative aux volumes d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal, dans la limite de -10 M€. Au titre de l'année 2025, RTE est soumis à un malus de -8,7 M€, correspondant à 20 % de l'écart entre les volumes d'ajustements pour cause réseau<sup>13</sup> et les volumes associés aux accords en amont du J-1 supérieurs à 50 k€ et inférieurs à 1 M€ réalisés en 2025 (904,0 GWh) et la valeur de référence (337 GWh), valorisé au prix de référence (77,0 €/MWh) défini dans la délibération TURPE 7 HTB ;
- et, de l'incitation financière relative aux volumes d'écrêtements EnR liés au dimensionnement optimal, dans la limite de -10 M€. Au titre de l'année 2025, RTE n'est soumis à aucun malus car le taux d'écrêtement de production renouvelable réalisé (0,54 – 0,72 %) est inférieur au taux plafond (0,80 %).

Au titre de l'année 2025, RTE est soumis à un malus global de -8,7 M€ au titre de la régulation incitative sur les congestions.

---

<sup>13</sup> hors motifs « transit international » et « cross-border redispatching »

### Régulation incitative relative au réglage de la tension

La délibération TURPE 7 HTB prévoit un mécanisme de régulation incitative relatif au réglage de la tension. L'incitation annuelle porte sur les écarts entre les volumes réalisés et les volumes de référence, valorisés à un prix de référence de 53,59 €/MWh.

Au titre de l'année 2025, RTE est soumis à un bonus global de 1,7 M€, correspondant à l'écart entre les volumes réalisés (25,6 GWh) et les volumes de référence (58 GWh).

### Régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau

La délibération TURPE 7 HTB a introduit un mécanisme de régulation incitative sur les coûts unitaires de la gestion des actifs et des investissements récurrents dans le réseau. Ce mécanisme prévoit une incitation sur 20 % des écarts entre les coûts unitaires de référence et les coûts réalisés pour un ensemble d'opérations comptabilisées en dépenses d'investissements et en charges d'exploitation. Au titre de l'année 2025, RTE est soumis à un malus global de -6,5 M€, correspondant à :

- pour les dépenses d'investissements :
  - un malus de -0,3 M€ pour les opérations de reconstruction synchronisée des supports et des conducteurs, en lieu et place, des liaisons aériennes de niveau de tension HTB 1 et HTB 2 ;
  - un malus de -5,6 M€ pour les opérations de renouvellement des systèmes de contrôle-commande des postes électriques de niveau de tension HTB 1, HTB 2 et HTB 3 ;
  - un malus de -0,9 M€ pour les opérations de remplacement de composants des postes électriques (disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de mesure) et de réhabilitation à mi-vie des transformateurs de puissance. Ce malus est principalement porté par les remplacements de disjoncteurs (-0,8 M€) ;
- pour les charges d'exploitation :
  - un bonus de +0,2 M€ pour le plan « corrosion » ;
  - un malus de -0,6 M€ pour les opérations de réhabilitation de lignes ;
  - un malus de -1,6 M€ pour les opérations de réhabilitation de postes ;
  - un bonus de +0,2 M€ pour des opérations pour la réhabilitation des systèmes de contrôle-commande ;
  - un bonus de +0,9 M€ pour des opérations de documentation du réseau existant par télémetrie ;
  - un bonus de +0,1 M€ pour des opérations de maintenance (petit curatif et travaux hélicoptés) ;
  - un bonus de +0,3 M€ pour des opérations de maintien en conformité du réseau (résorption des proximités électriques et géométriques) ;
  - un bonus de +0,1 M€ pour des opérations d'aménagement durable de la végétation ;
  - un bonus de +0,1 M€ pour des opérations liées au programme de fermeture de la boucle locale cuivre.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est donc égal à -6,5 M€.

### Régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements

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€. Ce mécanisme a été reconduit dans la délibération TURPE 6 HTB, puis dans la délibération TURPE 7 HTB, avec un seuil réhaussé à 50 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 concernés 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.

Cinq projets concernés par ce mécanisme de régulation incitative ont été mis en service au cours de l'année 2025 : le renouvellement de la ligne Champagnier-Cordeac, la création de la ligne Baixas-Tautavel-Saint-Paul-de-Fenouillet, le raccordement du parc éolien en mer de Noirmoutier, la construction du siège régional de Marseille et la reconstruction de la ligne partielle Vandières-Void. Par ailleurs, la régulation incitative du projet de raccordement du parc de Courseulles, mis en service en 2023, est sujette à recalcul après la mise à jour du coût à terminaison du projet.

Pour les projets Noirmoutier, immobilier Marseille et Vandières-Void, 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 projets. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de ces projets est donc nul.

Pour le projet Champagnier-Cordeac, le budget cible fixé par la CRE s'élève à 44,4 M€. Le coût à terminaison affiché par RTE est de 40,5 M€, situé en dehors de la bande de neutralité. Conformément à la délibération fixant le budget cible, le montant de la prime retenue pour ce projet est donc égal à 20 % de l'écart entre les dépenses réalisées et 95 % du budget cible, soit 0,36 M€.

Pour le projet Baixas-Tautavel-Saint-Paul-de-Fenouillet, le budget cible fixé par la CRE s'élève à 38,8 M€. Le coût à terminaison affiché par RTE est de 43,6 M€, situé en dehors de la bande de neutralité. Conformément à la délibération fixant le budget cible, le montant du malus retenu pour ce projet est donc égal à 20 % de l'écart entre les dépenses réalisées et 105 % du budget cible, soit - 0,61 M€.

Pour le projet Courseulles, le budget cible fixé par la CRE s'élève à 212,1 M€. L'estimation de coût à terminaison du raccordement est passée de 187,3 M€ à 184,1 M€, conduisant à l'augmentation de 0,66 M€ du bonus perçu par RTE, passant de 0,70 M€ à 1,36 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est donc égal à 0,4 M€.

**Régulation incitative sur les coûts des projets d'investissement « hors réseaux »**

La délibération TURPE 7 HTB a introduit un mécanisme incitatif pour les investissements des domaines des systèmes d'information, immobilier (hors grands projets de plus de 15 M€) et des véhicules légers

Le montant retenu pour le calcul de l'incitation financière de l'année 2025 est égal, pour chacun de ces trois domaines, à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement effectivement constatées l'année 2025 et la valeur de référence prévue dans la Délibération tarifaire, mise à jour de l'inflation réalisée depuis l'année 2024.

En M€	Trajectoire TURPE 7 HTB	Trajectoire TURPE 7 HTB revue de l'inflation	Réalisé
SI	185,3	183,6	174,4
Immobilier hors projet sup à 15 M€	32,5	32,2	36,1
VL	6,6	6,5	12,9
<b>Total</b>	<b>224,4</b>	<b>222,4</b>	<b>223,4</b>

L'écart entre les dépenses d'investissements constatées et la trajectoire prévue par la Délibération tarifaire corrigée de l'inflation s'élève à 1 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est donc égal à -0,2 M€.

### Régulation incitative au respect des délais des projets prioritaires du SDDR

La délibération TURPE 7 HTB a introduit un mécanisme de régulation incitative au respect des délais des projets prioritaires du SDDR de RTE.

Aucun projet inclus au périmètre de cette régulation incitative n'ayant été mis en service cette année, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal à 0,0 M€.

### Régulation incitative portant sur les interconnexions

#### **Solde de la régulation incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet**

Le TURPE 6 HTB prévoit un mécanisme incitatif qui vise à encourager la réalisation des projets d'interconnexion économiquement pertinents pour la collectivité aux meilleures conditions de coûts. Ce mécanisme se compose notamment d'une incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet, au moyen d'une prime/pénalité en fonction de l'écart entre le budget réalisé et le budget cible fixé. La délibération tarifaire TURPE 7 HTB prévoit que concernant ces incitations à la minimisation des coûts de réalisation des projets en vigueur sont maintenues et que :

- pour IFA2 et Savoie-Piémont, le versement du solde dû ou des pénalités encourues sera inscrit en une fois au CRCP au titre de l'année 2025 ;
- pour Golfe de Gascogne et Celtic, le versement du solde dû ou des pénalités encourues sera inscrit en une fois au CRCP au titre de l'année de leur mise en service. La CRE s'assurera du respect du plancher de rémunération au CMPC moins un point pendant 10 ans suivant la mise en service.

Ainsi, pour l'année 2025, le solde de la régulation incitation à la minimisation des coûts de réalisation des projets IFA2 et Savoie-Piémont est de 18,2 M€.

#### **Incitation à la disponibilité des interconnexions en courant continu et incitation au respect du « CEP 70 % »**

La délibération TURPE 7 HTB a introduit une régulation incitative sur la disponibilité des ouvrages d'interconnexion, permettant d'inciter RTE à un haut niveau de performance sur la disponibilité de ces ouvrages.

Pour la région Core (frontières avec l'Allemagne, la Belgique<sup>14</sup>) et la frontière avec l'Espagne. La capacité mise à disposition observée sur la frontière est calculée pour chaque pas de temps selon les principes de la *Smart Compliance* développée et utilisée par la CRE dans son rapport annuel sur la mise en œuvre du seuil minimal de 70 % aux frontières françaises pour l'année considérée<sup>15</sup>. Les taux réalisés sur l'année 2025 sont de 68 % pour la frontière Core et de 87 % pour la frontière France-Espagne qui entraînent un bonus de 1,2 M€.

Pour les interconnexions à courant continu, une prime ou pénalité est attribuée à RTE en fonction de l'écart entre la disponibilité observée et le taux de disponibilité cible de 96 %, à l'exception de l'interconnexion avec le Royaume-Uni IFA 2000, pour laquelle la cible est fixée à 92 %, compte tenu des maintenances spécifiques de l'ouvrage. Les taux réalisés sur l'année 2025 sont de 90,2% pour IFA 2000 et pour les autres interconnexions de 95,8% pour IFA2, 92,8% pour Savoie Piémont et 98,5% pour Baixas – Santa Llogaia. Ces taux génèrent un malus de -0,3 M€.

---

<sup>14</sup> Et l'Italie à partir de la mise en œuvre du calcul de capacité Central Europe, ainsi que l'Irlande, à partir de la mise en service de l'interconnexion Celtic.

<sup>15</sup> À titre d'exemple, le rapport de la CRE pour l'année 2023 est disponible ici : [Mise en œuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges d'électricité aux frontières françaises : bilan de l'année 2023 et faits marquants \(cre.fr\)](#).

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est donc égal à 19,2 M€.

### Régulation incitative de la continuité d'alimentation

La qualité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs des réseaux. La CRE a mis en place, dès le TURPE 3, des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation, et, plus spécifiquement, sur la durée moyenne de coupure. Ce dispositif a été reconduit et renforcé en 2013 dans le TURPE 4 HTB, en étendant le périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure.

La délibération TURPE 7 HTB prévoit une incitation financière symétrique sur ces deux indicateurs. Ainsi, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023, 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 - 50 M€.

La durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (3 min 12 s) a été supérieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 54 s).

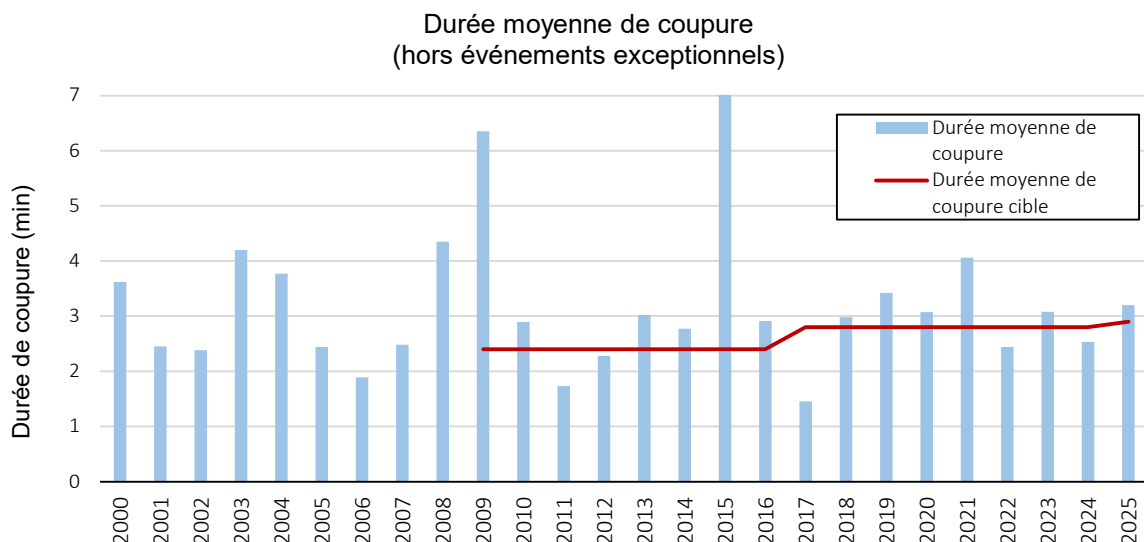
La fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,36) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,38).

RTE perçoit donc un bonus de 2,1 M€ au titre de la régulation sur la fréquence moyenne de coupure et une pénalité de 5,7 M€ au titre de la régulation incitative sur la durée moyenne de coupure.

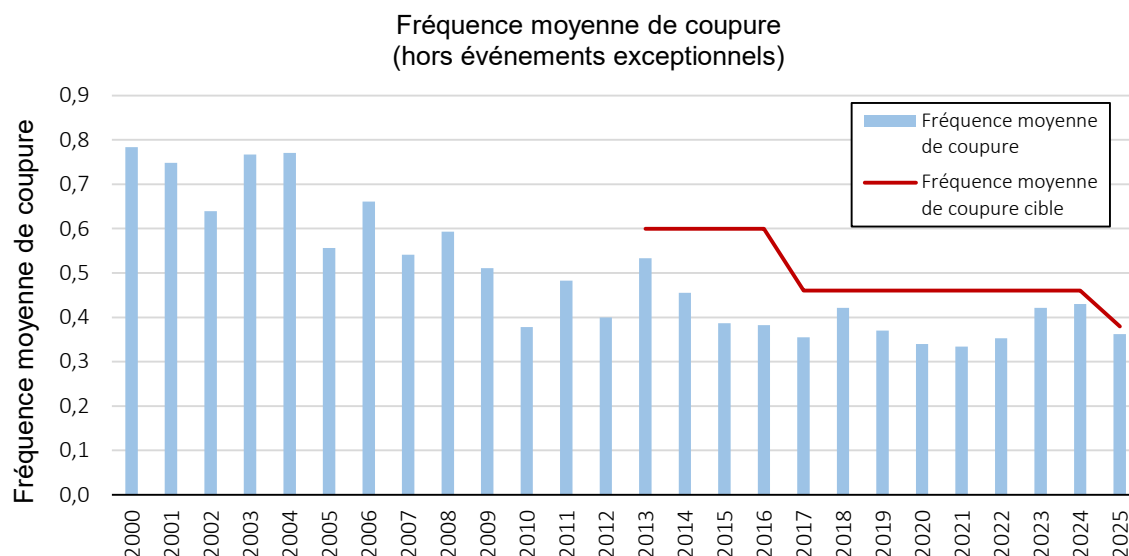
En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal à -3,6 M€.

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.

Graphique 1.1 : Evolution de la durée moyenne de coupure de 2000 à 2025



Graphique 1.2 : Evolution de la fréquence moyenne de coupure de 2000 à 2025



### Régulation incitative de la qualité de service

La délibération TURPE 7 HTB a renforcé le suivi de la qualité de service de RTE en introduisant de nouveaux indicateurs portant sur les thématiques de la qualité de l'onde de tension, de la continuité d'alimentation et de l'équilibrage

Les indicateurs de qualité de service<sup>16</sup> suivis par RTE, prévus par la Délibération tarifaire sont présentés dans le tableau ci-après :

Tableau 1.6 : Indicateurs de qualité de services de RTE

Indicateurs de qualité de service de RTE	
<b>Comptage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>nombre de jours de retard sur les interventions de dépannage des compteurs ;</li> </ul>
<b>Réclamations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>taux de traitement des réclamations sous 30 jours</li> </ul>
<b>Qualité de l'onde de tension</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>durée annuelle moyenne de dépassement de la borne supérieure de la plage normale de tension</li> <li>fréquence annuelle (en %) des séquences de dépassements de tension ;</li> </ul>
<b>Continuité d'alimentation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>taux de respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité ;</li> <li>Energie Non Evacuée par les producteurs EnR due aux activités de RTE sur le réseau public de transport ;</li> <li>taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels ;</li> <li>fréquence annuelle de coupure des producteurs ;</li> </ul>

<sup>16</sup> En dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation et sur les données

<p><b>Mécanisme de capacité</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé) ;</li> <li>• qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité (écart entre l'obligation définitive et l'obligation estimée) ;</li> <li>• taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC) ;</li> </ul>
<p><b>Portail Services</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE ;</li> </ul>
<p><b>Equilibrage</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• délai de certification moyen pour la réserve secondaire ;</li> <li>• qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en J-1 ;</li> <li>• qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle ;</li> <li>• volume des contre-ajustements effectués par RTE sur les activations pour cause marges et les activations de réserve tertiaire.</li> </ul>

Deux indicateurs ci-dessus font l'objet d'une incitation financière :

- Le « taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE » est incité financièrement selon les modalités suivantes : un bonus/pénalité de 250 k€ pour chaque point de pourcentage au-dessus/en-dessous de la cible, avec un plafond de +/-2 M€/an. Pour l'année 2025, le taux de disponibilité s'est établi à 99,6 %, contre une cible de 98,0 %. En application de la régulation incitative, RTE bénéficie d'un bonus de 0,4 M€ au titre de l'année 2025 ;
- La « qualité des prévisions de consommation et de production EnR terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle » est incitée financièrement selon les modalités suivantes : un bonus/pénalité de +/-100 k€ pour chaque point de pourcentage au-dessus/en-dessous de la cible, avec un plafond de +/-2,5 M€/an. Pour l'année 2025, la qualité des prévisions s'est établi à 78 %, contre une cible de 74 %. En application de la régulation incitative, RTE bénéficie d'un bonus de 0,4 M€ au titre de l'année 2025 ;

En conséquence, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est donc égal à 0,8 M€.

Les résultats de ces indicateurs pour l'année 2025 ont été publiés par RTE sur son site internet et sont détaillés en annexe 4 de la présente délibération.

### Régulation incitative des actions prioritaires

La délibération TURPE 7 HTB a reconduit 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 7 HTB a défini trois actions prioritaires devant être menée par RTE en 2025 :

- connexion à la plateforme européenne pour les activations de réserve secondaire (PICASSO), au 1<sup>er</sup> avril 2025 ;
- publication d'une carte des zones de travaux S3REnR, au 1<sup>er</sup> avril 2025 ;

- mise en œuvre des gabarits de fonctionnement horosaisonniers pour le raccordement des batteries et publication d'un outil cartographique de capacité d'accueil des batteries, au 1<sup>er</sup> novembre 2025.

L'ensemble de ces actions ont été réalisées dans les délais impartis.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est donc nul.

### Régulation incitative relative aux raccordements

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025, au titre de la régulation incitative sur les raccordements, est égal à la somme des incitations financières suivantes :

- taux de transmission des PTF dans les délais. Pour l'année 2025, RTE bénéficie d'un bonus de 1,7 M€ ;
- nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines. L'indicateur ne sera incité qu'à partir de 2026, RTE ne se voit donc appliquer aucun malus ;
- taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement. Pour l'année 2025, RTE bénéficie d'un bonus de 1 M€ ;
- capacité créée dans le cadre des S3REnR. Pour l'année 2025, RTE bénéficie d'un bonus de 1,7 M€.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est égal à 4,4 M€.

Le détail des régulations incitatives est présenté en annexe 4.

### Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025, au titre de la régulation incitative sur les raccordements, est égal à la somme de :

- l'incitation financière relative au partage des gains permis par le recours aux flexibilités entre RTE et les utilisateurs des réseaux. Celle-ci est calculée à la suite d'un audit par la CRE de l'analyse technico-économique réalisée par RTE : RTE recevra 20 % des économies permises par le recours à la flexibilité. Cette prime sera calculée pour un versement unique au CRCP au titre de la première année de mise en œuvre de la flexibilité. Aucune solution de flexibilité de ce genre n'a été mise en service en 2025, RTE ne se voit donc appliqué aucun malus ou bonus associé ;
- l'incitation financière relative au déploiement des automates NAZA, qui porte sur les écarts entre le nombre d'automates NAZA déployés et la trajectoire, avec une prime ou une pénalité d'un montant de +/-250 k€ par automate NAZA au-dessus / en-dessous de la trajectoire, dans la limite de +/-5 M€/an. En 2025, 14 automates NAZA ont été déployés, dépassant l'objectif fixé dans la délibération TURPE 7 (10 automates). De ce fait, RTE enregistre un bonus d'1 M€ pour cette régulation incitative.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est donc égal à 1 M€.

## Annexe 2 : coefficients tarifaires applicables au 1<sup>er</sup> août 2026

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

Tableau 3.1 : composante annuelle de gestion

$\alpha_1$ (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	11 930,88 <sup>17</sup>

### 2. Composante annuelle de comptage

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	3927,00 <sup>18</sup>
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	705,00 <sup>19</sup>

### 3. Composante annuelle d'injection

Tableau 3.3 : composante annuelle d'injection

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	37,00
HTB 2	37,00
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 HTB 3

Tableau 3.4 : composante annuelle de soutirage – domaine de tension HTB 3

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,42

##### 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)
----------------------------	--------------------------	--	--	--	--

<sup>17</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12c€ de la valeur non arrondie de 11 930,93 €/an/contrat.

<sup>18</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3 926,96 €/an.

<sup>19</sup> Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 704,99 €/an.

<b>Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)</b>	$b_1 = 3,60$	$b_2 = 3,60$	$b_3 = 3,60$	$b_4 = 3,60$	$b_5 = 3,60$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$c_1 = 1,23$	$c_2 = 1,11$	$c_3 = 0,90$	$c_4 = 0,67$	$c_5 = 0,54$

**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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)</b>	$b_1 = 4,44$	$b_2 = 4,32$	$b_3 = 3,96$	$b_4 = 3,72$	$b_5 = 3,60$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$c_1 = 1,01$	$c_2 = 0,95$	$c_3 = 0,82$	$c_4 = 0,63$	$c_5 = 0,53$

**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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)</b>	$b_1 = 11,64$	$b_2 = 11,04$	$b_3 = 8,16$	$b_4 = 5,64$	$b_5 = 4,20$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)</b>	$c_1 = 0,69$	$c_2 = 0,66$	$c_3 = 0,61$	$c_4 = 0,54$	$c_5 = 0,50$

### 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)	$b_1 = 12,12$	$b_2 = 12,12$	$b_3 = 12,12$	$b_4 = 12,12$	$b_5 = 12,12$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,64$	$c_2 = 2,26$	$c_3 = 1,72$	$c_4 = 1,05$	$c_5 = 0,69$

**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)	$b_1 = 13,92$	$b_2 = 13,68$	$b_3 = 12,84$	$b_4 = 12,48$	$b_5 = 12,24$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,09$	$c_2 = 1,85$	$c_3 = 1,50$	$c_4 = 0,96$	$c_5 = 0,67$

**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)	$b_1 = 43,08$	$b_2 = 40,68$	$b_3 = 29,88$	$b_4 = 19,68$	$b_5 = 14,40$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,75$	$c_2 = 0,72$	$c_3 = 0,65$	$c_4 = 0,59$	$c_5 = 0,54$

## 4.2. Composante annuelle d'injection-soutirage

### 4.2.1. Tarif pour le domaine de tension HTB 2

**Tableau 3.11 : Composante annuelle d'injection-soutirage - Domaine de tension HTB 2 - zone d'injection photovoltaïque**

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)	Heures de pointe d'injection (i = 5)
<b>Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)</b>	$b_1 = 3,60$	$b_2 = 3,60$	$b_3 = 3,60$	$b_4 = 3,60$	$b_5 = 3,60$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)</b>	$c_1 = 0,61$	$c_2 = 0,58$	$c_3 = 0,52$	$c_4 = 0,49$	$c_5 = -3,37$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)</b>	$d_1 = 0,24$	$d_2 = 0,24$	$d_3 = 0,24$	$d_4 = 0,24$	$d_5 = 4,00$

**Tableau 3.12 : Composante annuelle d'injection-soutirage - Domaine de tension HTB 2 - zone de soutirage**

	Heures de pointe de soutirage (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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)</b>	$b_1 = 3,60$	$b_2 = 3,60$	$b_3 = 3,60$	$b_4 = 3,60$	$b_5 = 3,60$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)</b>	$c_1 = 1,23$	$c_2 = 1,11$	$c_3 = 0,90$	$c_4 = 0,67$	$c_5 = 0,54$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)</b>	$d_1 = -0,59$	$d_2 = 0,00$	$d_3 = 0,00$	$d_4 = 0,00$	$d_5 = 0,00$

#### 4.2.2. Tarif pour le domaine de tension HTB 1

**Tableau 3.12 : Composante annuelle d'injection-soutirage - Domaine de tension HTB 1 - zone d'injection photovoltaïque**

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)	Heures de pointe d'injection (i = 5)
<b>Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)</b>	$b_1 = 12,12$	$b_2 = 12,12$	$b_3 = 12,12$	$b_4 = 12,12$	$b_5 = 12,12$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)</b>	$c_1 = 1,25$	$c_2 = 1,00$	$c_3 = 0,75$	$c_4 = 0,59$	$c_5 = -4,03$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)</b>	$d_1 = 0,43$	$d_2 = 0,43$	$d_3 = 0,43$	$d_4 = 0,43$	$d_5 = 4,81$

**Tableau 3.13 : Composante annuelle d'injection-soutirage - Domaine de tension HTB 1 - zone de soutirage**

	Heures de pointe de soutirage (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)
<b>Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)</b>	$b_1 = 12,12$	$b_2 = 12,12$	$b_3 = 12,12$	$b_4 = 12,12$	$b_5 = 12,12$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)</b>	$c_1 = 2,64$	$c_2 = 2,26$	$c_3 = 1,72$	$c_4 = 1,05$	$c_5 = 0,69$
<b>Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)</b>	$d_1 = -1,92$	$d_2 = 0,00$	$d_3 = 0,00$	$d_4 = 0,00$	$d_5 = 0,00$

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

### 5.1. Alimentations complémentaires

Tableau 3.14 : alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	135 663,76	12 859,58
HTB 2	81 816,45	Liaisons aériennes : 8 198,39 Liaisons souterraines : 40 990,43
HTB 1	42 497,13	Liaisons aériennes : 4 864,75 Liaisons souterraines : 9 729,49

### 5.2. Alimentation de secours

Tableau 3.15 : alimentations de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,96
HTB 1	3,78

Tableau 3.16 : alimentation 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	9,40	0,98	39,83
	HTB 1	6,91	1,66	29,49
HTB 2	HTB 1	2,02	1,66	8,86

## 6. Composante de regroupement

Tableau 3.17 : Composante de regroupement

Domaine de tension	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	7,37
HTB 2	Liaisons aériennes : 19,18 Liaisons souterraines : 73,73
HTB 1	Liaisons aériennes : 97,35 Liaisons souterraines : 171,10

## 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 3.18 : 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	2,30
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	4,96
HTA 1	HTB 1	8,76

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

Tableau 3.19 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Domaine de tension	$\alpha$
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

## 9. Composante annuelle de l'énergie réactive

### 9.1. Principes généraux

Tableau 3.20 : 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	13,07
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie par l'utilisateur	1,14

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

Tableau 3.21 : 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	3,89
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	2,21

## Annexe 3 : bilan de la qualité de service et du raccordement de RTE pour l'année 2025

### Tableau récapitulatif de la qualité de service de RTE

La délibération TURPE 7 HTB a renforcé la régulation incitative sur la qualité de service, en permettant un calcul plus fin des différents indicateurs de suivi.

Lorsqu'ils sont disponibles, les résultats de ces indicateurs sont également donnés pour les années 2022 à 2024.

**Tableau 4.1 : bilan des indicateurs de qualité de service de RTE entre 2022 et 2025 (hors indicateurs sur la publication des données)**

Indicateurs	Unité	2022	2023	2024	2025
<b>Comptage</b>					
Respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs	nombre de jours de retard cumulé	972	959	427	345
<b>Réclamation</b>					
Taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours <i>*Entre 2022 et 2024, les réclamations reçues via la hotline étaient exclues</i>	-	70%*	81%*	92%*	88,5% 96%*
<b>Qualité de l'onde de tension</b>					
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale par niveau de tension					
HTB3	min/poste	44	49	59	29
HTB2	min/poste	852	2568	1864	1851
HTB1			-	-	814
Fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension par niveau de tension					
HTB3	-		3,6%	0,9%	2,6%
HTB2	-		160,9%	142,2%	135,1%
HTB1	-		45,4%	42,9%	33,2%
<b>Continuité d'alimentation</b>					
Taux de respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité					
Client industriels		96,3%	93,7%	92,2%	96,4%
Clients ferroviaires		91,3%	82,8%	85,4%	91,0%
Distributeurs		97,0%	95,0%	97,3%	95,6%
Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport	MWh	10162	22539	36564	43016
Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels	-	95%	85%	83%	90%

Fréquence moyenne de coupure pour les producteurs, hors évènements exceptionnels	coupure/an				1,333
Fréquence moyenne de coupure du réseau amont	coupure/an				0,244
Fréquence moyenne de coupure des réseaux d'évacuation	coupure/an				1,089

## **Analyse de la qualité de service de RTE en 2025**

### **Comptage**

Le respect des délais contractuels de réalisation d'une intervention de dépannage sur compteurs s'est amélioré en 2025 par rapport à 2024, passant de 427 à 345 jours de retard cumulé. La CRE constate que les actions entreprises par RTE entre 2021 à 2024 pour diminuer le nombre d'avaries de comptages et pour réduire les délais d'intervention ont conduit à des résultats probants. La CRE invite RTE à poursuivre cette dynamique.

### **Traitement des réclamations**

Le taux de respect des délais de réponse aux réclamations s'est amélioré en 2025 par rapport à 2024 (et autres années du TURPE 6) : le taux de traitement d'une réclamation sous 30 jours est passé de 92 % à 96 %. Depuis le TURPE 7 HTB, les réclamations prises en compte sont celles écrites par courrier ou par e-mail.

### **Qualité de l'onde de tension**

L'année 2025 a été marquée par des contraintes de tensions hautes, en particulier dans la zone sud-ouest. Ces contraintes ont été constatées en majorité sur la première moitié de l'année, en raison notamment d'indisponibilités de groupes hydrauliques (en compensation synchrone) dans le Massif central et des conditions économiques qui ont conduit à un volume important d'arrêts de groupes de production nucléaire sur le réseau public de transport d'électricité (pour économie de combustible), réduisant d'autant les moyens de réglage. Les injections de réactif par les GRD ont par ailleurs continué à s'inscrire en hausse. RTE a ainsi dû mobiliser des leviers hors marché à plusieurs reprises. Les impositions de groupes nucléaires pour pallier les tensions hautes ont généré 19,8 M€ de coûts de congestion en 2025. C'est l'utilisation de ces leviers qui a permis de conduire à des indicateurs sur les dépassements de tension en légère baisse par rapport à 2024. Ces résultats appellent à poursuivre le plan d'action engagé vis-à-vis de la gestion des tensions hautes sur le réseau : le SDDR de RTE publié en 2025 prévoit des investissements significatifs sur le réseau de transport pour la gestion des tensions hautes, correspondant à une multiplication par trois des moyens de réglage disponibles sur son réseau.

La durée moyenne de dépassement de la tension maximale au niveau de tension HTB2 est 1 851 minutes par poste en 2025, un niveau similaire à 2024 (1 864 minutes) et inférieur à 2023 (2 568 minutes) mais qui reste à un niveau élevé par rapport à la moyenne 2021 – 2022 (782 minutes) du fait de la tendance de l'augmentation des problèmes de tensions hautes (cf. ci-dessus). Au niveau de tension HTB3, la durée moyenne de dépassement de la tension maximale en 2025 est de 29 minutes donc inférieure à 2024 (59 minutes) ainsi qu'à la moyenne 2021 – 2023 (38 minutes).

Jusqu'ici, RTE expliquait ne pas être en mesure de fournir un indicateur fiable sur le dépassement de la tension maximale en HTB1, en raison du trop faible nombre de nœuds équipés de télémesures, affectant négativement la robustesse des données collectables. RTE a consolidé son processus et est désormais en mesure de fournir une donnée fiable avec un même niveau de qualité sur l'ensemble des niveaux de tension. Ainsi, la durée moyenne de dépassement de la tension maximale au niveau de tension HTB1 est 814 minutes par poste en 2025

### **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 en 2025 est de, respectivement, 96,4 % pour les industriels, 91,0 % dans le ferroviaire et de 95,6 % pour les distributeurs. Par rapport à 2024, ces taux sont en hausse pour le secteur industriel (92,2 % en 2024) et pour le secteur ferroviaire (85,4 % en 2024). Une légère baisse est en revanche constatée sur les distributeurs (97,3 % en 2024).

La CRE demande à RTE de veiller à maintenir le taux de respect de ses engagements contractuels à un haut niveau.

Le volume d'Énergie Non Evacuée (ENE) par les producteurs dû aux activités de RTE sur le réseau public de transport s'élève à 43,0 GWh en 2025, en hausse par rapport à 2024 (36,6 GWh). Ce chiffre reflète une augmentation en nombre des limitations par rapport à 2024, 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 SDDR et examinés par la CRE<sup>20</sup>. La CRE reste vigilante à ce que les volumes d'ENE demeurent maîtrisés et estime que l'accélération du développement des automates NAZA devrait y contribuer.

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 est en progression, passant de 82,8 % en 2024 à 90,0 % en 2025. Il retrouve ainsi le niveau de performance observé sur la période 2021-2023. La CRE encourage RTE à poursuivre ses efforts afin de maintenir un haut niveau de qualité de service dans la planification de ses interventions, en particulier dans un contexte d'augmentation du volume de travaux à réaliser sur le réseau de transport.

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 du mécanisme de capacité, des données du Portail Services, de l'équilibrage et des flexibilités de RTE

#### Indicateurs de qualité de service relatif à la mise à disposition des données

**Tableau 4.2 : bilan des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données du mécanisme de capacité, des données du Portail Services, de l'équilibrage et des flexibilités de RTE**

	Unité	2022	2023	2024	2025
<b>Mécanisme de capacité</b>					
Qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé)	-	99,0%	99,0%	98,0%	95,1%
Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité (écart entre l'obligation définitive et l'obligation estimée)	-	100,0%	100,0%	99,9%	98,5%
Taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC)	-	90,0%	91,0%	99,6%	98,9%
<b>Portail Services</b>					
Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE	-	96,8%	96,9%	99,7%	99,6%
<b>Equilibrage</b>					
Qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en J-1					63%

<sup>20</sup> Délibération de la CRE du 20 février 2026 portant examen du schéma décennal de développement du réseau de RTE élaboré en 2025

Qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable en entrée de la fenêtre opérationnelle					74%
Volume des contre-ajustements effectués par RTE sur les activations pour cause marges et les activations de réserve tertiaire	MWh				754
à la hausse	MWh				377
à la baisse	MWh				377
Délai de certification moyen pour la réserve secondaire	jours				34
phase 1	jours				18
phase 2	jours				16
<b>Flexibilité</b>					
Volume d'énergie limitée dans le cadre des offres de raccordement flexible					
Eolien	MWh				2004
Solaire	MWh				1901
Volume d'énergie écrêtée via les automates NAZA					
HTB	MWh				7
HTA Enedis	MWh				136
HTA ELD	MWh				40

### Mécanisme de capacité

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.

L'indicateur de qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité est calculé comme suit :

$$\text{Qualité du niveau de capacité effectif} = 100 * (1 - (\text{Taux de l'écart du niveau du NCE}))$$

où le Taux de l'écart du niveau du NCE est égal à la valeur absolue de l'écart entre le niveau de capacité effectif définitif global France calculé en année de livraison AL+3 et le niveau de capacité effectif estimé global France calculé en AL+1, divisé par le niveau de capacité effectif définitif global France calculé en AL+1. Le niveau de l'indicateur en 2025 est de 95,1 % alors qu'il était constamment supérieur à 98 % ces dernières années. RTE explique ce résultat par les nombreux rééquilibrages à la hausse effectués par les acteurs entre la notification du NCE estimé en juin 2024 et la fin de la fenêtre de rééquilibrage fin septembre 2024 (55 demandes, contre 34 en 2023).

L'indicateur de qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité est calculé comme suit :

$$\text{Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs} = 100 * (1 - (\text{Taux de l'écart du niveau de l'obligation de capacité}))$$

où le Taux de l'écart du niveau de l'obligation de capacité est égal à la valeur absolue de l'écart entre le niveau de l'obligation de capacité définitif global France calculé en AL+3 et le niveau de capacité estimé global France calculé en AL+1, divisé par le niveau de capacité effectif définitif global France calculé en AL+3. Le niveau de l'indicateur en 2025 est de 98,5 % un niveau proche de celui de ces dernières années.

Le taux annuel de respect des délais de certification à l'exploitant de capacité (EDC) est calculé comme suit : nombre, sur une année calendaire, de transmissions par RTE du contrat de certification à l'exploitant de capacité (EDC) dans le délai prévu (15 jours ouvrés après la date de réception conforme pour les demandes de certification, 20 jours ouvrés après la date de réception conforme pour les demandes de rééquilibrage), divisé par le nombre total de contrats transmis dans cette même année. Le niveau de l'indicateur en 2025 est de 98,9 % ce qui est satisfaisant. A noter que le nombre de demandes de certification est en forte baisse par rapport à 2024 (-83 %), principalement du fait de la fin du mécanisme sous sa forme existante à partir de 2026.

### Portail Services

Le taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE est calculé comme la moyenne des 12 taux mensuels du service le plus consulté de chaque mois sur le Portail Services de RTE. Cet indicateur est incité financièrement selon les modalités suivantes : un bonus/pénalité de 250 k€ pour chaque point de pourcentage au-dessus/en-dessous de la cible, avec un plafond de +/-2 M€/an. Pour l'année 2025, le taux de disponibilité s'est établi à 99,6 %, contre une cible de 98,0 %. En application de la régulation incitative, RTE bénéficie d'un bonus de 0,4 M€ au titre de l'année 2025.

### Equilibrage

La qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en J-1 correspond au nombre d'heures où la valeur absolue de l'écart entre la prévision de consommation résiduelle (calculée comme la consommation France nette de la production photovoltaïque et de la production éolienne) publiée par RTE en J-1 est inférieure à l'aléa dimensionnant (1 663 MW à la hausse et 1 280 MW à la baisse à ce jour), divisé par le nombre d'heures total dans l'année. En cas de réactualisation de la prévision en J-1, la dernière mise à jour sera retenue pour le calcul de l'indicateur. En 2025, le taux réalisé à date est de 63 %.

La qualité des prévisions de consommation et de production EnR terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle correspond au nombre d'heures où la valeur absolue de l'écart entre la prévision de consommation résiduelle (calculée comme la consommation France nette de la production photovoltaïque et de la production éolienne) retenue par RTE en entrée de la fenêtre opérationnelle et le réalisé est inférieure à l'aléa dimensionnant (1663 MW à la hausse et 1280 MW à la baisse à ce jour), divisé par le nombre d'heures total dans l'année. Cet indicateur est incité financièrement selon les modalités suivantes : un bonus/pénalité de +/-100 k€ pour chaque point de pourcentage au-dessus/en-dessous de la cible, avec un plafond de +/-2,5 M€/an. Pour l'année 2025, la qualité des prévisions s'est établi à 78 %, contre une cible de 74 %. En application de la régulation incitative, RTE bénéficie d'un bonus de 0,4 M€ au titre de l'année 2025

Le volume des contre-ajustements effectués par RTE sur les activations pour cause marges et les activations de réserve tertiaire correspond au volume en GWh, cumulé sur l'année, des contre-ajustements (i.e. les ajustements effectués par RTE qui vont à l'inverse de la tendance du système électrique) sur les activations pour cause marges et pour cause P=C en considérant le sens du déséquilibre du système à une granularité 5 minutes. La tendance est à la hausse si le déséquilibre global du système électrique français est négatif ou nul et à la baisse dans le cas contraire. Le déséquilibre du système correspond à la somme des énergies activées pour les besoins de RTE (services système fréquence, mécanisme d'ajustement, plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, solde des déséquilibres) et des écarts finaux aux frontières. Le volume de contre-ajustements résultant de cette méthode de calcul pour l'année 2025 s'élève à hauteur de 377 GWh à la baisse (soit 8 % du total des ajustements à la baisse) et 377 GWh à la hausse (soit 11 % du total des ajustements à la hausse), soit un total de 754 GWh de contre-ajustements. Les ajustements sont à contre-tendance environ 20 % du temps. La répartition mensuelle révèle un volume important de contre-ajustements au mois d'avril en lien avec le blackout ibérique (63 GWh).

Le délai de certification moyen pour la réserve secondaire correspond au nombre de jours cumulés, sur tous les dossiers pour lesquels RTE a émis un procès-verbal de certification pour la réserve secondaire au cours de l'année, entre la demande de l'acteur (marqué par l'envoi du dossier) et l'émission du procès-verbal de certification par RTE, divisé par le nombre de procès-verbaux émis durant l'année. La certification d'une entité comprend deux volets : la phase 1 qui correspond à la vérification par RTE des fiches d'informations sur le fonctionnement de l'EDR et la conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information (simulations), et la phase 2 qui correspond aux essais du réglage en fonctionnement réel. L'indicateur moyen de délai de certification est donc obtenu en agrégeant ces deux étapes. En 2025, le délai moyen observé pour la phase 1 est de 18 jours, et celui de la phase 2 est de 16 jours, soit un délai moyen total de 34 jours.

### Flexibilité

Le volume d'énergie limitée dans le cadre des offres de raccordement flexible correspond à la somme de l'énergie limitée dans le cadre d'offres de raccordement flexible (en MWh), par niveau de tension (HTB 3, HTB 2 et HTB 1) et type d'actif (producteur photovoltaïque, producteur éolien, stockage, autre actif). La définition des offres de raccordement flexible prise en compte pour le calcul comprend les différents cas suivants :

Filière	Cadre contractuel	Injection	Soutirage
EnR HTB1, HTB2, HTB3	Raccordement anticipé	x	
Stockage HTB1, HTB2, HTB3	ORO <sup>21</sup> , ORR <sup>22</sup> avec raccordement anticipé et limitations à la charge de RTE	x	x
Consommateurs industriels HTB1, HTB2, HTB3	Limitations contractuelles à la charge du client		x

Selon ce périmètre, le volume d'énergie écartée dans le cadre d'offres de raccordement flexible en 2025 est de 3 905 MWh dont 1 901 MWh pour le solaire et 2 004 MWh pour l'éolien, le tout au niveau HTB1. Aucune limitation n'a été enregistrée sur un site de stockage

Le volume d'énergie écartée via les automates NAZA correspond à la somme de l'énergie écartée via les automates NAZA (en GWh), par niveau de tension. L'énergie écartée via les automates NAZA en 2025 est 183 GWh. La décomposition par niveau de tension est la suivante : 7 GWh en HTB, 136 GWh en HTA sur le réseau d'Enedis, et 40 GWh en HTA sur le réseau des ELD.

### Tableau récapitulatif des performances de RTE concernant le raccordement

Indicateurs	Unité	2024	2025
<b>Raccordement</b>			
<b>Taux de respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF)</b>	-	51%	64%
Eolien offshore	-		100%
EnR terrestre	-		56%
Distributeur	-		78%
Consommateur	-		42%
Stockeur	-		67%

<sup>21</sup> Offre de raccordement optimisée

<sup>22</sup> Offre de raccordement de référence

## Délibération n°2026-104

21 mai 2026

<b>Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement +30 jours</b>	-	67%	99%
Eolien offshore	-		100%
EnR terrestre	-		100%
Distributeur	-		100%
Consommateur	-		96%
Stockeur	-		100%
<b>Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement</b>	-		95%
Eolien offshore	-		100%
EnR terrestre	-		100%
Distributeur	-		98%
Consommateur	-		88%
Stockeur	-		100%
<b>Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la convention de raccordement</b>	-	-	80%
Eolien offshore	-		-
EnR terrestre	-		75%
Distributeur	-		77%
Consommateur	-		86%
Stockeur	-		100%
<b>Taux de respect entre les coûts facturés et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 %</b>	-	-	80%
Eolien offshore	-		-
EnR terrestre	-		75%
Distributeur	-		77%
Consommateur	-		86%
Stockeur	-		100%
<b>Délais moyens de raccordement entre l'acceptation de la PTF et la mise à disposition, par segment</b>	mois		47
Eolien offshore	mois		119
EnR terrestre	mois		58
Distributeur	mois		45
Consommateur	mois		42
Stockeur	mois		26
<b>Délais moyens de raccordement entre la CR et la mise à disposition, par segment</b>	mois		12

## Délibération n°2026-104

21 mai 2026

Eolien offshore	mois		33
EnR terrestre	mois		10
Distributeur	mois		8
Consommateur	mois		17
Stockeur	mois		7
<b>Taux de transmission des PTF dans les délais</b>	-	69%	79%
Producteur	-	57%	88%
Distributeur	-	84%	91%
Consommateur	-	86%	66%
Stockeur	-	46%	82%
<b>Nombre de PTF remises dans un délai supérieur à 6 mois</b>	nombre	85	40
Producteur	nombre	22	2
Distributeur	nombre	12	1
Consommateur	nombre	33	33
Stockeur	nombre	18	4
<b>Nombre de PTF transmises</b>	nombre	363	466
Producteur	nombre	74	40
Distributeur	nombre	82	97
Consommateur	nombre	107	138
Stockeur	nombre	100	191
<b>Nombre d'EE transmises</b>	nombre	1823	3859
Producteur	nombre	495	763
Distributeur	nombre	133	266
Consommateur	nombre	284	712
Stockeur	nombre	911	2118
<b>Nombre d'EE transmises dans un délai &gt; 12 semaines</b>	nombre	601	1415
Producteurs	nombre	104	220
Distributeur	nombre	28	93
Consommateur	nombre	85	311
Stockeur	nombre	384	791
<b>Délai moyen EE</b>	semaine	10,4	11,6
Producteurs	semaine	9,7	10,6
Distributeur	semaine	9,7	11
Consommateur	semaine	10,6	12,5
Stockeur	semaine	10,9	11,2
<b>Nombre d'EI transmises</b>			
Distributeur	nombre	338	578
<b>Délai moyen transmission EI</b>			

Distributeur	semaine	8	10,1
<b>Création de capacité S3REnR postes sources</b>	<b>MW</b>		1120

## Raccordement

La Délibération tarifaire TURPE 7 HTB a modifié le périmètre de certains indicateurs suivis en TURPE 6, de façon à les rendre plus représentatif, et a introduit le suivi de nouveaux indicateurs. Les indicateurs sont désormais déclinés plus finement, par catégorie d'utilisateurs.

Le taux de respect des délais inscrits dans la PTF s'est amélioré en 2025 par rapport à 2024, passant de 51 % à 64 %. Néanmoins, ces résultats demeurent insuffisants et la CRE invite RTE à poursuivre ses efforts.

Le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement fait désormais l'objet d'une incitation financière décomposée en deux indicateurs :

- le « Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement », qui s'élève à 95 % pour 2025, pour une cible 90 %. L'incitation est symétrique, avec une force d'incitation qui s'élève à 200 k€ par % d'écart à la cible,
- le « Taux de respect de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement + 30 jours », qui s'élève à 99 % pour 2025, pour une cible 95 %. L'incitation est asymétrique, avec une force d'incitation qui s'élève à 200 k€ par % d'écart à la cible.

Ces résultats sont satisfaisants. Sur les 10 affaires ayant fait l'objet d'un retard en 2025, RTE a pu démontrer que 6 provenait d'un report demandé par le client. Ainsi, RTE bénéficie d'un bonus d'1 M€ au titre de cette régulation incitative.

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 % s'élèvent à 80 %. Depuis TURPE 7, cet indicateur exclut désormais les affaires sans création d'actifs. La CRE veillera à son évolution au cours de la période tarifaire.

Depuis le TURPE 7 HTB, RTE est incité à transmettre les PTF dans un délai uniforme de 3 mois pour l'ensemble des segments de clients. Pour 2025, le taux cible de transmission dans un délai de 3 mois est de 75 %, avec une incitation à hauteur de 75 k€ par % en écart. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Taux de transmission des PTF dans les délais	Réalisé	Cible	Incitation (M€)
Consommateurs	64%	75%	-0,8
Producteurs	88%	75%	1,0
Stockeurs	80%	75%	0,3
GRD	91%	75%	1,2

RTE bénéficie ainsi d'un bonus de 1,7 M€ au titre de cette régulation incitative. La CRE encourage RTE à maintenir ses efforts en termes de délai de transmission des PTF, notamment celles concernant les consommateurs qui restent encore en dessous des objectifs fixés.

Le nombre de PTF transmises s'élève à 465 en 2025, contre seulement 363 en 2024. Parmi celles-ci, 40 d'entre elles ont été transmises dans un délai supérieur à 6 mois (9 % des PTF), ce qui correspond à une forte amélioration par rapport à 2024, où 23 % des PTF (85) avaient été transmises dans un délai supérieur à 6 mois. En revanche, les clients consommateurs restent, comme en 2024, les clients qui se voient le plus transmettre des PTF avec des délais de plus de 6 mois (24 % en 2025 et 31 % en 2024). La CRE considère nécessaire de réduire de tels délais.

Le nombre d'études exploratoires transmises atteint 3 859 en 2025, contre 1 823 en 2024. Parmi elles, 1 415 ont été envoyées avec un délai supérieur à 12 semaines, soit 37 % des études en 2025. Ce résultat marque une dégradation par rapport à 2024, où 33 % des études (604) dépassaient ce délai. Par ailleurs, le volume d'études exploratoires issues des stockeurs connaît une forte progression, passant de 911 en 2024 à 2 118 en 2025. Enfin, le délai moyen de transmission de ces études est de 11,6 semaines en 2025, contre 10,4 en 2024. La CRE invite RTE à poursuivre ses efforts pour industrialiser la gestion de ces études.

Le nombre d'études d'insertion transmises par RTE a nettement augmenté en 2025, passant de 338 à 578. Parallèlement, le délai moyen de transmission s'est allongé, passant de 8 semaines à 10,1 semaines.

Le délai moyen de mise à disposition du raccordement (à partir de la signature de la convention de raccordement) s'élève à 12 mois, mais de fortes disparités existent entre les catégories d'utilisateurs : 33 mois en moyenne pour l'éolien en mer, contre 7 mois pour les clients stockeurs. Le délai moyen entre l'acceptation de la proposition technique et financière et la mise à disposition du raccordement est quant à elle près de 4 fois supérieur, notamment en raison du temps nécessaire pour obtenir les autorisations administratives. La CRE veillera à l'évolution de cet indicateur au cours de la période tarifaire.

Enfin, la Délibération tarifaire TURPE 7 HTB a introduit une incitation commune entre RTE et Enedis relative à la capacité de postes sources créée dans le cadre des S3REnR. Cette régulation incitative est symétrique et la force d'incitation s'élève à 10 k€/MW en écart à la cible. Pour 2025, la capacité créée s'est élevée à 1 120 MW, pour une cible à 952 MW. Ainsi, RTE bénéficie d'un bonus de 1,7 M€ au titre de la régulation incitative.