RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DÉLIBÉRATION N°2026-105

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 mai 2026 portant décision sur l'évolution au 1er août 2026 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et sur l'évolution du paramètre R_f

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 les domaines de tension HTA-BT (dits « TURPE 7 HTA-BT ») sont entrés en vigueur le 1er août 2025, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 13 mars 2025[1] (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 HTA-BT au 1er août 2026, en application des modalités de mise à jour annuelle prévues par la délibération du 13 mars 2025 susvisée.

Cette évolution tarifaire résulte notamment de recettes tarifaires d'Enedis inférieures de -231,6 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles, en raison principalement d'un effet climatique : l'année 2025 a en effet été plus chaude que prévu (-1,9 TWh), ce qui a donné lieu à une moindre consommation des clients résidentiels BT ≤ 36 kVA (-3,6 TWh). Cet effet n'a que partiellement été compensé par une consommation plus élevée que prévu pour certains segments de clients, à savoir les clients BT > 36 kVA et les clients HTA (+1,7 TWh). Cela contribue à une augmentation du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) à fin 2025.

Ainsi, le tarif TURPE 7 HTA-BT d'Enedis évolue au 1er août 2026 de +3,04 % en application de la formule d'évolution suivante :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1er août de l'année 2026 exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC est la somme des deux termes suivants, égale à 0,39 % :
  - le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2026 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2026, soit 1,30 % ;
  - l'écart entre l'inflation réalisée de l'année 2025 telle que calculée par l'INSEE (0,89 %) 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 (1,80 %), soit -0,91 % ;

[1] Délibération n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

- X est le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans Délibération tarifaire, égal à -0,35 % ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant principalement de l'apurement du solde du CRCP ; k est compris entre +3 % et -3 %. Pour l'évolution annuelle au 1er août 2026, il s'élève à 3 %.

Les performances d'Enedis en matière de qualité de service en 2025, et pour lesquelles Enedis est incité financièrement, sont contrastées :

- Enedis supporte un malus de -35,1 M€ au titre de la régulation incitative relative au raccordement, en raison notamment des performances moins bonnes qu'attendu sur le taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement (-9,5 M€), et sur le délai moyen de réalisation des raccordements sur toutes les catégories, hormis les IRVE en résidentiel collectif (-27,3 M€) ;
- Enedis perçoit un bonus de +3,3 M€ au titre de la qualité de service hors raccordement, porté notamment par les indicateurs « taux d'appel à la ligne téléphonique fournisseurs avec un temps d'attente > 90 secondes » (+1,7 M€) et « taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires » (+0,9 M€).

Par ailleurs, Enedis supporte des malus élevés sur la régulation incitative des coûts unitaires d'investissements (-30,0 M€) et sur la régulation incitative des pertes (-33,1 M€). Toutefois, Enedis perçoit un bonus sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation (+1,1 M€) après deux années consécutives de malus élevés.

Sommaire

1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA-BT 5

2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 7 HTA-BT au 1er août 2026 6

2.1. Solde du CRCP d'Enedis au 1er janvier 2026 6

2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 6

2.1.2. Ecarts entre les montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2025 6

2.1.3. Solde du CRCP au 1er janvier 2026 8

2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 7 HTA-BT au 1er août 2026 8

2.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation 8

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 HTA-BT au 1er août 2026 9

3. Evolution du terme R_f et du paramètre C_{card} 9

Décision de la CRE 11

Annexe 1 : Calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 12

Annexe 2 : Coefficients tarifaires applicables au 1er août 2026 21

Composante annuelle de gestion (CG) 21

Composante annuelle de comptage (CC) 23

Composante annuelle des injections (CI) 24

Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA 25

Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA 27

Composante annuelle de soutirage (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA 29

Composante annuelle d'injection-soutirage 32

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) 33
Composante de regroupement (CR) 33
Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT) 34
Composante annuelle de l'énergie réactive (CER) 34
Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité 34

Annexe 3 : bilan de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis pour l'année 2025 35

Annexe 4 : bilan de la régulation incitative de la qualité d'alimentation d'Enedis pour l'année 2025 43

1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA-BT

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA-BT, dits « TURPE 7 HTA-BT », sont entrés en vigueur le 1er 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 1er août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit à son paragraphe 2.2.2 une évolution mécanique du niveau des grilles tarifaires d'Enedis au 1er août de chaque année. Cette évolution s'applique aux grilles tarifaires en vigueur. 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 1er août de l'année N, arrondi au centième de pourcent le plus proche ;
- IPC_N : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE[2] 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 présente délibération tarifaire, égal à - 0,35 % ;
- k_N : coefficient d'évolution de la grille tarifaire provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre - 3 % et + 3 %.

Par ailleurs, la Délibération tarifaire prévoit que certaines modalités de la régulation incitative puissent évoluer en cours de période.

En particulier, la Délibération tarifaire prévoit un suivi des coûts unitaires pour certains ouvrages depuis le 1er janvier 2025, en vue de les intégrer éventuellement dans la régulation incitative sur les coûts unitaires sur les années 2027 et 2028. Ces ouvrages concernent :

- Les travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif ;
- Le tracé cartographique du réseau ;
- S'agissant des ouvrages des branchements individuels, les catégories d'actifs « liaisons réseaux » et « branchements individuels », car ils n'étaient pas suivis individuellement par Enedis avant 2022 (date de la mise en œuvre du projet ADELE - Actifs Détaillés et Localisés).

La CRE demande à Enedis de mettre en œuvre un suivi des coûts unitaires pour ces actifs.

Par ailleurs, la Délibération tarifaire prévoit que la CRE étudie la possibilité et la pertinence d'introduire à partir de 2026 un indicateur de suivi de la part, au sein du critère B, des incidents intervenant sur le réseau BT, afin de disposer d'une vision plus fine de l'origine des coupures comptabilisées dans le critère B. La CRE demande à Enedis de mettre en œuvre le suivi du critère B-BT, à compter du 1er janvier 2027, afin de suivre spécifiquement la performance d'Enedis sur le réseau BT sans le biais des résultats sur la HTA.

[2] L'inflation réalisée de l'année N-1 est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852) constatée sur l'année civile N-1, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile N-2.

2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 7 HTA-BT au 1er août 2026

2.1. Solde du CRCP d'Enedis au 1er 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 Enedis 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 1er janvier 2026 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2025 au taux sans risque en vigueur de 3,3 %[3].

2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025

Le solde prévisionnel du CRCP d'Enedis au 31 décembre 2025 est égal à la somme du solde du CRCP au 1er janvier 2025 et la différence au titre de l'année 2025 entre (i) le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation à partir de 2026[4] 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 1,3 M€ 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 1er août 2026	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1er janvier 2025 [A]	1,3
Revenu autorisé prévisionnel au titre de l'année 2025 [B]	17 405,3
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2025 [C]	17 405,3
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 [A]+([B]-[C])	**1,3 M€**

2.1.2. Ecarts 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 17 651,2 M€, dont un malus global de -80,2 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service et de transmission des données, de la continuité d'alimentation, des coûts unitaires d'investissement, du projet Linky, ainsi que de la régulation incitative relative aux pertes.

Ce revenu autorisé définitif est supérieur de 245,9 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la Délibération tarifaire révisé de l'inflation réalisée (17 405,3 M€).

[3] Fixé par la Délibération tarifaire.

[4] 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.

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

- des contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement inférieures au prévisionnel, notamment concernant les raccordements BT < 36kVA (-21% de branchements individuels par rapport au prévisionnel), le segment IRVE et les producteurs HTA, ces moindres « recettes » augmentant mécaniquement les charges (+286,8 M€) ;
- des charges liées au Fonds de péréquation de l'électricité supérieures à la délibération (337,3 M€, soit +80,9 M€) ;
- un malus élevé lié à la régulation incitative, restitué aux utilisateurs (-80,2 M€),
- des charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis inférieures aux valeurs prévisionnelles (4 053,7 M€, soit -71,1 M€) ;
- des charges relatives aux pertes supérieures aux valeurs prévisionnelles (1 961,8 M€, soit +67,8 M€) ;
- des charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif inférieures aux valeurs prévisionnelles (8,2 M€, soit -57,7 M€) ;
- des impayés des clients finals supérieurs à la prévision (135,4 M€, soit +10,2 M€).

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

Régulations incitatives

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative génèrent en 2025 un malus global de -80,2 M€ pour Enedis. Ces malus sont liés à un résultat inférieur aux objectifs sur le raccordement, les pertes et les coûts unitaires des investissements réseau et se décomposent comme :

- un malus de -35,1 M€ au titre de la régulation incitative sur le raccordement en lien avec des performances moins bonnes qu'attendu sur le taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement résultant à -9,5 M€ de pénalités, ainsi que le délai moyen de réalisation des raccordements sur toutes les catégories, hormis les IRVE en résidentiel collectif, pour -27,3 M€ au total. Les indicateurs se dégradent par rapport au réalisé 2024 sur toutes les catégories, hormis les délais de raccordements individuels soutirage ≤ 36 kVA et dérivation individuelle, et les délais IRVE en résidentiel collectif ;
- un malus de -33,1 M€ au titre de la régulation incitative sur les pertes. Ce malus résulte principalement de l'incitation provisoire au titre de l'année de livraison 2024 (-33,9 M€) : en effet, Enedis explique que la dégradation du taux de pertes d'Enedis (taux provisoire de 6,93 % pour 2024, contre 6,74 % en 2023) est imputable à la hausse de la fraude sur les compteurs Linky ;
- un malus de -30,0 M€ au titre de la régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissement, soit l'atteinte par Enedis du plafond au titre de 2024 (provisoire) et au titre de 2023 (définitif). Ce résultat résulte d'une performance moins bonne qu'attendu sur les trois catégories d'investissement, due selon Enedis à la forte inflation des prix sur les achats travaux et matériels, et à une hausse de la main d'œuvre immobilisée ;
- un bonus de +12,4 M€ au titre de la régulation incitative du comptage Linky en lien avec une performance annuelle très satisfaisante sur les indicateurs Linky en 2025. Enedis est pénalisé (-1,2 M€) pour la non-atteinte de l'objectif cible de 0,4 % pour l'indicateur « Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des 2 derniers mois », mais progresse néanmoins sur sa performance par rapport à 2024, atteignant 0,5 % ;
- un bonus de +3,3 M€ au titre de la régulation incitative sur la qualité de service hors raccordement, en lien avec une amélioration des taux d'accessibilité de la ligne spécialisée fournisseurs grâce à la mise en place d'une entraide industrialisée, notamment lors des épisodes de tempêtes ;
- un bonus de +1,2 M€ au titre de la régulation incitative sur la qualité de transmission des données en lien avec des bonnes performances des chaînes communicantes, à la réactivité de la maintenance des matériels (concentrateurs et compteurs) en région, à la surveillance en 24/7 par l'Hypervision et le bon fonctionnement de la chaîne de facturation ;

- un bonus de +1,1 M€ au titre de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation, en particulier sur les critères B et M.

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

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

Les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2025 s'établissent à 17 173,8 M€ et sont inférieures de 231,6 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles (17 405,3 M€).

Cet écart s'explique par des températures enregistrées en France qui ont été en moyenne plus élevées ce qui a donné lieu à une moindre consommation des clients résidentiels (BT ≤ 36 kVA). Cet effet n'a que partiellement été compensé par une consommation plus élevée que prévu sur les autres segments de clients, à savoir les clients BT > 36 kVA et les clients HTA (+1,7 TWh).

2.1.3. Solde du CRCP au 1er janvier 2026

Le solde du CRCP d'Enedis au 1er janvier 2026 s'élève donc à 494,5 M€$_{2026}$, à restituer à Enedis et se décompose de la manière suivante :

Tableau 2 : Montant du solde du CRCP au 1er janvier 2026

Composantes du CRCP à apurer au 1er août 2026	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 [A]	1,3 M€$_{2025}$
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 [B]	17 651,2 M€$_{2025}$
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2025 [B']	17 405,3 M€$_{2025}$
Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2025 [C]	17 173,8 M€$_{2025}$
Recettes prévisionnelles au titre de l'année 2025 [C']	17 405,3 M€$_{2025}$
Solde du CRCP au 31 décembre 2025 [A] + ([B]-[B']) - ([C]-[C'])	**478,7 M€$_{2025}$**
Actualisation au taux de 3,3 %	15,8 M€
Solde du CRCP au 1er janvier 2026	**494,5 M€$_{2026}$**

2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 7 HTA-BT au 1er août 2026

2.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation

L'indice des prix à la consommation (IPC) hors tabac, qui correspond au taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2026 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2026 est égal à 1,30 %.

L'indice IPC 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 %. Pour rappel, la prévision de l'IPC dans la Délibération tarifaire était de 1,80 % pour l'année 2026.
- de l'écart entre l'inflation réalisée de l'année 2025 telle que calculée par l'INSEE (0,89 %) 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 (1,80 %), égal à -0,91 % ;

Cet indice vaut +0,39% pour le calcul de l'évolution au 1er août 2026.

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 -0,35 % 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 1er août 2026 prend en compte un coefficient k qui vise notamment à apurer, d'ici au 31 juillet 2027, le solde du CRCP du 1er janvier 2026. Le coefficient k est plafonné à plus ou moins 3 %.

La détermination du coefficient k nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1er 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 ;
- 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 1er janvier 2026 s'élève à 3,93 %. Ce chiffre atteint le plafonnement défini dans la délibération tarifaire, le coefficient k_{2025} est donc fixé à 3,0 %.

2.3. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 7 HTA-BT au 1er août 2026

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire d'Enedis au 1er août 2026 est égale à :

$$Z_{2026} = IPC_{2026} + X + k_{2026} = 0{,}39\,\% - 0{,}35\,\% + 3\,\% = +\,3{,}04\,\%$$

3. Evolution du terme R_f et du paramètre C_{card}

La délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018[5] a augmenté la part fixe (composante de gestion) à hauteur d'un montant moyen R_f pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD à compter du 18 janvier 2018.

La délibération susmentionnée prévoit, pour les clients raccordés aux niveaux de tension BT ≤ 36 kVA, une révision du terme R_f le 1er août de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle du TURPE. La CRE a considéré qu'il était pertinent, à titre transitoire et jusqu'au 31 juillet 2022, de différencier la contrepartie financière prise en compte, selon qu'elle est versée au titre de la gestion des clients au TRV ou des clients en offre de marché. Les coûts de gestion des clients au TRV et des clients en offre de marché ne font plus l'objet d'une différentiation depuis le 1er août 2022.

De plus, la délibération n°2021-157 du 3 juin 2021[6] a introduit une indexation sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et l'année précédant la mise à jour tarifaire des montants définis par la délibération n° 2018-011.

Le montant du terme R_f est, à partir du 1er août 2026 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA de 7,85 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA de 90,06 € ;
- pour les clients HTA de 180,13 €.

[5] Délibération n°2028-011 de la CRE du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT

[6] Délibération n°2021-157 de la CRE du 3 juin 2021 portant modification de la délibération de la CRE n°2028-011 du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT

De la même manière, la délibération TURPE 7 a fixé les valeurs applicables pour le coefficient C_{card}, qui vise à rémunérer les GRD pour le surcoût qu'il encourt pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec lui, et a aussi introduit une indexation sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et l'année précédant la mise à jour tarifaire.

Le montant du paramètre C_{card} est, à partir du 1er août 2026 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA de 9,12 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA de 122,40 € ;
- pour les clients HTA de 244,79 €.

Décision de la CRE

Les dispositions des articles L. 341-3 et L. 341-4-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution et fixer la rémunération des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils réalisent pour le compte des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité.

En application des modalités prévues par les tarifs TURPE 7 HTA-BT, l'évolution annuelle du TURPE 7 HTA-BT s'élève à 3,04 % au 1er août 2026 en application de la formule définie dans la délibération n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025, soit :

$$Z_{2026} = IPC_{2026} + X + K_{2026} = 0{,}39\,\% + (-0{,}35\,\%) + 3{,}00\,\% = 3{,}04\,\%$$

Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 7 HTA-BT qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 2 de la présente délibération. Ils entrent en vigueur le 1er août 2026.

L'ensemble des termes tarifaires ainsi que les montants du terme R_f et du paramètre C_{card} du TURPE 7 HTA-BT qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 2 de la présente délibération.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera 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 calculé *ex post* 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 tarifaire et l'écart entre le revenu autorisé calculé *ex post* 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 un bonus pour Enedis ; 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 Enedis.

Composantes du CRCP total au 1er janvier 2026	Montant pris en compte pour le revenu autorisé calculé ex post [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 7 HTA-BT révisés de l'inflation [B]	Ecart [A] -[B]	Ecart en %
Charges				
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (i.a)	5 267,7	5 267,7	-	-
Charges de capital incitées "hors réseaux" (i.b)	462,7	462,7	-	-
Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (i.c)	5 009,0	5 003,4	5,5	0,1 %
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis (i.d)	4 053,7	4 124,7	-71,1	-1,7 %
Charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport (i.e)	18,8	24,0	-5,2	-21,5 %
Charges relatives aux pertes (i.f)	1 961,8	1 894,0	67,8	3,6 %
Charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE (i.g)	135,4	125,2	10,2	8,2 %
Charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) (i.h)	337,3	256,4	80,9	31,6 %
Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (i.i)	-	-	-	-
Coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies) (i.j)	2,0	-	2,0	-
Charges liées à l'effet prix du tarif agent (i.k)	246,3	251,0	-4,8	-1,9 %
Charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif (i.l)	8,2	65,8	-57,7	-87,6 %
Charges d'exploitation relatives au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE, au cas par cas et après examen par la CRE (i.m)	-	-	-	-
Charges relatives aux indemnités pour coupure longue > 117 M€ (i.n)	75,0	75,0	-	-
Charges de réservation ou d'activation des flexibilités (i.o)	14,6	-	14,6	-

Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques (i.p)	-	-	-	-
Ecarts sur les charges d'Enedis résultant des dispositions de la loi de finances de 2025 sur les impôts et les taxes (hors Facé) (i.q)	9,1	-	9,1	-
Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (i.r)	-497,7	-497,7	-	-
Recettes				
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement (ii.a)	-1 132,7	-1 419,4	286,8	-20,2 %
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains (ii.b)	-0,2	-	-0,2	-
Ecarts de recettes liées à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes (ii.c)	-	-	-	-
Montants déterminés par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué (ii.d)	-	-	-	-
Recettes facturées par Enedis à EDF SEI dans le cadre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) (ii.e)	-35,2	-39,0	3,8	-9,6 %
Recettes associées à la réservation ou à l'activation des flexibilités (ii.f)	-14,3	-	-14,3	-
Recettes issues des activités concurrentielles ayant utilisé les ressources du périmètre régulé (ii.g)	-1,4	-	-1,4	-
Incitations financières				
Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (iii.a)	-30,0	-	-30,0	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation (iii.b)	1,1	-	1,1	-
Régulation incitative de la qualité de service (iii.c) - hors raccordement	3,3	-	3,3	-
Régulation incitative de la qualité de transmission des données (iii.d)	1,2	-	1,2	-
Régulation incitative du raccordement (iii.e)	-35,1	-	-35,1	-
Régulation incitative des pertes (iii.f)	-33,1	-	-33,1	
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky (iii.g)	12,4	-	12,4	-
Régulation incitative des actions prioritaires (iii.h)	-	-	-	-
Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) (iii.i)	-	-	-	-
Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6 HTA-BT	1 436,4	1 436,4	-	-

Montant imputé au CRL du projet Linky	375,0	375,0	-	-
Revenu autorisé définitif	**17 651,2**	**17 405,3**	**245,9**	**1,4 %**

Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2025

Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (i.a)

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 5 267,7 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire (5 267,7 M€).

Charges de capital incitées « hors réseaux » (i.b)

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 462,7 M€.

Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (i.c)

Le montant des charges de capital non incitées est égal à la différence entre :

- le montant des charges de capital, calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, les postes de passif du bilan d'Enedis ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'Enedis ;
- le montant des charges de capital incitées « hors réseaux ».

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 5 009,0 M€, correspondant à un écart de 5,5 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (5 003,4 M€).

Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis (i.d)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis, soit 4 053,7 M€, correspondant à un écart de -71,1 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (4 124,7 M€). Cet écart s'explique principalement par prix moyen plus faible que prévu, compensé en partie par une hausse des volumes soutirés du réseau RTE (+5,2 TWh).

Charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport (i.e)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport, soit 18,8 M€, correspondant à un écart de -5,2 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (24,0 M€).

Charges relatives aux pertes ainsi que la régulation incitative relative aux pertes (i.f)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal aux charges d'Enedis liées à la compensation des pertes, soit 1 961,8 M€. Ce montant correspond à un écart de 67,8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (1 894,0 M€). Cet écart s'explique par un prix de référence des pertes supérieur aux prévisions.

Charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE (i.g)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 135,4 M€, correspondant à la somme des charges et des produits de l'année 2025 au titre de la prise en charge par Enedis des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE. Ce montant correspond à un écart de 10,2 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (125,2 M€).

Charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) (i.h)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 337,3 M€, correspondant à la somme des dotations versées par Enedis en 2025 au titre du fonds de péréquation de l'électricité calculé sur l'analyse des comptes des GRD en ayant fait la demande. Pour l'année 2025, les versements effectués par Enedis au titre du FPE se décomposent de la manière suivante :

- 248,6 M€ versés à EDF SEI correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n°2022-205 du 13 juillet 2022[7] ;
- 58,4 M€ versés à Electricité de Mayotte correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n°2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 26,6 M€ versés à GÉRÉDIS correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n°2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 3,7 M€ versés à EEWF correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n°2022-205 du 13 juillet 2022.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 correspond à un écart de 80,9 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (256,4 M€).

Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (i.i)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 0 M€. Il n'existe plus d'écarts entre les montants de la rémunération fournisseur collectés via la composante de gestion et ceux renversés aux fournisseurs car la rémunération fournisseur est la même pour tout client en contrat unique d'un segment donnée.

Les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs sont de 352,8 M€.

Coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies) (i.j)

La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui font l'objet d'une trajectoire (112,0 M€/an) intégrée dans les charges nettes d'exploitation incitées d'Enedis, fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par Enedis.

Pour l'année 2025 Enedis a demandé la couverture de 2,0 M€ au titre de coûts échoués non récurrents et non prévisibles. La CRE, sur la base de l'examen du dossier argumenté présenté par Enedis, retient cette demande.

Charges liées à l'effet prix du tarif agent (i.k)

Les charges de tarif agent (ou avantage en nature énergie) sont incitées à 100 % sur les volumes et couvertes à 100 % pour les « effets prix » dans les conditions fixées dans l'annexe confidentielle 4 de la Délibération tarifaire.

[7] Délibération n°2022-205 de la CRE du 13 juillet 2022 fixant les dotations définitives au titre du Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE) pour l'année 2022 pour EDF SEI, EDM, EEWF et Gérédis Deux-Sèvres

La référence de prix de l'électricité et du gaz est fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, les tarifs règlementés 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.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 s'élève à 246,3 M€, soit un écart de -4,8 M€ par rapport à la valeur prévisionnelle retenue dans la Délibération tarifaire.

Charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif (i.l)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges d'exploitation associées aux études et travaux annexes dans le cadre de cette solution restent à la charge d'Enedis.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 s'élève à 8,2 M€, soit un écart de -57,7 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (65,8 M€).

Charges d'exploitation relatives au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE, au cas par cas et après examen par la CRE (i.m)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges engendrées par les transferts des ouvrages HTA1 en propriété RTE. Au titre de 2025, ce montant est nul.

Charges relatives aux indemnités pour coupure longue > 117 M€ (i.n)

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 75,0 M€.

Charges associées à la mise en œuvre des flexibilités (i.o)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges d'exploitation engendrées par la réservation ou l'activation de solutions de flexibilité, validées après analyse de la CRE, sur le réseau d'Enedis.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 14,6 M€.

Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques (i.p)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à l'écart entre le montant entre les charges réalisées correspondant aux surcoûts d'achats de travaux et de main-d'œuvre associés aux aléas climatiques et la trajectoire de 40,0 M€ par an fixée pour ce poste, pour la seule part de ce montant supérieure à 20,0 M€ ou inférieure à -20,0 M€.

En 2025 les charges d'exploitation supportées par Enedis pour la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques ont été de 56,2 M€. Ce montant est supérieur à 40,0 M€, sans dépasser la limite de 40 + 20,0 M€ au-delà de laquelle les écarts sont pris en compte au CRCP. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 0 M€.

Ecarts sur les charges d'Enedis résultant des dispositions de la loi de finances de 2025 sur les impôts et les taxes (hors Facé) (i.q)

Sur demande argumentée d'Enedis et après validation de la CRE, le montant retenu résultant des implications de la loi de finances pour 2025 sur les impôts et les taxes, au titre de 2025, s'élève à 9,1 M€. Ce montant correspond à l'impact du report de l'échéance de suppression de la CVAE. Toutefois, la CRE décide de ne pas retenir les montants demandés par Enedis au titre des modifications de seuils d'éligibilité pour les allégements de cotisations patronales Maladie et Allocations Familiales, figurant dans la loi de financement de la sécurité sociale de 2025, qui s'élèvent à 18 M€ pour 2025.

Ecart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel (i.r)

Les écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2025-2028 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7 HTA-BT.

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit -497,7 M€.

Postes de recettes pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2025

Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement (ii.a)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 1 132,7 M€, correspondant aux recettes effectivement perçues par Enedis en 2025 au titre des contributions liées au raccordement. Ce montant correspond à un écart de -286,8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (1 419,4 M€).

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

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

En 2025 les cessions effectuées par Enedis lui ont permis d'effectuer des plus-values à hauteur de 0,24 M€, ainsi le montant dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 0,2 M€.

Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes (ii.c)

La délibération n°2025-162 du 19 juin 2025 n'a pas introduit d'écarts de recettes au titre des prestations annexes d'Enedis. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 s'élève à 0 M€.

Prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué (ii.d)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 0 M€.

Recettes facturées par Enedis à EDF SEI dans le cadre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) (ii.e)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est l'écart entre les recettes perçues et les recettes prévisionnelles. Au titre de 2025, le montant retenu s'élève à 35,2 M€, soit un écart de -3,8 M€ par rapport à la valeur prévisionnelle prévue dans la Délibération tarifaire (39,0 M€).

Recettes associées à la réservation ou à l'activation des flexibilités (ii.f)

Le montant retenu au titre de 2025 est égal à la somme des recettes engendrées par l'exploitation de solutions de flexibilité, validées après analyse de la CRE, sur le réseau d'Enedis. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à 14,3 M€.

Recettes issues des activités concurrentielles ayant utilisé les ressources du périmètre régulé (ii.g)

Le montant retenu correspond à la somme des recettes issues des activités concurrentielles d'Enedis ayant utilisé les ressources du périmètre régulé, soit 1,4 M€ au titre de 2025.

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2025

Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (iii.a)

Enedis est incité, pour certains investissements, à hauteur de 20 % de l'écart entre les investissements réalisés et le coût théorique de ces investissements selon un modèle de coûts unitaires établi par le CRE

L'incitation liée à la régulation incitative des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux est, dans un premier temps, calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour. Ainsi, le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année 2025 est égal à la somme entre :

- l'écart entre l'incitation annuelle au titre de l'année 2023, basée sur des données provisoires (malus de -47,8 M€, plafonné à -30,0 M€ conformément au cadre de régulation TURPE 6), et l'incitation annuelle au titre de l'année 2023 sur la base des données définitives (malus de - 57,0 M€, plafonné à -30,0 M€ conformément au cadre de régulation TURPE 6), la valeur prise en compte est donc nulle ;
- le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année 2024, calculée sur la base des données provisoires (-62,8 M€, plafonné à -30,0 M€ conformément au cadre de régulation TURPE 6).

Ainsi, le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année 2025 représente un malus de -30,0 M€. Cette valeur pourra être corrigée lors du calcul du revenu autorisé de l'année 2026 avec les valeurs définitives de l'année 2024.

Régulation incitative de la continuité d'alimentation (iii.b)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme, dans la limite globale de ±91 M€, de la somme des quatre incitations financières pour les critères B, M, F-BT et F-HTA. Au titre de 2025, la somme de ces quatre incitations financières s'élève à 1,1 M€.

Régulation incitative de la qualité de service – hors raccordement (iii.c)

Le montant retenu au titre de 2025 est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1 de l'annexe 6 de la Délibération tarifaire, soit 3,3 M€.

Régulation incitative de la qualité de transmission des données (iii.d)

Le montant retenu au titre de 2025 est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 8 de l'annexe 6 de la Délibération tarifaire, soit 1,2 M€.

Régulation incitative du raccordement (iii.e)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies à l'annexe 8 de la Délibération tarifaire.

Les performances atteintes par Enedis en 2025 donnent lieu à un malus de -35,1 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative relative aux raccordements. Un bilan est fourni en annexe 3 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2025.

Régulation incitative des pertes (iii.f)

La régulation incitative des pertes dans les réseaux donne lieu en 2025 à un malus de 33,1 M€, cette incitation est la somme :

- de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2024, soit - 33,9 M€ ;
- de la correction de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2023. La valeur prévisionnelle prise en compte lors du calcul du CRCP de l'année 2022 était de -40 M€. A la suite du calcul avec les données définitives, la valeur définitive est de - 39,2 M€. Ainsi la correction de la régulation incitative pour l'année 2021 est de 0,8 M€ en faveur d'Enedis.

Incitation relative aux coûts du projet Linky (iii.g)

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014[8] prévoit une incitation financière relative aux coûts du projet de comptage évolué d'Enedis (coût unitaire des compteurs et des systèmes associés et coût des systèmes d'information) calculée annuellement. Cette incitation prend la forme d'un bonus/malus, s'ajoutant à la prime de 3 % de rémunération des actifs mis en service dans le cadre de ce projet.

La base d'actifs de référence liée au projet de comptage évolué était fixée à 2 711,4 M€ au 31 décembre 2024. La base d'actifs réalisée s'élève à 2 256,6 M€ à la même date, donnant lieu à un bonus de 13,6 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative des coûts pour l'année 2025, ce montant correspond à une rémunération de 300 pds sur l'écart entre la BAR de référence et la BAR réalisée.

Dans le cadre du tarif TURPE 7 HTA-BT d'Enedis, la CRE a mis à jour le cadre de régulation du projet Linky en plafonnant les montants pouvant être versés à Enedis au titre de la régulation incitative sur les coûts unitaires Linky à 20 % du montant des investissements évités. Ce plafond n'a pas encore été atteint et Enedis perçoit un bonus de 13,6 M€ pour l'année 2025.

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté au titre de l'année 2025 un malus de -1,2 M€.

Montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025 est égal à la somme des deux termes calculés précédemment et donne lieu à un bonus de 12,4 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Un bilan est fourni en annexe 3.

[8] Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT < 36 kVA

Régulation incitative des actions prioritaires (iii.h)

La Délibération tarifaire a reconduit le mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par Enedis, d'actions identifiées comme prioritaires.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2025, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de cette régulation, au titre de l'année 2025.

Aucune action n'est intégrée dans le mécanisme, ainsi le montant à prendre en compte au titre de l'année 2025 est nul.

Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) (iii.i)

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2025-2028 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire. Il n'y a donc pas de montant à prendre en compte dans le revenu autorisé définitif pour l'année 2025.

Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6 HTA-BT

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025, le montant définitif au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 6 HTA-BT pour 2025 est fixé à 1 436,4 M€ par la Délibération tarifaire.

Montant imputé au CRL du projet Linky

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2025, le montant à ajouter au titre du compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky est fixé à 375 M€ par la Délibération tarifaire.

Annexe 2 : Coefficients tarifaires applicables au 1er août 2026

L'ensemble des composantes tarifaires ci-dessous sont applicables à compter du 1er août 2026 et jusqu'au 31 juillet 2027.

Composante annuelle de gestion (CG)

Terme R_f et paramètre C_{card}

Le montant du terme R_f est, à partir du 1er août 2026 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA de 7,85 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA de 90,06 € ;
- pour les clients HTA de 180,13 €.

Le montant du paramètre C_{card} est, à partir du 1er août 2026 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA de 9,12 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA de 122,40 € ;
- pour les clients HTA de 244,79 €.

Composante annuelle de gestion

Composante annuelle de gestion hors R_f et C_{card} applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	264,96	264,96
BT > 36 kVA	132,47	132,47
BT ≤ 36 kVA	9,27	9,27

Composante annuelle de gestion y compris R_f et C_{card} applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant Ccard	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant Rf
HTA	509,75	445,09
BT > 36 kVA	254,87	222,53
BT ≤ 36 kVA	18,39	17,12

Composante annuelle de gestion des autoproducteurs

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	397,43
BT > 36 kVA	198,72
BT ≤ 36 kVA	13,90

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection incluant Rf et Ccard
HTA	732,28
BT > 36 kVA	366,14
BT ≤ 36 kVA	26,95

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	264,96	264,96
BT > 36 kVA	132,47	132,47
BT ≤ 36 kVA	9,27	9,27

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant Ccard	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant Rf
HTA	509,75	445,09
BT > 36 kVA	254,87	222,53
BT ≤ 36 kVA	18,39	17,12

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	397,43	397,43
BT > 36 kVA	198,72	198,72
BT ≤ 36 kVA	13,90	13,90

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable au 1er août 2026

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant Ccard	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant Rf
HTA	642,22	577,56
BT > 36 kVA	321,11	288,78
BT ≤ 36 kVA	23,02	21,75

Composante annuelle de comptage (CC)

Composante annuelle de comptage applicable au 1er août 2026 – Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,80

Composante annuelle de comptage applicable au 1er août 2026 – Utilisateurs avec dispositif de comptage

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	387,84
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	291,88
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle[9]	22,67

Composante additionnelle pour comptage non communicant au 1er août 2026

Composante socle (€/an)	Majoration (€/an)
40,08	25,62[10]

Composante annuelle des injections (CI)

Composante annuelle des injections applicable au 1er août 2026

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

[9] Pour les utilisateurs disposant de dispositifs de comptage évolués en basse tension et pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la fréquence minimale de transmission des données de facturation est bimestrielle. Dans les autres cas, elle est semestrielle.

[10] Soit une composante majorée totale de 65,70 €/an

Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable au 1er août 2026 – courte utilisation

	Heures de pointe fixe (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 = 14,85	b_2 = 14,85	b_3 = 14,85	b_4 = 12,93	b_5 = 11,56
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 5,91	c_2 = 4,36	c_3 = 2,05	c_4 = 1,04	c_5 = 0,71

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable au 1er août 2026 – longue utilisation

	Heures de pointe fixe (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 = 36,40	b_2 = 33,28	b_3 = 21,01	b_4 = 14,77	b_5 = 11,91
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 2,73	c_2 = 2,16	c_3 = 1,51	c_4 = 0,95	c_5 = 0,70

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile[11]

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable au 1er août 2026 – courte utilisation

	Heures de pointe mobile (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 = 14,85	b_2 = 14,85	b_3 = 14,85	b_4 = 12,93	b_5 = 11,56
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,22	c_2 = 4,17	c_3 = 2,05	c_4 = 1,04	c_5 = 0,71

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable au 1er août 2026 – longue utilisation

	Heures de pointe mobile (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 = 39,43	b_2 = 35,34	b_3 = 21,01	b_4 = 14,77	b_5 = 11,91
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 3,25	c_2 = 1,93	c_3 = 1,51	c_4 = 0,95	c_5 = 0,70

[11] Dans la Délibération tarifaire, la CRE indiquait que si le mécanisme de capacité venait à supprimer la période PP1 ou à la modifier significativement, « la CRE pourrait demander à RTE de tirer néanmoins des jours PP1 tels que définis actuellement, à savoir 10 à 15 jours par an, de 7h à 15h, et de 18h à 20h, afin que l'option tarifaire à pointe mobile puisse être mise en œuvre ».

Compte tenu des paramètres du nouveau mécanisme de capacité, et de l'absence de distinction entre jours PP1 et PP2 qu'il introduit, les GRD pourront facturer les clients ayant souscrit à cette formule tarifaire d'acheminement aux heures et aux jours du nouveau mécanisme de capacité.

Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2026 – courte utilisation

	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)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 18,15	b_2 = 16,45	b_3 = 15,00	b_4 = 12,34
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,12	c_2 = 4,34	c_3 = 2,19	c_4 = 1,57

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2026 – longue utilisation

	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)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 31,08	b_2 = 21,82	b_3 = 17,15	b_4 = 12,75
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 5,86	c_2 = 3,58	c_3 = 2,07	c_4 = 1,54

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2026 – courte utilisation –autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	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)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 18,15	b_2 = 16,45	b_3 = 15,00	b_4 = 12,34

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2026 – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,15	c_2 = 4,38	c_3 = 2,26	c_4 = 1,60	c_5 = 2,63	c_6 = 1,45	c_7 = 1,10	c_8 = 0,72

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2026 – longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	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)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 31,08	b_2 = 21,82	b_3 = 17,15	b_4 = 12,75

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2026 – longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 5,94	c_2 = 3,61	c_3 = 2,12	c_4 = 1,59	C_5 = 2,30	C_6 = 1,34	C_7 = 1,04	C_8 = 0,71

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA applicable au 1er août 2026

α (€ / h)
12,79

Composante annuelle de soutirage (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable au 1er août 2026 – part puissance

Période d'application	*b* (€/kVA/an)
Du 01/08/2026 au 31/07/2027	10,42

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable au 1er août 2026 – part énergie

c_1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	c_2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	c_3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	c_4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
7,72	4,09	1,71	1,20

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – moyenne utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles moyenne utilisation applicable au 1er août 2026 – part puissance

Période d'application	*b* (€/kVA/an)
Du 01/08/2026 au 31/07/2027	12,49

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles moyenne utilisation applicable au 1er août 2026 – part énergie

c_1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	c_2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	c_3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	c_4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
7,21	3,84	1,66	1,14

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – longue utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable au 1er août 2026 – part puissance

Période d'application	*b* (€/kVA/an)
Du 01/08/2026 au 31/07/2027	95,96

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable au 1er août 2026 – part énergie

c (c€/kWh)
1,29

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable au 1er août 2026 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Période d'application	*b* (€/kVA/an)
Du 01/08/2026 au 31/07/2027	10,42

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable au 1er août 2026 – part énergie – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,75	c_2 = 4,15	c_3 = 1,78	c_4 = 1,25	C_5 = 2,95	C_6 = 1,32	C_7 = 0,78	C_8 = 0,50

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – moyenne utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable au 1er août 2026 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Période d'application	*b* (€/kVA/an)
Du 01/08/2026 au 31/07/2027	12,49

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable au 1er août 2026 – part énergie – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,25	c_2 = 3,87	c_3 = 1,66	c_4 = 1,18	C_5 = 2,68	C_6 = 1,27	C_7 = 0,77	C_8 = 0,50

Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version sans différenciation temporelle – courte utilisation

Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version sans différenciation temporelle – courte utilisation

b (€/kVA/an)	*c* (c€/kWh)
11,41	4,99

Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version à deux plages temporelles – moyenne utilisation

Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version à deux plages temporelles – moyenne utilisation

b (€/kVA/an)	*HP c1* (c€/kWh)	*HC c2* (c€/kWh)
13,90	5,09	3,61

Composante annuelle d'injection-soutirage

Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTA – Zone injection – courte utilisation

Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTA – Zone injection – courte utilisation

	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 fixe (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	14,85	14,85	12,93	11,56	11,56
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	2,64	1,58	0,93	0,71	-7,10
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	0,47	0,47	0,47	0,47	7,81

Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTA – Zone soutirage – courte utilisation

Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTA – Zone soutirage – courte utilisation

	Heures de pointe fixe (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)	14,85	14,85	14,85	12,93	11,56
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	5,91	4,36	2,05	1,04	0,71
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	-4,88	0	0	0	0

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Alimentations complémentaires

Composante des alimentations complémentaires applicable au 1er août 2026

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	4 169,01	Liaisons aériennes : 1 137,25 Liaisons souterraines : 1 705,87

Alimentations de secours

Composante des alimentations de secours applicable au 1er août 2026 – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	8,14
BT	8,61

Composante des alimentations de secours applicable au 1er août 2026 – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Part puissance (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	10,56	2,29	84,76
HTB 1	HTA	3,68	2,29	30,10

Composante de regroupement (CR)

Composante de regroupement applicable au 1er août 2026

Domaine de tension	*k* (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,65 Liaisons souterraines : 0,95

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

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation applicable au 1er août 2026

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	10,86

Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

Flux de soutirage

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable au 1er août 2026 – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $tg\ \varphi_{max}$	c€/kVAr.h
HTA SH	0,4	2,51
HTA HCSB	0,6	2,46

Flux d'injection

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable au 1er août 2026 – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	3,05

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable au 1er août 2026 – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	3,05

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

Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité applicable au 1er août 2026

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,51

Annexe 3 : bilan de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis pour l'année 2025

Le tableau ci-après présente les résultats d'Enedis sur les incitations financières au titre de l'année 2025 pour la qualité de service. Il indique également les objectifs de référence pris en compte dans la Délibération tarifaire

Tableaux récapitulatifs de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis

Indicateurs	Objectif de référence	Résultats d'Enedis	Incitation financière (M€)
Régulation incitative de la qualité de service (hors raccordements)			**3,3**
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	97,0 %	98,1 %	0,9
Taux de réclamations multiples filtré	9,2 %	10,1 %	-0,5
Taux de disponibilité du portail Fournisseur et tiers	99,0 %	99,4 %	0,0
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	97,0 %	98,0 %	0,3
Taux d'appel à la ligne téléphonique fournisseurs avec un temps d'attente < 90 secondes	82,5 %	85,3 %	1,7
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	98,0 %	100,0 %	0,0
Energie calée et normalisée en Recotemp	1,2 %	1,2 %	-0,1
Ecarts au périmètre d'équilibre d'Enedis*	6,1 %	5,1 %	1,0
Régulation incitative de la qualité de service (raccordements)			**-35,1**
Taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai	-	-	-12 plafonné à -9,5
Taux de respect de l'envoi proposition raccordement BT inf 36 KVA	*95,0 %*	*92,2 %*	*-1,1*
Taux de respect de l'envoi proposition raccordement BT sup 36 KVA, Collectif BT et HTA	*91,0 %*	*72,6 %*	*-10,9*
Délai moyen de réalisation des raccordements par catégorie	-	-	-27,3
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 sans extension de réseau (MC0_SE)	*59*	*67*	*-6,2*
Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau (hors raccordements des IRVE en résidentiel collectif) ;	*142*	*177*	*-5,5*
Raccordements collectifs	*185*	*251*	*-3,5*
Raccordements IRVE en résidentiel collectif	-	-	0,9
Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution Enedis	*185*	*223*	*-0,1*
Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution opérateur privé	*142*	*110*	*1,0*
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	250	296	-7,0
Raccordements en production BT > 36kVA et HTA	280	332	-6,0
Capacité créée dans le cadre des S3REnR	952	1 120	1,7
Régulation incitative de la qualité transmission des données			**1,2**
Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky	97,5 %	97,8 %	0,7

Taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA	99,0 %	99,3 %	0,0
Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires	97,5 %	98,1 %	1,0
Complétude des courbes de charge pour le marché d'affaires	99,8 %	99,9 %	0,1
Complétude des courbes de charge pour le marché de masse	99,0 %	98,7 %	-0,6
Publication des courbes de charge de postes sources en open data	99,0 %	99,0 %	0,0
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs évolués)			**-30,6**

* Si le volume des écarts est supérieur à 4 % des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts.

Analyse de la qualité de service d'Enedis

La Délibération tarifaire a mis en place un cadre de régulation incitative pour la période TURPE 7. Dans la continuité des cadres de régulation mis en place par les précédents tarifs, celui-ci vise à encourager Enedis à poursuivre son amélioration au service des usagers.

La Délibération tarifaire a mis l'accent sur plusieurs thématiques sur lesquelles une amélioration ou une stabilisation de la performance d'Enedis est attendue. En particulier, le TURPE 7 renforce la régulation incitative relative au raccordement, qui est un enjeu majeur de la période, De plus, afin de répondre aux enjeux d'innovation, de nouveaux indicateurs sur la complétude des courbes de collectées et transmises par les compteurs communicants et sur la publication de données ont été introduits.

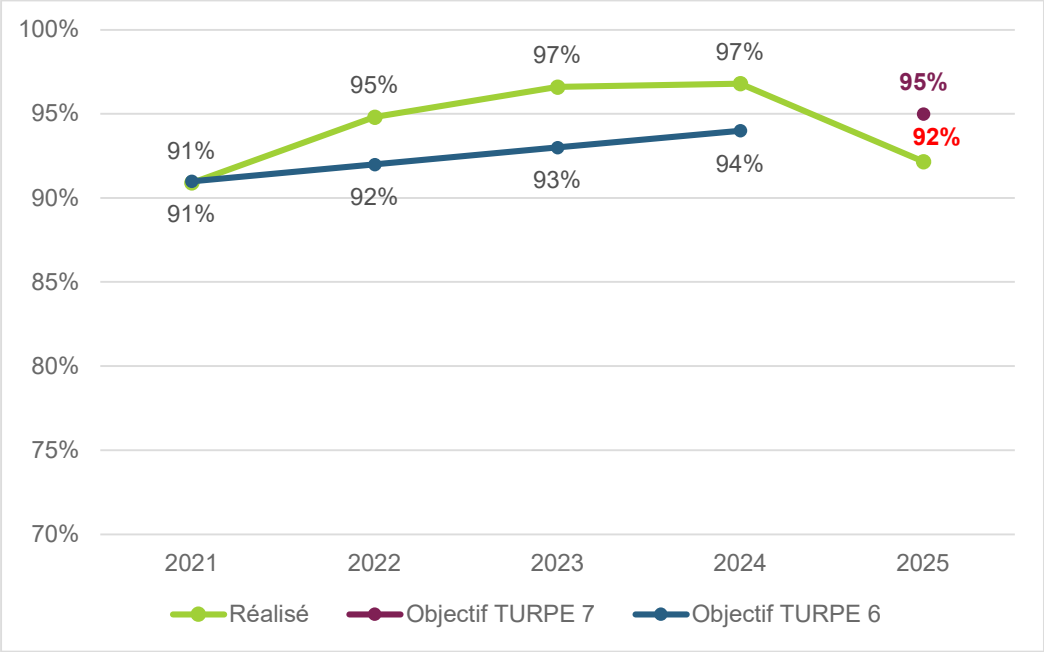
La performance d'Enedis sur la qualité de service en 2025 est globalement inférieure à la performance attendue, notamment du fait des performances sur le taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement en BT sup 36 et dans le collectif (BT et HTA) ainsi que le délai moyen de réalisation des raccordements sur toutes les catégories, hormis les IRVE en résidentiel collectif. Au global, Enedis supporte un malus de -30,6 M€ au titre de la qualité de service, y compris relative aux raccordements et à la transmission des données.

Traitement des raccordements

Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé – Segment BT ≤ 36 kVA

La Délibération tarifaire a renforcé progressivement le niveau des objectifs du segment soutirage, afin de maintenir une dynamique d'amélioration des délais dans cette catégorie. Partant du dernier objectif fixé à 94 % en 2024, les niveaux envisagés suivraient une trajectoire linéaire, passant de 95 % en début de période pour atteindre 98 % en fin de période.

Résultats de l'indicateur « Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé » – Segment BT ≤ 36 kVA

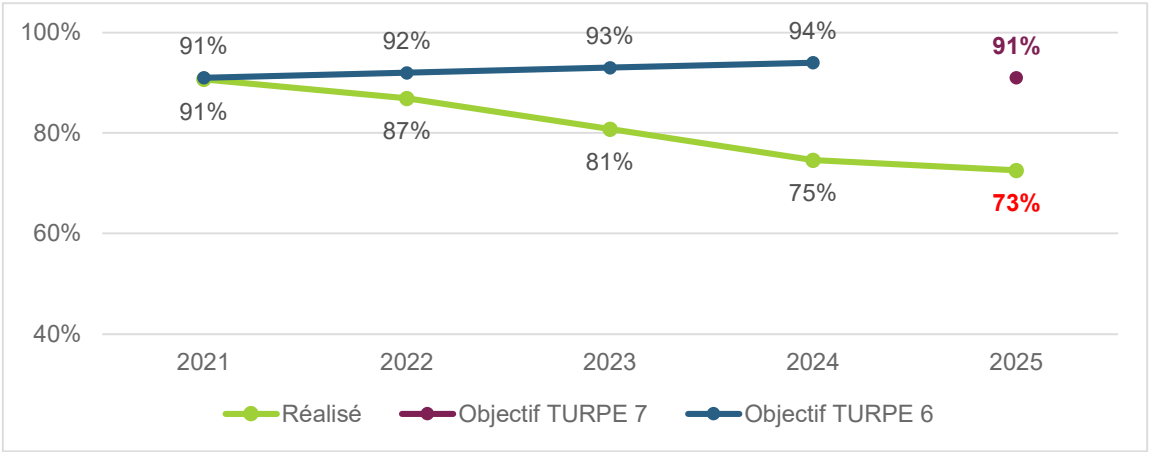


Sur cet indicateur, pour le segment BT ≤ 36 kVA, la performance d'Enedis s'est dégradée entre 2024 et 2025 passant de 97 % à 92 % alors que l'objectif prévisionnel était de 95 %, engendrant un malus de -1,1 M€. Enedis explique que le retrait des petits producteurs dégrade le résultat par rapport à l'année dernière, comme attendu, alors que la cible fixée n'a pas tenu compte de cet effet.

Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé – Segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA

La Délibération tarifaire a également renforcé progressivement le cadre d'incitation pour le segment BT > 36 kVA, les collectifs en BT et la HTA, dans un contexte de dégradation de l'indicateur depuis deux ans et de délais parfois très importants pour la remise des propositions techniques et financières (PTF).

Résultats de l'indicateur « Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé » – Segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA

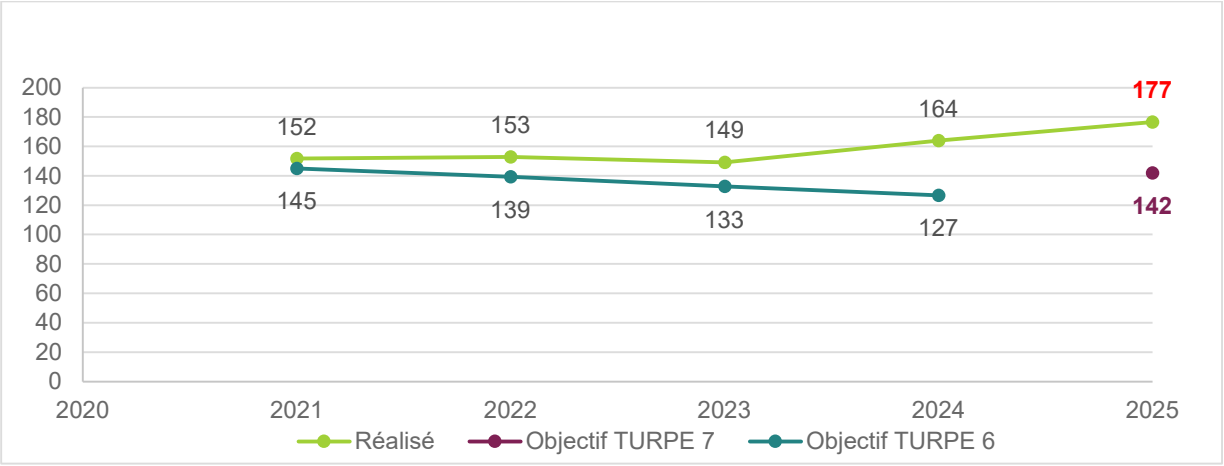


Pour le segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA**,** la performance d'Enedis s'est stabilisée avec une tendance légèrement à la baisse entre en 2024 et 2025 passant de 75 % à 73 % alors que l'objectif prévisionnel était de 91%, engendrant un malus de -10,9 M€. Enedis explique que la production des offres pour les producteurs HTA et BT >36 kVA et les consommateurs HTA nécessitent des études plus complexes qui prennent donc plus de temps à instruire, ce qui induit une augmentation des délais.

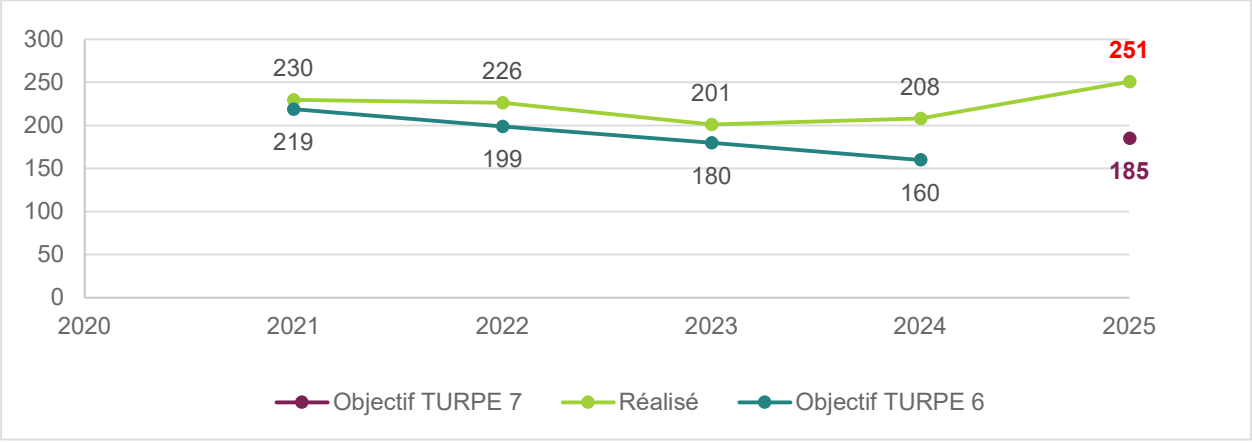
Délai moyen de réalisation des raccordements par catégorie – Soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension & Soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension et Raccordement collectif horizontal hors IRVE & Raccordement collectif vertical

Concernant les indicateurs en catégorie « soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension & soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension » et « raccordement collectif horizontal hors IRVE & raccordement collectif vertical », la Délibération tarifaire avait fixé ses objectifs en partant du constat que, durant la période TURPE 6, la dégradation continue observée auparavant s'était interrompue au profit d'une amélioration des délais. L'enjeu étant alors de poursuivre l'optimisation, en tenant compte des performances déjà atteintes, en partant du dernier niveau réalisé et en appliquant la baisse tendancielle observée.

Résultats de l'indicateur « Délai moyen de réalisation des raccordements par catégorie » – Soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension & Soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension



Résultats de l'indicateur « Délai moyen de réalisation des raccordements par catégorie » – Raccordement collectif horizontal hors IRVE & Raccordement collectif vertical



Sur ces deux catégories, la performance d'Enedis s'est dégradée en 2025 avec des délais plus longs.

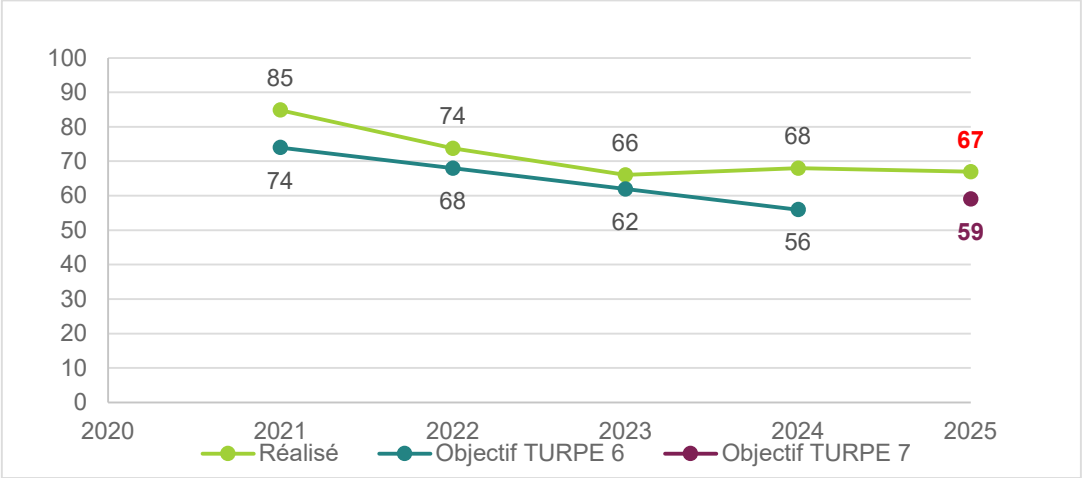
Pour les consommateurs en soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension & soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension, cet indicateur est passé de délais de 164 à 177 jours entre 2024 et 2025, engendrant un malus de -5,5 M€ (l'objectif du TURPE 7 étant de 142 jours de délais).

La tendance est la même pour les consommateurs en raccordement collectif horizontal hors IRVE & raccordement collectif vertical, passant de 208 à 251 jours de délais dans la même période alors que l'objectif prévisionnel était de 185 jours de délai en 2025, ce qui engendre un malus de -3,5 M€. La dégradation est notamment liée à la résorption du stock des affaires longues. En particulier, pour cette dernière catégorie, le retard des promoteurs sur leurs chantiers pénalise fortement le délai du raccordement.

Délai moyen de réalisation des raccordements par catégorie – Individuels soutirage ≤ 36 kVA & sans extension de réseau

Cependant, ce même indicateur concernant les consommateurs individuels ≤ 36 kVA & sans extension de réseau s'est stabilisé à 67 jours en 2025 est éloigné de l'objectif de 59 jours, ce qui engendre un malus de -6,2 M€. Enedis explique que les trajectoires cibles sont très exigeantes.

Résultats de l'indicateur « Délai moyen de réalisation des raccordements par catégorie » – Individuels soutirage ≤ 36 kVA sans extension de réseau



Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution opérateur privé et solution réseau électrique auto par Enedis

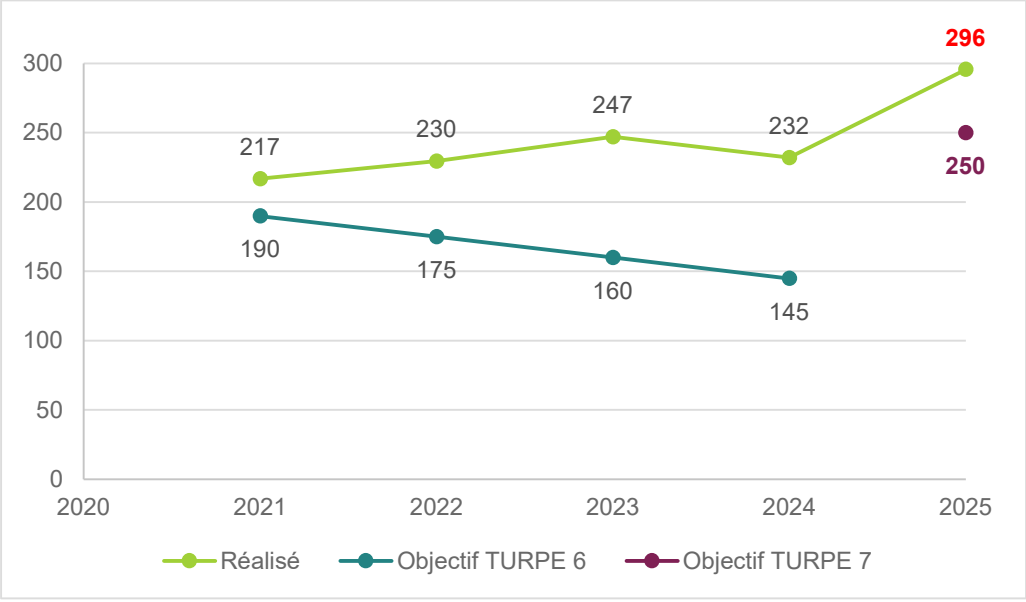
Sur la catégorie « Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution opérateur privé », Enedis atteint la cible de TURPE 7. Enedis réalise un délai moyen de 110 jours pour les opérateurs privés alors que la cible du TURPE 7 était de 142 jours, résultant un bonus de 1 M€ pour Enedis. Enedis note une instabilité de la performance liée au panier des affaires. En effet, cet indicateur regroupe plusieurs types d'affaires avec des niveaux de complexité hétérogènes.

Sur la catégorie « Raccordements IRVE en résidentiel collectif - solution réseau électrique auto par Enedis », Enedis note que les affaires IEP ont été intégrées dans le périmètre des affaires comptabilisées dans la régulation incitative. En effet, la fin de la migration d'IEP vers RACING prévue initialement fin juin 2025 a été reportée au T2 2026. De ce fait, il a été décidé d'intégrer les affaires IEP identifiées dans la catégorie Réseau électrique auto, en plus des affaires RACING pour le calcul du délai de raccordement correspondant. La prise en compte des affaires IEP nécessite une intégration manuelle plus lourde, qui a été réalisée pour le T4 2025. De ce fait, Enedis n'atteint pas les objectifs du TURPE 7, avec un délai de 223 jours au lieu de l'objectif fixé de 185 jours engendrant un malus de -0,1 M€.

Raccordements en soutirage sur le réseau HTA et raccordements en production BT > 36kVA et HTA

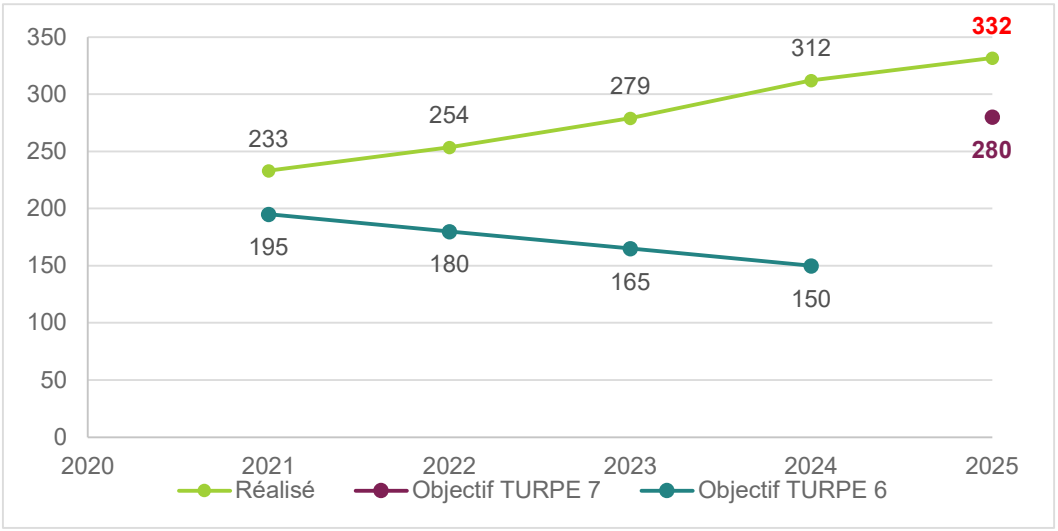
Dans la Délibération tarifaire, la CRE avait demandé à Enedis, à la suite de performances moins bonnes qu'attendu pendant la période TURPE 6, de mettre en œuvre les actions nécessaires pour mieux anticiper la volumétrie de ces raccordements et réduire les délais de raccordement. La CRE avait fixé des objectifs en partant du dernier délai réalisé (247 jours en 2023) et en visant un niveau final proche des délais atteints en fin de période TURPE 5 pour les raccordements en soutirage sur le réseau HTA et les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA.

Résultats de l'indicateur « Raccordements en soutirage sur le réseau HTA »



Concernant la catégorie « raccordements en soutirage sur le réseau HTA », le résultat s'écarte de la cible de RI, jugée exigeante, avec un impact particulièrement marqué lié au traitement des affaires longues engendrant un malus de -7 M€.

Résultats de l'indicateur « Raccordements en production BT > 36kVA et HTA »



Pour la catégorie « raccordement en production BT > 36 kVA et HTA », le résultat présente également un écart significatif avec une cible de RI considérée comme ambitieuse, compte tenu de la hausse prévisible du volume d'affaires dans cette catégorie, engendrant un malus de -6 M€.

Traitement de la transmission des données

La Délibération tarifaire avait réhaussé les objectifs ou le niveau d'incitation des indicateurs « Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky », « Taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA (et HTA) » et « Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires ». Cette Délibération tarifaire avait également introduit 3 nouveaux indicateurs :

- un indicateur sur le « Taux de complétude des courbes de charge » visant la remontée de données complètes ;
- un indicateur sur la « Qualité des courbes de charge » visant la cohérence des données remontées ;
- et un indicateur sur la « Publication des courbes de charge de postes sources en open data » visant à assurer la disponibilité et la transparence des données du réseau publiées en open data.

Enedis indique qu'en 2025, les chaînes communicantes affichent de bonnes performances. La maintenance des équipements (concentrateurs et compteurs) en région est plus réactive, grâce notamment à la surveillance 24/7 assurée par l'Hypervision, et la chaîne de facturation fonctionne correctement, et de la capacité d'Enedis à faire évoluer les Firmware (FM) des compteurs.

Analyse de la qualité de service spécifique du projet Linky d'Enedis

Indicateurs	Objectif de référence	Résultats d'Enedis	Incitation financière (M€)
RI des coûts Linky	2 711	2 257	13,6
Performance du système de comptage	-	-	-1,2
Taux de télé-relevés journaliers réussis	98,0 %	98,5 %	0,0
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	99,0 %	99,2 %	0,0
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0,4 %	0,5 %	-1,2
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	98,0 %	98,3 %	0,0
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	98,0 %	98,9 %	0,0
Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis	-	-	0,0
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs évolués			**12,4**

En matière de qualité de service, Enedis a démontré une performance annuelle très satisfaisante sur les indicateurs Linky en 2025. Enedis est pénalisé (-1,2 M€) pour la non-atteinte de l'objectif cible de 0,4 % pour l'indicateur « Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des 2 derniers mois », mais progresse néanmoins sur sa performance, atteignant 0,5 %. Enedis indique que cet indicateur est très impacté par la présence de perturbateurs CPL dans certaines installations électriques des clients, qui viennent altérer la communication entre le concentrateur et les compteurs alentours.

De façon générale, les indicateurs de performance Linky ont été tenus en 2025 grâce à la performance des chaînes communicantes, de la réactivité de la maintenance des matériels (concentrateurs et compteurs) en région, et de la surveillance en 24/7 par l'Hypervision, sans incident Linky d'ampleur.

Ils présentent une forte sensibilité aux coupures liées aux aléas climatiques et aux éventuels incidents de télécommunications et de SI. Les volumétries, avec plus de 38 millions de compteurs Linky, approchent des 14 Mds de télérelevés par an, avec 4 index des grilles distributeurs et jusqu'à 10 index fournisseur.

Annexe 4 : bilan de la régulation incitative de la qualité d'alimentation d'Enedis pour l'année 2025

Indicateurs	Objectif de référence	Performance d'Enedis	Incitation financière
Durée moyenne de coupure en BT (critère B, minutes)	61,61	61,86	-1,6
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M, minutes)	40,90	40,40	3,0
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT, nombre de coupures)	1,87	1,89	-0,1
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA, nombre de coupures)	2,00	2,01	-0,2
Total des incitations financières (M€)			**1,1**

En 2025, Enedis a réalisé une performance globalement positive sur les 4 indicateurs incités de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

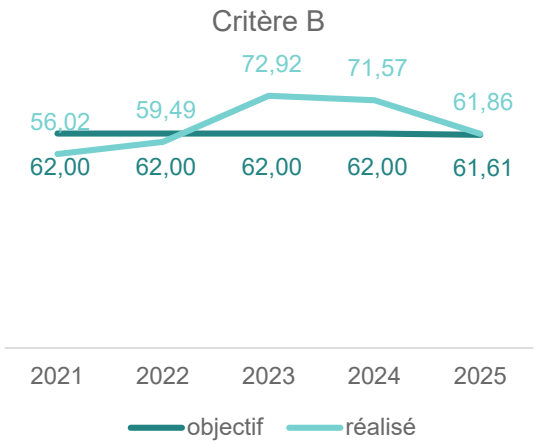
Sur l'indicateur critère B, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, Enedis atteint le niveau de 61,86 minutes en 2025, pour un objectif fixé à 61,61 minutes, générant un malus de -1,6 M€. Ce niveau est en nette amélioration par rapport à 2024, où Enedis avait atteint près de 71 minutes de critère B.

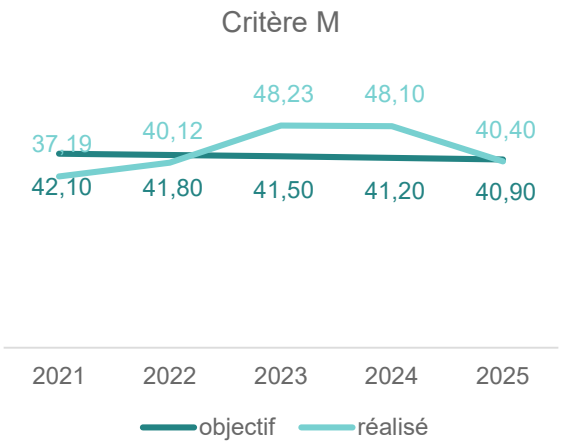
Ce malus est en forte baisse par rapport au malus supporté par Enedis en 2024, principalement en raison de moindres événements climatiques d'ampleur. En effet, la part imputable au climat du critère représente 16 minutes du critère B en 2025, en baisse par rapport à 2024 (21 minutes).

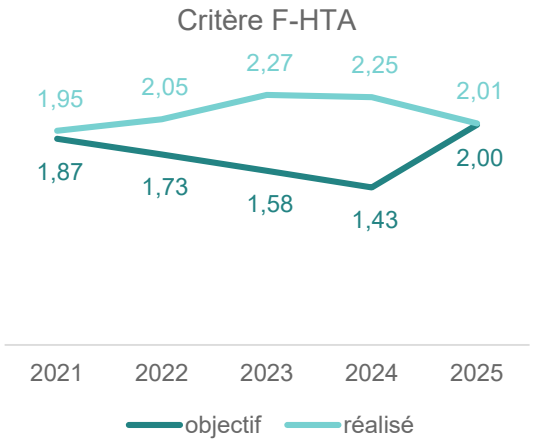
Enedis indique que 2025 a toutefois été marquée par des événements climatiques significatifs (chaleur estivale, orages en juin, inondations, tempêtes Herminia et Benjamin…), dont la montée en puissance des programmes patrimoniaux (plan aléas climatiques notamment) et la gestion de la végétation ont permis de contenir les effets.

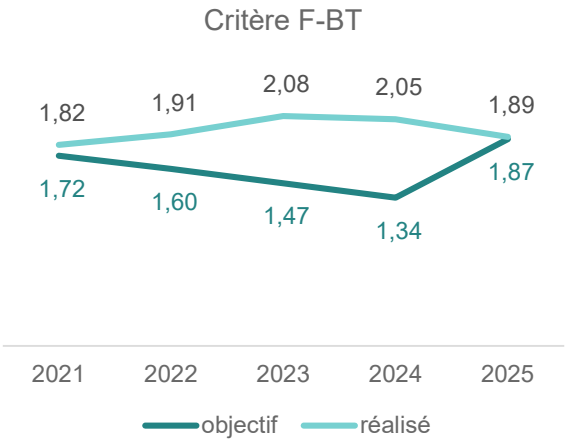
Concernant le critère M, Enedis atteint un niveau de 40,4 minutes et perçoit un bonus de 3,0 M€, soit une performance en nette amélioration par rapport à 2024, où Enedis avait atteint un niveau de 48,1 minutes. Cette performance s'explique également par un contexte climatique et météorologique moins défavorable en 2025 qu'en 2024.

Concernant les indicateurs de fréquence, à partir de 2026, le niveau des objectifs des critères F-BT et F-HTA sont rehaussés pour tenir compte des effets de l'intégration de la chaîne Linky. En effet, la nouvelle chaîne communicante Linky permet à Enedis d'avoir une vision plus fine des temps de coupure et une meilleure information sur la nature ou l'origine de ces coupures. Toutefois, ce calcul donne lieu à la comptabilisation d'une fréquence plus importante de coupures à performance équivalente. Sur ces deux indicateurs, Enedis supporte des malus de respectivement -0,1 M€ et -0,2 M€ au titre de 2025, avec des niveaux relativement en ligne avec les objectifs de la régulation incitative.









Outre ces indicateurs incités financièrement, la Délibération tarifaire maintient le mécanisme d'indemnisation pour coupure longue des clients raccordés au réseau de distribution. Au titre de ce mécanisme, Enedis doit verser automatiquement des indemnisations aux clients coupés pour une durée supérieure à 5h.

En 2025, Enedis a versé au total 94,7 M€ de compensation aux clients coupés. Ce montant est supérieur aux compensations versées en 2024 (87,3 M€). La performance d'Enedis résulte notamment, au même titre que pour les quatre critères incités, du nombre d'événements climatiques et affectant les clients raccordés en BT.

Le revenu autorisé d'Enedis prend en compte une trajectoire couverte par le tarif de 75 M€. Les charges relatives à ces indemnités sont prises en charge par le CRCP à partir d'un seuil de 117 M€. Ainsi, 19,7 M€ restent à la charge d'Enedis.