

La CRE a transmis cette décision au ministre chargé de l'Énergie. Le ministre a indiqué à la CRE son intention de ne pas procéder à la publication de cette décision au *Journal officiel* de la République française et de recourir à son délai de deux mois lui permettant de demander de nouvelles délibérations sur l'évolution du TURPE 6 en application de l'article L.341-3 du code de l'énergie. Par conséquent, les évolutions indiquées ne s'appliqueront pas au 1^{er} août 2024.

DÉLIBÉRATION N°2024-122

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juin 2024 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2024 et sur l'évolution du paramètre R_f au 1^{er} août 2024

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

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics 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 ».

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dits « TURPE HTA-BT », s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Par la délibération du 21 janvier 2021¹, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2021 (dits « TURPE 6 HTA-BT ») pour une durée de 4 ans environ.

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de :

- faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT de +4,81 % au 1^{er} août 2024, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTA-BT, résultant :
 - de la prise en compte de l'inflation pour + 2,50 % ;
 - du coefficient d'indexation annuelle automatique fixé dans la délibération TURPE 6 HTA-BT de + 0,31 % ;
 - de la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), soit + 2 %. Le CRCP permet de protéger Enedis contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables ;
- ajuster le niveau du terme R_f au 1^{er} août 2024.

Cette évolution tarifaire résulte notamment :

- de recettes tarifaires inférieures aux prévisions, s'expliquant par un volume acheminé (320,9 TWh) inférieur aux prévisions (346,4 TWh), du fait d'un hiver 2023 doux et des efforts de sobriété réalisés par les consommateurs d'électricité ;
- de charges liées aux achats au titre des pertes d'électricité, supérieures aux prévisions (+ 2 594 M€), du fait de la hausse des prix de gros de l'électricité ;

¹ Délibération n°2021-13 de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

- de charges relatives au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis inférieures à la prévision (- 1 959 M€) principalement en raison de la restitution par RTE des recettes d'interconnexion exceptionnelles réalisées en 2022 (- 1 706 M€).

Les performances d'Enedis en matière de qualité de service en 2023, et pour laquelle Enedis est incité financièrement dans le cadre du TURPE 6, sont contrastées :

- des résultats sur les indicateurs de qualité d'alimentation qui n'atteignent pas les objectifs fixés, en raison notamment du nombre élevé d'événements climatiques d'ampleur en 2023 :
 - un temps de coupure moyen annuel par client de 72,9 minutes, supérieur à l'objectif de 62 minutes pour le marché de masse (basse tension), et de 48,2 minutes, supérieur à l'objectif de 41,5 minutes pour les clients en HTA ;
 - une fréquence moyenne de coupure annuelle par client :
 - pour le marché de masse de 2,08 coupures, supérieure à l'objectif de 1,47 ;
 - et pour les clients en HTA de 2,27 coupures, supérieure à l'objectif de 1,58 ;
- des résultats sur les délais de raccordement qui n'atteignent pas l'objectif fixé. Enedis se rapproche néanmoins des objectifs fixés sur une partie des segments incités :
 - amélioration sur les délais de raccordement des clients en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension, passés de 74 jours en 2022 à 66 jours en 2023. Cependant Enedis reste au-dessus de l'objectif fixé à 62 jours pour 2023 ;
 - amélioration du délai de raccordement des clients BT \leq 36 kVA avec extension du réseau, passé de 165,9 jours en 2022 à 152 jours en 2023. Cependant Enedis reste au-dessus de l'objectif fixé à 131 jours en 2023 ;
 - amélioration du délai de raccordements collectifs, passant de 226,3 jours en 2022 à 201 jours en 2023. La performance d'Enedis reste au-dessus de l'objectif fixé à 180 jours ;
 - augmentation du délai de raccordement pour les clients en soutirage BT $>$ 36 kVA avec et sans extension : la performance se détériore légèrement, à 147 jours en 2023 (pour un objectif de 134 jours) contre 144,8 jours en 2022 ;
 - augmentation du délai des raccordements en soutirage en HTA : la performance d'Enedis se dégrade significativement, passant de 230 jours en 2022 à 247 jours en 2023 (pour un objectif fixé à 160 jours) ;
 - augmentation du délai de raccordement des producteurs en BT $>$ 36 kVA et HTA : la performance d'Enedis se dégrade significativement, passant de 254 jours en 2022 à 279 jours en 2023 (pour un objectif fixé à 165 jours).

Sommaire

1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT	5
1.1. Délibération du 21 janvier 2021 – TURPE 6 HTA-BT.....	5
1.2. Evolution spécifique de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité (terme R_f) et du paramètre C_{card}	5
2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} août 2024	6
2.1. Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2024	6
2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023	6
2.1.2. Ecart entre montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2023	6
2.1.2.1. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023	6
2.1.2.2. Recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2023.....	8
2.1.3. Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2024	9
2.2. Paramètre d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTA-BT au 1 ^{er} août 2024.....	9
2.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC_{2024}	9
2.2.2. Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X.....	9
2.2.3. Coefficient K_{2024} en vue de l'apurement du solde du CRCP.....	9
2.2.4. Coefficient Z_{2024} correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1 ^{er} août 2024	9
2.2.5. Evolution du terme R_f et du paramètre C_{card}	10
Décision de la CRE	11
Annexe 1 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023.....	12
Annexe 2 : coefficients tarifaires applicables au 1^{er} août 2024	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.....	24

Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA	26
Composante annuelle de soutirage (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA	29
Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)	32
Composante de regroupement (CR)	33
Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT).....	33
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 2023.....	35
Annexe 4 : bilan de la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis pour l'année 2023	44
Annexe 5 : bilan de la régulation incitative sur la mise à disposition des données pour l'année 2023	46

1. Cadre en vigueur pour l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

1.1. Délibération du 21 janvier 2021 – TURPE 6 HTA-BT

Par la délibération du 21 janvier 2021 susmentionnée, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2021 (dits « TURPE 6 HTA-BT »). Ce tarif est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année.

Conformément à la délibération TURPE 6 HTA-BT, le niveau des grilles tarifaires évolue au 1^{er} août de chaque année N du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 31 juillet de l'année N :

$$Z = IPC + X + K$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans la loi de finances de l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire fixé par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à 0,31 % (cf. paragraphe 3.3 de la délibération TURPE 6 HTA-BT) ;
- K est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP ; K est compris entre + 2 % et - 2 %.

1.2. Evolution spécifique de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité (terme R_f) et du paramètre C_{card}

La composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité évolue suivant les valeurs et les modalités d'évolution de la composante d'accès au réseau définie par la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018². Selon la délibération n°2021-157 du 3 juin 2021³ qui a modifié les règles d'évolution du terme R_f , les niveaux de la composante d'accès définis dans la délibération n°2018-011 sont réévalués de l'inflation à compter du 1^{er} août 2021 : les niveaux en vigueur au 01/08/ N sont indexés sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et $N-1$.

Le paramètre C_{card} évolue suivant les valeurs et les modalités d'évolution définies par la délibération de la CRE n°2021-13 du 31 janvier 2021. Cette délibération précise qu'à compter du 1^{er} août 2021, le montant du paramètre C_{card} applicable pour la période du 01/07/ N au 30/06/ $N+1$ est obtenu par indexation de cette valeur de référence sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et $N-1$.

² Délibération n°2018-011 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

³ Délibération n°2021-157 de la CRE du 3 juin 2021 portant modification de la délibération de la CRE n°2018-011 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

2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} août 2024

2.1. Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024

Le solde du CRCP au 31 décembre 2023 est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel de CRCP au 31 décembre 2023, rappelé au point 2.1.1, et
- de la différence, au titre de l'année 2023, entre :
 - la différence entre le revenu autorisé définitif et le revenu autorisé prévisionnel, révisé de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1^{er} août 2021 et le 1^{er} août de l'année N (voir point 2.1.2) ;
 - la différence entre les recettes perçues par Enedis et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire (voir point 2.1.3).

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année N-1 au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

2.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 s'élève à 1 304 M€, tel que calculé dans la délibération d'évolution annuelle du 31 mai 2023⁴.

Le solde prévisionnel du CRCP d'Enedis au 31 décembre 2023 prend en compte l'apurement partiel du CRCP réalisé en 2023. Il est égal à la somme du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 et de la différence au titre de l'année 2023 entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire. Il s'élève à 840,9 M€ et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP prévisionnel total	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2023 [A]	1 303,5
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2023 [B]	15 129,1
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2023 [C]	15 591,6
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 [A]+[B]-[C]	840,9

2.1.2. Ecart entre montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2023

2.1.2.1. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023

Le revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 s'élève à 16 029,1 M€, dont un malus de - 108,3 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service, de la continuité d'alimentation, des coûts unitaires d'investissement, du projet Linky ainsi que de la régulation incitative relative aux pertes.

Ce revenu définitif est supérieur de 900,0 M€ au revenu autorisé prévisionnel pris en compte dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 révisé de l'inflation réalisée⁵.

⁴ Délibération n°2023-137 de la CRE du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2023 et sur l'évolution du paramètre R_r au 1^{er} août 2023

⁵ Le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation est supérieur de 422 M€ au montant affiché dans la délibération TURPE 6, en raison d'une inflation plus élevée que prévue en 2023.

Charges et recettes permettant de déterminer le revenu autorisé définitif

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

- les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis inférieures à la prévision (- 1 958,6 M€), en raison d'une part de la restitution d'une partie des recettes exceptionnelles d'interconnexion réalisées par RTE en 2022, et imputée au CRCP de 2023, d'autre part de la consommation sur le réseau d'Enedis, inférieure aux prévisions (320,9 TWh au lieu de 346,4 TWh) ;
- les charges liées aux pertes (y compris la régulation incitative relative aux pertes) supérieures aux prévisions (+ 2 593,6 M€), dues à un prix d'achat des pertes plus élevé, le volume de pertes étant très proche des prévisions ;
- les charges relatives aux impayés des clients finals, supérieures à la trajectoire tarifaire (+ 41,3 M€, soit 131,3 M€ au lieu de 90,0 M€) ;
- les coûts échoués non récurrents ou imprévisibles, liés à des événements climatiques exceptionnels, qui représentent 2,0 M€ en 2023 ;
- les recettes liées aux contributions des utilisateurs au titre du raccordement, supérieures au prévisionnel (- 120,6 M€, soit 941,4 M€ au lieu de 820,9 M€), en lien notamment avec la dynamique des raccordements producteurs ;
- les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique non prises en compte dans la délibération TURPE 6 HTA-BT (+316,5 M€) – ces charges sont compensées par les recettes tarifaires liées à la perception du commissionnement fournisseur.

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

Régulation incitative

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative d'Enedis génèrent en 2023 un malus global de 108,3 M€ en défaveur d'Enedis, qui se décompose comme suit :

- un bonus de 4,1 M€ pour la régulation incitative des pertes, qui s'explique notamment par un prix de pertes d'Enedis inférieur au prix de référence (cf. annexe 1) ;
- un malus de - 33,9 M€ pour la régulation des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux, résultant de coûts unitaires supérieurs aux objectifs. En effet, Enedis atteint le plafond du malus (- 30,0 M€) pour l'année 2022 et supporte un malus supplémentaire au titre de 2021 (- 3,9 M€) ;
- un bonus de 15,5 M€ pour la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Ce bonus se décompose entre, d'une part, un bonus de 16,4 M€ au titre de la régulation incitative des coûts unitaires du projet Linky, et d'autre part, un malus de 0,9 M€ relatif à la régulation incitative de performance du système de comptage évolué. Concernant ce malus, la délibération de la CRE n°2022-82 du 17 mars 2022⁶ a fixé de nouveaux objectifs de performance à Enedis pour la période 2020-2024. Enedis n'a pas été en mesure d'atteindre les objectifs fixés pour 1 des 6 indicateurs incités et a, en conséquence, supporté un malus de - 0,9 M€ ;
- un malus atteignant le plafond de - 83,0 M€ pour la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis :

⁶ Délibération n°2022-82 de la CRE du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n°2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

- la performance d'Enedis sur les 4 indicateurs incités est, pour la première fois depuis plusieurs années, inférieure aux objectifs fixés. En particulier, le critère B s'établit à 72,9 minutes pour un objectif de 62 minutes, ce qui génère à lui seul un malus de - 69,9 M€, en raison notamment d'un nombre particulièrement élevé d'événements climatiques d'ampleur en 2023. Le détail de la performance d'Enedis sur ces indicateurs de continuité d'alimentation est présenté en annexe 4 ;
- en 2023, Enedis a versé au total 166,7 M€ de pénalités pour coupure longue. Le revenu autorisé d'Enedis prend en compte une couverture maximale par le tarif de 75 M€. Le CRCP prévoit également la couverture des charges supportées par l'opérateur au-delà de 117 M€, soit 49,7 M€ au titre de 2023. Ainsi, Enedis garde à sa charge l'écart entre la trajectoire tarifaire et le plancher de prise en charge au CRCP (42 M€). Au total, le tarif couvre donc 124,7 M€ (soit la somme de 75 M€ et 49,7 M€) au titre de l'année 2023 ;
- un malus de -12,2 M€ pour la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis :
 - ce malus s'explique principalement par une performance inférieure aux objectifs fixés sur les délais de raccordement, même si elle est en amélioration (- 16,8 M€) :
 - les délais des travaux de raccordement des clients en soutirage en BT < 36 kVA sans extension du réseau sont passés de 74 jours en 2022 à 65,9 jours en 2023. Malgré cette amélioration, Enedis reste au-dessus de l'objectif fixé de 62 jours en 2023 et subit un malus de -2,9 M€ ;
 - les délais de raccordements collectifs (-2,5 M€), de raccordements en soutirage sur le réseau HTA (- 5,0 M€) et de raccordements des producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA (- 2,5 M€), pour lesquels Enedis n'atteint pas les objectifs fixés et se voit attribuer le plafond du malus ;
 - ce malus est pour partie compensé par les indicateurs supérieurs aux objectifs, à savoir « taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » (1,6 M€)⁷, « taux d'appel à la ligne spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes » (2,7 M€), « énergie calée et normalisée en Recotemp » (2,5 M€) ;
- un bonus de 1,2 M€ pour la régulation incitative de mise à disposition des données d'Enedis.

Le détail de la performance d'Enedis sur ces indicateurs de qualité de service est présenté en annexe 3.

2.1.2.2. Recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2023

Les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2023 sont égales à 15 068,8 M€ et sont inférieures de 522,8 M€ par rapport aux recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées (15 591,6 M€). Elles se décomposent comme suit :

- 14 752 M€ pour les recettes TURPE hors R_r inférieures de 840 M€ au montant prévisionnel révisé des évolutions tarifaires réellement appliquées pour 2023. Cet écart s'explique notamment par un volume acheminé plus faible, 320,9 TWh livrés contre 346,4 TWh prévus, qui est notamment dû à un hiver 2023 plus doux ainsi qu'à une diminution des consommations liée aux efforts de sobriété réalisés par les consommateurs ;
- 316,5 M€ pour les recettes collectées via le paramètre R_r, non prise en compte dans les recettes prévisionnelles.

⁷ Dans son [rapport annuel 2023](#), le médiateur national de l'énergie a toutefois souligné la mauvaise performance d'Enedis dans le traitement des réclamations clients.

2.1.3. Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024

Composantes du CRCP total au 1 ^{er} janvier 2024	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 [A]	840,9
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023 [B]	16 029,1
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2023 [B']	15 129,1
Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2023 [C]	15 068,8
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2023 [C']	15 591,6
Solde du CRCP au 31 décembre 2023 [A] + [B] - [B'] - ([C] - [C'])	2 263,8
Actualisation au taux de 1,7 %	38,5

2.2. Paramètre d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} août 2024

2.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC₂₀₂₄

L'indice IPC, qui correspond au taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2024 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2024 est égal à + 2,50 %. Pour rappel, la prévision de l'indice IPC dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 était de 1,50 % pour l'année 2024.

2.2.2. Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X

Le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X a été fixé dans la délibération TURPE 6 HTA-BT à + 0,31 % par an.

2.2.3. Coefficient K₂₀₂₄ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La délibération TURPE 6 HTA-BT du 21 janvier 2021 prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2024 prend en compte un coefficient K, qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2025, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2024. Le coefficient K est plafonné à +/- 2 %.

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

- le revenu autorisé prévisionnel lissé pour l'année 2025 défini par la délibération TURPE 6 HTA-BT, mis à jour de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1^{er} août 2023 et le 1^{er} août 2024 ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année 2024.

Le coefficient nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2024 s'élève à + 7,64 %. Ce chiffre dépasse le plafond de + 2 %, le coefficient K₂₀₂₄ est donc fixé à + 2 %.

2.2.4. Coefficient Z₂₀₂₄ correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1^{er} août 2024

La variation du niveau des grilles tarifaires au 1^{er} août 2024 est égale à :

$$Z_{2024} = IPC_{2024} + X + K_{2024} = 2,50 \% + 0,31 \% + 2 \% = + 4,81 \%$$

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

La délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018 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 $BT \leq 36$ kVA, une révision du terme R_f le 1^{er} 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 différenciation à partir du 1^{er} août 2022.

De plus, la délibération n°2021-157 du 3 juin 2021 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 1^{er} août 2024 :

- pour les clients $BT \leq 36$ kVA de 7,64 € ;
- pour les clients $BT > 36$ kVA de 87,65 € ;
- pour les clients HTA de 175,30 €.

De la même manière, la délibération TURPE 6 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 1^{er} août 2024 :

- pour les clients $BT \leq 36$ kVA de 8,88 € ;
- pour les clients $BT > 36$ kVA de 119,12 € ;
- pour les clients HTA de 238,23 €.

Décision de la CRE

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics 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* ».

Par la délibération n°2021-13 du 21 janvier 2021, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2021 (dits « TURPE 6 HTA-BT ») pour environ 4 ans. Cette délibération précise en outre les modalités du calcul de l'évolution de la grille tarifaire à chaque 1^{er} août, à partir de 2022.

Les évolutions annuelles de grille tarifaire visent, notamment, à prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés sur l'année précédente et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles pris en compte pour définir le TURPE et identifiés dans le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Enfin, la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018 a augmenté la part fixe (abonnement) 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 1^{er} janvier 2018. De plus, la délibération n°2021-157 du 3 juin 2021 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.

En application des dispositions des délibérations de la CRE susmentionnées, l'évolution annuelle du TURPE 6 HTA-BT résulte :

- d'une évolution à la hausse du niveau moyen du tarif de $Z_{2024} = + 4,81 \%$ en application de la formule définie dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 :

$$Z_{2024} = IPC_{2024} + X + K_{2024} = 2,50 \% + 0,31 \% + 2 \% = + 4,81 \%$$

- du montant du terme R_f qui est, à partir du 1^{er} août 2024 :
 - pour les clients BT ≤ 36 kVA de 7,64 € ;
 - pour les clients BT > 36 kVA de 87,65 € ;
 - pour les clients HTA de 175,30 € ;
- du montant du paramètre C_{card} qui est, à partir du 1^{er} août 2024 :
 - pour les clients BT ≤ 36 kVA de 8,88 € ;
 - pour les clients BT > 36 kVA de 119,12 € ;
 - pour les clients HTA de 238,23 €.

L'évolution tarifaire entre en vigueur le 1^{er} août 2024. Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 6 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'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 26 juin 2024.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2023

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 2023. Il indique également, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021 (Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT) 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 1 ^{er} janvier 2024	Montant pris en compte pour le RA calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTA-BT révisés de l'inflation [B]	Ecart [A] -[B]	Ecart en %
Charges				
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (i.a)	5 082,0	5 082,0	-	-
Charges de capital incitées « hors réseaux » (i.b)	377,2	377,2	-	-
Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (i.c)	4 586,30	4 591,9	-5,6	0%
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis (i.d)	1 732,1	3 690,8	-1 958,6	-53%
Charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport (i.e)	19,7	33,2	-13,5	-41%
Charges relatives aux pertes ainsi que la régulation incitative relative aux pertes (i.f)	3 758,8	1 165,2	2 593,6	223%
Charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE (i.g)	131,3	90	41,3	46%
Charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), méthode par analyse des comptes (i.h)	282,4	239,8	42,6	18%
Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (i.i)	316,5	-	316,5	-
Valeur nette comptable des immobilisations démolies (i.j)	2,0	-	2,0	-
Redevances de concession pour les variations dues au nombre de contrats renouvelés par Enedis (i.k)	324,5	328,1	-3,6	-1%
Charges associées à la mise en œuvre des flexibilités (i.l)	0	-	-	-
Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques (i.m)	39,2	-	39,2	-

Délibération n°2024-122

26 juin 2024

Pénalités de coupures versées aux clients > 117 M€	49,7	-	49,7	-
Mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (i.n)	0	-	-	-
Ecart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel (i.o)	33,4	33,4	-	-
Recettes				
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	941,4	820,9	120,6	15%
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	3,4	-	3,4	-
Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes	-33,0	-	33,0	-
Prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué	-	-	-	-
Incitations financières				
Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux	-33,9	-	-33,9	-
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky	15,5	-	15,5	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	-83	-	-83	-
Régulation incitative de la qualité de service	-12,2	-	-12,2	-
Régulation incitative sur la mise à disposition des données	1,2	-	1,2	-
Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe	-	-	-	-
Régulation incitative des dépenses de recherche et développement	-	-	-	-
Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 HTA-BT	153,3	153,3	-	-
Montant imputé au CRL du projet Linky	-165	-165	-	-
Total du revenu autorisé	16 029,1	15 129,1	900,0	5,9%

Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2023

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

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est égal à 5 082,0 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (4 659,5 M€) :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2019 et l'année 2023 (1,0303) ;
- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2019 et l'année 2023 (1,1237).

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

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, soit 377,2 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 2023 est égal à 4 586,3 M€, correspondant à un écart de - 5,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (4 591,9 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 2023 est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis, soit 1 732,1 M€, correspondant à un écart de - 1 958,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (3 690,8 M€). Cet écart s'explique principalement par la restitution par RTE des recettes d'interconnexion en 2022, imputée en 2023 dans le CRCP d'Enedis (1 706 M€).

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 2023 est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport, soit 19,7 M€, correspondant à un écart de - 13,5 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (33,2 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 2023 est égal à la somme des charges d'Enedis liées à la compensation des pertes, soit 3 754,7 M€, et de la régulation incitative des pertes dans les réseaux, soit un bonus de 4,1 M€. Les charges liées à la compensation des pertes prises en compte dans le revenu autorisé 2023 s'élèvent donc à 3 758,8 M€ correspondant à un écart de + 2 593,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (1 165,2 M€). Cet écart s'explique par un prix de référence des pertes très supérieur aux prévisions.

La régulation incitative des pertes dans les réseaux donne lieu en 2023 à un bonus de 4,1 M€, cette incitation est la somme :

- de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2022, soit + 17,2 M€ ;

- de la correction de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2021. La valeur prévisionnelle prise en compte lors du calcul du CRCP de l'année 2022 était de + 10,9 M€. A la suite du calcul avec les données définitives, la valeur définitive est de - 2,1 M€. Ainsi la correction de la régulation incitative pour l'année 2021 est de 13,0 M€ en défaveur d'Enedis.

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 2023 est égal à 131,3 M€, correspondant à la somme des charges et des produits de l'année 2023 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 41,3 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (90,0 M€).

Charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) par la méthode par analyse des comptes (i.h)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est égal à 282,4 M€, correspondant à la somme des dotations versées par Enedis en 2023 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 2023, les versements effectués par Enedis au titre du FPE se décomposent de la manière suivante :

- 229,4 M€ versés à EDF SEI correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n°2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 24,2 M€ versés à Electricité de Mayotte correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n°2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 25,1 M€ versés à GÉRÉDIS correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n°2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 3,6 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 2022 correspond à un écart de 42,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (239,8 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 2023 est égal à 316,5 M€. Ce montant est constitué de la somme des contreparties versées par Enedis aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique en 2023.

Ce montant correspond à un écart de 316,5 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (0 M€). Ces versements sont compensés par des recettes perçues par Enedis au travers d'un paramètre R_f ajouté à la composante de gestion facturée par Enedis. Comme l'ensemble des recettes, les revenus collectés à travers le paramètre R_f sont pris en compte dans le calcul du CRCP d'Enedis. Ainsi, seuls les écarts résiduels entre la rémunération moyenne des fournisseurs versée par Enedis et l'augmentation moyenne de la composante de gestion seront compensés via le CRCP.

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 (68,0 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 2023 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.

Redevances de concession pour les variations dues au nombre de contrats renouvelés par Enedis (i.k)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la trajectoire de coûts prévisionnels définie dans la délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, corrigée des éventuels changements dans le rythme de renouvellement des contrats. Les modalités détaillées de calcul de cette trajectoire corrigée sont décrites dans une annexe confidentielle de la délibération susmentionnée.

Pour 2023, le montant prévisionnel pour les redevances de concession est de 328,1 M€, les retards dans le renouvellement de certains contrats de concession ont pour impact une diminution des redevances de concession supportées par Enedis de 4 M€. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est de 324,5 M€.

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

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

En 2023, Enedis n'a pas présenté de demande de couverture de charges associées à la mise en œuvre de flexibilité. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est donc égal à 0 M€.

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

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 2023 les charges d'exploitation supportées par Enedis pour la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques ont été de 99,2 M€. Ce montant est supérieur à 40,0 M€ et supérieur à la limite de 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 2023 est égal à 39,2 M€.

Par ailleurs, Enedis a supporté 166,7 M€ de charges au titre des indemnités pour coupure longue versées directement aux clients. Ce montant est supérieur à la limite de 117 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 2023 est égal à 49,7 M€.

Mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (i.n)

Enedis peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*smart grids*).

Enedis n'a pas fait de demande en ce sens et le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est donc égal à 0 M€, ce montant ne présente pas d'écart avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (0 M€).

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

Les écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2021-2024 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6 HTA-BT.

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, soit - 33,4 M€.

Postes de recettes pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2023

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 2023 est égal à 941,4 M€, correspondant aux recettes effectivement perçues par Enedis en 2023 au titre des contributions liées au raccordement. Ce montant correspond à un écart de + 120,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (820,9 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 2023 les cessions effectuées par Enedis lui ont permis d'effectuer des plus-values à hauteur de 4,6 M€, ainsi le montant dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est égal à 3,4 M€.

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

La délibération n°2022-124⁸ du 12 mai 2022 a introduit des écarts de recettes aux titres des prestations annexes d'Enedis. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 s'élève à -33,0 M€.

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

Enedis est tenu de faire part à la CRE de tout nouveau contrat relatif au comptage évolué qui serait conclu entre le groupe EDF et des tiers pendant la période TURPE 6.

Dans le cas où les recettes qui en découleraient seraient significatives, la question de leur partage entre les utilisateurs du réseau et Enedis pourrait être posée. Le cas échéant, la CRE pourra prendre en compte dans le TURPE 6, en tout ou partie, les conséquences financières qui résulteraient de tels contrats.

Les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé calculé *ex post* sont ceux définis par la CRE, le cas échéant, au titre d'un tel partage.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est égal à 0 M€.

⁸ Délibération n°2022-124 de la CRE du 12 mai 2022 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2023

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 2023 est égal à la somme entre :

- l'écart entre l'incitation annuelle au titre de l'année 2021, basée sur des données provisoires (malus de - 19,4 M€), et l'incitation annuelle au titre de l'année 2021 sur la base des données définitives (malus de - 23,3 M€), la valeur prise en compte est donc de - 3,9 M€ en défaveur d'Enedis ;
- le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année 2022, calculée sur la base des données provisoires (- 35,0 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 2023 représente un malus de - 33,9 M€. Cette valeur pourra être corrigée lors du calcul du revenu autorisé de l'année 2024 avec les valeurs définitives de l'année 2022.

Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky (iii.b)

Le montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Linky », telles que définies par les délibérations de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis⁹ (ci-après « la Délibération Linky ») et n°2022-82 du 17 mars 2022¹⁰.

Incitation relative aux coûts du projet Linky

La Délibération Linky 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 3 289,7 M€ au 31 décembre 2022. La base d'actifs réalisée s'élève à 2 744,3 M€ à la même date, donnant lieu à un bonus de 16,4 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative des coûts pour l'année 2023, ce montant correspond à une rémunération de 300 pds sur l'écart entre la BAR de référence et la BAR réalisée.

La CRE évaluera la pertinence d'une évolution du cadre de régulation du projet Linky dans le cadre des travaux d'élaboration du prochain tarif TURPE 7 HTA-BT d'Enedis.

Incitations relatives à la performance du système de comptage

A fin 2022, plus de 36,7 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont près de la totalité étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko.

⁹ 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

¹⁰ Délibération n°2022-82 de la CRE du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n°2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2023 une pénalité de - 0,9 M€ (cf. calcul détaillé en annexe 3) due à sa contre-performance s'agissant, notamment, du taux de compteurs Linky sans index télérelevé au cours des deux derniers mois.

Globalement la régulation incitative de la qualité de service relative à la performance du système Linky donne lieu, en 2023, à un malus de - 0,9 M€.

Montant de référence retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2023

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023 est égal à la somme des deux termes calculés précédemment et donne lieu à un malus de - 0,9 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Un bilan est fourni en annexe 3.

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

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Enedis, les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet respectif.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis au titre de l'année 2023, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal, dans la limite globale de + 83,0 M€, des quatre incitations financières définies à l'annexe 7 de la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, calculées au titre de l'année 2021.

Les performances atteintes par Enedis en 2023 donnent lieu à un malus de - 83,0 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation. Un bilan est fourni en annexe 4 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2023.

Régulation incitative de la qualité de service (iii.d)

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 TURPE 6 HTA-BT.

Les performances atteintes par Enedis en 2023 donnent lieu à un malus de - 12,2 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité de la qualité de service. 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 2023.

Régulation incitative sur la mise à disposition des données (iii.e)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis, au titre de la régulation incitative sur la mise à disposition des données, est égal à la somme des incitations financières définies à l'annexe 6 de la délibération tarifaire TURPE 6 HTA BT.

Les performances atteintes par Enedis en 2023 donnent lieu à un bonus de 1,2 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative sur la mise à disposition des données. Un bilan est fourni en annexe 5 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2023.

Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (iii.f)

La délibération TURPE 6 HTA-BT a introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par Enedis, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2023, 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 2023.

Aucune action n'est intégrée dans le mécanisme, ainsi le montant à prendre en compte au titre de l'année 2023 est nul.

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

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2021-2024 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6, 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 cette année dans le revenu autorisé définitif pour l'année 2023.

Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 HTA-BT

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023, le montant à déduire au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTA BT pour 2023 est fixé à 153,3 M€ par la délibération TURPE 6 HTA-BT.

Montant imputé au CRL du projet Linky

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2023, le montant à déduire au titre du compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky est fixé à - 165,0 M€ par la Délibération tarifaire TURPE 6.

Annexe 2 : coefficients tarifaires applicables au 1^{er} août 2024

Composante annuelle de gestion (CG)

Le montant de la composante annuelle de gestion (y compris R_f et C_{card}) facturé par le GRD est l'arrondi à 12c€ près de la somme des composantes annuelles de gestion présentées dans les tableaux ci-dessous et des montants R_f et C_{card} présentés au paragraphe 2.2.5 de la présente délibération.

Composante annuelle de gestion

Composante annuelle de gestion hors R_f et C_{card} applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	243,43	243,43
BT > 36 kVA	121,71	121,71
BT ≤ 36 kVA	8,52	8,52

Composante annuelle de gestion y compris R_f et C_{card} applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant C_{card}	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant R_f
HTA	481,68	418,68
BT > 36 kVA	240,84	209,40
BT ≤ 36 kVA	17,40	16,20

Composante annuelle de gestion des autoproducteurs

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	365,14
BT > 36 kVA	182,57
BT ≤ 36 kVA	12,77

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection incluant R_f et C_{card}
HTA	691,08
BT > 36 kVA	345,48
BT ≤ 36 kVA	25,44

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	243,43	243,43
BT > 36 kVA	121,71	121,71
BT ≤ 36 kVA	8,52	8,52

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant C_{card}	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant R_f
HTA	481,68	418,68
BT > 36 kVA	240,84	209,40
BT ≤ 36 kVA	17,40	16,20

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	182,57	182,57
BT ≤ 36 kVA	12,77	12,77

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant C_{card}	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant R_f
BT > 36 kVA	301,68	270,24
BT ≤ 36 kVA	21,60	20,40

Composante annuelle de comptage (CC)

Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,68

Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025– Utilisateurs avec dispositif de comptage

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	356,28
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	268,20
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ¹¹	20,88

¹¹ 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.

Composante de comptage spécifique à la relève résiduelle applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

Composante (€/an)
56,88

*Soit 9,48 € tous les deux mois.

Composante annuelle des injections (CI)

Composante annuelle des injections applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

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 du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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 puissance (€/kW/an)	de	$b_1 = 13,12$	$b_2 = 13,12$	$b_3 = 13,12$	$b_4 = 13,12$	$b_5 = 13,12$
Coefficient pondérateur l'énergie (c€/kWh)	de	$c_1 = 6,28$	$c_2 = 4,50$	$c_3 = 2,63$	$c_4 = 0,76$	$c_5 = 0,50$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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 puissance (€/kW/an)	de	$b_1 = 32,01$	$b_2 = 28,89$	$b_3 = 17,28$	$b_4 = 14,10$	$b_5 = 13,17$
Coefficient pondérateur l'énergie (c€/kWh)	de	$c_1 = 2,93$	$c_2 = 2,24$	$c_3 = 1,70$	$c_4 = 0,65$	$c_5 = 0,49$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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 puissance (€/kW/an)	de	$b_1 = 13,12$	$b_2 = 13,12$	$b_3 = 13,12$	$b_4 = 13,12$	$b_5 = 13,12$
Coefficient pondérateur l'énergie (c€/kWh)	de	$c_1 = 7,48$	$c_2 = 4,33$	$c_3 = 2,63$	$c_4 = 0,76$	$c_5 = 0,50$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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 puissance (€/kW/an)	de	$b_1 = 34,79$	$b_2 = 30,78$	$b_3 = 17,28$	$b_4 = 14,10$	$b_5 = 13,17$
Coefficient pondérateur l'énergie (c€/kWh)	de	$c_1 = 3,40$	$c_2 = 2,03$	$c_3 = 1,70$	$c_4 = 0,65$	$c_5 = 0,49$

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 du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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 puissance (€/kVA/an)	de	$b_1 = 16,44$	$b_2 = 13,70$	$b_3 = 13,28$	$b_4 = 12,92$
Coefficient pondérateur l'énergie (c€/kWh)	de	$c_1 = 5,91$	$c_2 = 4,53$	$c_3 = 2,43$	$c_4 = 1,68$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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)	$b_1 = 26,85$	$b_2 = 17,16$	$b_3 = 15,14$	$b_4 = 13,60$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,94$	$c_2 = 3,93$	$c_3 = 2,25$	$c_4 = 1,38$

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 du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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)	$b_1 = 16,53$	$b_2 = 13,23$	$b_3 = 12,01$	$b_4 = 11,77$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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)	$c_1 = 6,02$	$c_2 = 3,90$	$c_3 = 2,19$	$c_4 = 1,68$	$C_5 = 3,37$	$C_6 = 2,41$	$C_7 = 0,81$	$C_8 = 0,51$

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 du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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)	$b_1 = 27,48$	$b_2 = 17,59$	$b_3 = 14,37$	$b_4 = 13,33$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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)	$c_1 = 5,10$	$c_2 = 3,38$	$c_3 = 2,07$	$c_4 = 1,04$	$c_5 = 3,37$	$c_6 = 2,41$	$c_7 = 0,81$	$c_8 = 0,51$

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

α (€ / h)
11,75

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

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – courte utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA)
Du 01/08/2024 au 31/07/2025	10,44 ¹²

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part énergie

<i>c</i> (c€/kWh)
4,58

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

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2024 au 31/07/2025	9,36 ¹³

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₃ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	<i>c</i> ₄ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
6,96	4,76	1,48	0,92

¹² Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10,48 €/kVA.

¹³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 9,37 €/kVA.

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – moyenne utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2024 au 31/07/2025	12,72 ¹⁴

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses (c€/kWh)
4,68	3,31

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

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2024 au 31/07/2025	11,04 ¹⁵

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₃ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	<i>c</i> ₄ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
6,39	4,43	1,46	0,91

¹⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 12,77 €/kVA.

¹⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 11,03 €/kVA.

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – longue utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part puissance

b (€/kVA/an)
84,96 ¹⁶

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part énergie

c (c€/kWh)
1,15

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 du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2024 au 31/07/2025	9,36 ¹⁷

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part énergie – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloprodu it (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloprodu it (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloprodu it (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloprodu it (j = 4)	Heures pleines de saison haute autopro du it (j = 5)	Heures creuses de saison haute autopro du it (j = 6)	Heures pleines de saison basse autopro du it (j = 7)	Heures creuses de saison basse autopro du it (j = 8)
Coefficient pondérate ur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 7,56$	$c_2 = 4,62$	$c_3 = 2,39$	$c_4 = 0,90$	$C_5 = 1,72$	$C_6 = 1,34$	$C_7 = 0,81$	$C_8 = 0,39$

¹⁶ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 84,94 €/kVA.

¹⁷ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 9,41 €/kVA.

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 du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2024 au 31/07/2025	11,16 ¹⁸

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – part énergie – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse	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)
	alloproduit (j = 1)	alloproduit (j = 2)	alloproduit (j = 3)	alloproduit (j = 4)				
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 6,88$	$c_2 = 4,41$	$c_3 = 2,32$	$c_4 = 0,90$	$C_5 = 1,72$	$C_6 = 1,34$	$C_7 = 0,81$	$C_8 = 0,39$

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs)

Alimentations complémentaires

Composante des alimentations complémentaires applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 830,23	Liaisons aériennes : 1 044,83 Liaisons souterraines : 1 567,25

¹⁸ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 11,12 €/kVA.

Alimentations de secours

Composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	7,48
BT	7,91

Composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – 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	9,70	2,10	77,87
HTB 1	HTA	3,38	2,10	27,65

Composante de regroupement (CR)

Composante de regroupement applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,59 Liaisons souterraines : 0,87

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

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	9,98

Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

Flux de soutirage

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	2,31
BT > 36 kVA	0,4	2,41

Flux d'injection

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,31
BT > 36 kVA	2,41

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025 – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,31

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 du 1^{er} août 2024 au 31 juillet 2025

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,31

Annexe 3 : bilan de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis pour l'année 2023

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 2023. Il indique également le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération de la CRE n°2021-13 du 21 janvier 2021 (Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT) et l'écart entre le revenu autorisé calculé *ex post* et ce montant prévisionnel.

Par ailleurs, la CRE présentera un bilan complet de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis dans le cadre des travaux tarifaires pour la période TURPE 7 HTA-BT.

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

Indicateurs	Objectif de référence	Résultats d'Enedis	Incitation financière (€)
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ENEDIS	0	6 347	- 176 128
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	98,0 %	100,0 %	0
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	95,0 %	97,0 %	1 599 850
Taux de réclamations multiples filtré	9,2 %	11,0 %	- 462 023
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur	0	68	- 1 900
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client			- 2 803 786
<i>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</i>	93,0 %	96,6 %	2 351 517
<i>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</i>	93,0 %	80,8 %	- 5 155 303
Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement			- 16 777 638
<i>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau</i>	62,0	65,9	- 2 868 160
<i>Ajouts injection sur branchements existants***</i>	N/A	N/A	N/A
<i>Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau</i>	131,0	152,1	- 2 000 000
<i>Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension</i>	134,0	146,9	- 1 909 478
<i>Raccordements collectifs</i>	180,0	201,3	- 2 500 000
<i>Raccordements en soutirage sur le réseau HTA</i>	160,0	247,2	- 5 000 000
<i>Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA</i>	165,0	278,5	- 2 500 000
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur et tiers	99,0 %	99,6%	0
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	96,0 %	97,1 %	315 824
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes	78,0 %	82,6 %	2 730 047
Énergie calée et normalisée en Recotemp	3,8 %	1,2 %	2 500 000
Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis**	4,0 %	3,7 %	0
Qualité de la prévision des pertes relative à l'ENA	1,5 %	1,2 %	700 000
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs évolués)			- 12 375 754

Total des incitations financières (hors indicateurs portant sur le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par Enedis, nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur et hors périmètre hors périmètre des compteurs évolués) - 12 197 724

* La pénalité liée à cet indicateur est versée directement aux fournisseurs concernés.

** 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.

*** Incitation non calculée du fait d'un changement de méthodologie qui rend le calcul de l'incitation non pertinent

Indicateurs	Objectif de référence	Résultats d'Enedis	Incitation financière (€)
Taux de télérelevés journaliers réussis	98,0 %	98,4 %	-
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	99,0 %	99,1 %	-
Taux de compteurs Linky sans index télérelevé au cours des deux derniers mois	0,5 %	0,6 %	- 892 880
Taux de téléprestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	98,0 %	99,1 %	-
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	98,0 %	98,8 %	-
Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis	-	-	-
Nombre d'indemnités versées au client en cas de dysfonctionnement du compteur Linky	-	-	-
<i>Compteurs Linky non communicants de manière prolongée</i>	-	1 721	- 34 420
<i>Téléopérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client</i>	-	21	- 550
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs évolués			- 927 850

Analyse de la qualité de service d'Enedis

La délibération TURPE 6 du 21 janvier 2021 a mis en place un cadre de régulation incitative pour la période 2021-2024. 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. Pour rester efficaces, les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

La délibération TURPE 6 a mis l'accent sur 3 domaines spécifiques sur lesquels une amélioration de la performance d'Enedis est attendue et pour lesquels de nouveaux indicateurs ont été mis en place. Il s'agit du traitement des raccordements par Enedis, du traitement des réclamations et de la relation d'Enedis avec les fournisseurs d'électricité, ceux-ci échangeant régulièrement avec Enedis au nom de leurs clients.

Bien qu'en amélioration par rapport à 2022, la performance d'Enedis sur la qualité de service en 2023 est globalement en dessous de la performance attendue. Au global, Enedis doit supporter un malus de - 12,2 M€ au titre de la qualité de service, qui est principalement le fait des résultats de l'incitation sur le délai moyen de réalisation des raccordements qui génère un malus de - 16,8 M€.

Sur les 13 indicateurs incités d'Enedis, 5 génèrent des malus et 8 des bonus, ce qui témoigne d'une performance mitigée de l'opérateur.

Traitement des raccordements

La délibération TURPE 6 a renforcé la régulation sur les délais de raccordement, en remplaçant l'indicateur incité relatif au respect de la date convenue de mise à disposition du raccordement par une incitation sur le délai moyen de réalisation des raccordements. Les objectifs de délais de raccordement pour chaque catégorie suivent une trajectoire régulière à la baisse afin d'atteindre, à la fin de la période du TURPE 6, un niveau cohérent avec les délais observés en 2015-2016 et atteignable par Enedis sur la période du TURPE 6. Ces trajectoires envisagent une baisse moyenne de près de 30 % du délai moyen de raccordement à la fin de la période du TURPE 6 par rapport au réalisé de l'année 2019. Depuis la généralisation de la téléopération, une partie des opérations d'ajouts injection sur branchements existants ne correspondent plus à des opérations de raccordement ce qui rend impossible le calcul de l'incitation pour cette catégorie, ainsi le calcul n'est pas effectué pour cette catégorie et aucune incitation n'en résulte.

Résultats de l'indicateur « Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement »

Indicateurs	2019		2021		2022		2023	
	Délai	Nb	Délai	Nb	Délai	Nb	Délai	Nb
<i>Les délais sont exprimés en jours – Nb en milliers</i>								
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau	80	153	85	154	74	154	66	160
Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau	160	8	163	7	165	7	152	7
Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension	144	9	143	9	145	10	147	9
Raccordements collectifs	238	21	230	22	226	23	201	22
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	205	2	217	2	230	2	247	2
Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA	211	4	233	6	254	7	279	9

Sur l'exercice 2023, la CRE observe une amélioration en tendance sur les délais de réalisation des travaux de raccordement des clients individuels en soutirage BT \leq 36 kVA avec et sans extension avec une diminution respective du délai de raccordement de 8 % et 11 % entre 2022 et 2023. Cette performance confirme la tendance à l'inflexion de ces délais depuis 2019 à la baisse bien que celle-ci reste en deçà des performances attendues par la CRE sur l'année. Par ailleurs, Enedis s'est amélioré de manière aussi notable sur ses délais de réalisation des raccordements collectifs (- 11 % entre 2022 et 2023) malgré une performance qui reste éloignée de l'objectif de référence (performance de 201 jours en 2023 contre un objectif de 180 jours).

S'agissant des travaux réalisés pour les utilisateurs individuels sur des niveaux de tension supérieurs (BT > 36 kVA et HTA), la performance d'Enedis sur les affaires BT > 36 kVA avec ou sans extension est stable, autour de 146 jours en moyenne. En revanche, elle s'est nettement dégradée pour les consommateurs en soutirage HTA pour atteindre 247 jours en moyenne en 2023, soit une augmentation de 11 % des délais de réalisation des travaux par rapport à 2022. Cette augmentation peut en partie s'expliquer par une augmentation des volumes de raccordements réalisés d'environ 8 % par an depuis le début de TURPE 6.

S'agissant des raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA, l'augmentation du nombre de raccordements réalisés s'est poursuivie en 2023 avec une augmentation de 10 % par rapport à 2021. Comme en 2022, les délais de raccordement dérivent dans une proportion très supérieure : le délai de réalisation des travaux de raccordement atteint 279 jours en 2023 pour un objectif de 165 jours, soit des délais supérieurs de 40 % aux objectifs. La CRE considère que le raccordement de ces sites dans les meilleurs délais est un enjeu primordial de l'activité d'Enedis et du mix énergétique français : elle considère qu'Enedis doit tout mettre en œuvre pour adapter son organisation pour répondre à l'évolution des demandes de raccordement.

Ces performances génèrent globalement un malus important pour Enedis, de - 16,8 M€.

La délibération TURPE 6 a maintenu l'incitation sur l'indicateur « taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client ». Pour la période TURPE 6, la CRE a fixé une trajectoire d'objectifs croissante pour l'ensemble des affaires de sorte qu'Enedis soit incité à atteindre une performance de 94 % en fin de période tarifaire.

Pour l'année 2023, la performance d'Enedis est contrastée entre le segment des consommateurs individuels BT \leq 36 kVA et petits producteurs, pour lequel Enedis bat l'objectif de référence (résultat de 96,5 % pour un objectif de 93 %) et le segment des utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA pour lequel la performance d'Enedis s'est dégradée depuis 2022 ce qui entraîne un résultat sur l'année 2023 inférieur à l'objectif fixé (résultat 80,8 % pour un objectif de 93 %).

En plus de ces indicateurs incités, la délibération TURPE 6 définit une liste d'indicateurs suivis ne faisant pas l'objet d'incitation financière en lien avec l'activité de raccordement d'Enedis. En particulier, la CRE a introduit, pour la période TURPE 6, le suivi :

- du taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité ;
- du délai de réalisation des raccordements provisoires ;
- de la mesure de la qualité perçue par les utilisateurs des prestations de raccordement.

En 2023, les lignes téléphoniques des accueils raccordement électricité d'Enedis ont été disponibles à 85 %, en légère augmentation par rapport à 2022, mais plus bas que le niveau constaté en 2021 (86,7 %). Le délai moyen des raccordements provisoires est en amélioration continue sur la période 2021-2023 avec l'atteinte d'un délai moyen de 21 jours en 2023, le délai de réalisation des raccordements provisoires a diminué de 41 % par rapport à 2021 (35,7 jours).

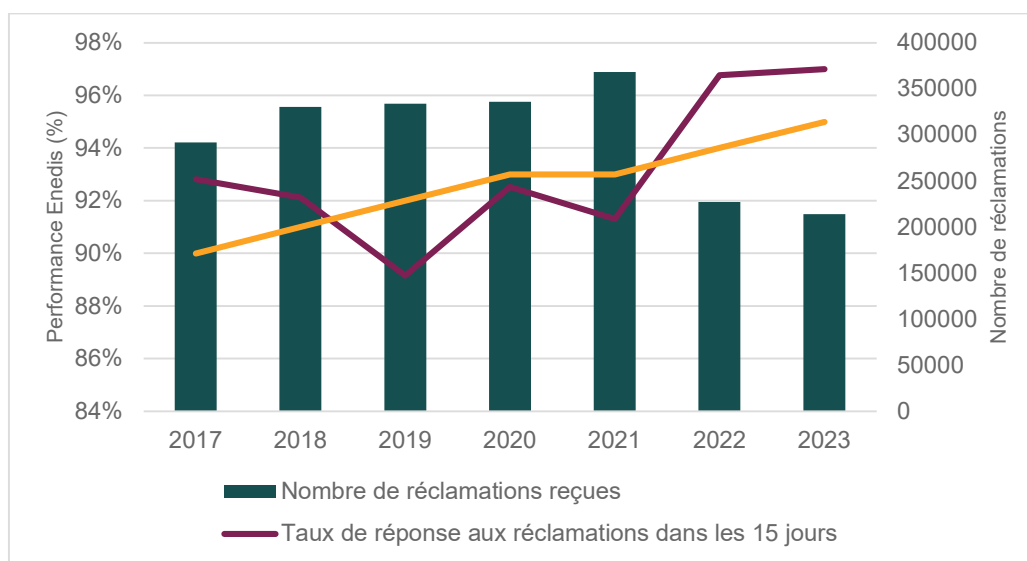
En 2023, l'indicateur sur la qualité perçue des opérations de raccordement indique que 8 % des clients n'étaient « pas du tout satisfaits » à la suite de la réalisation d'une prestation de raccordement par Enedis. Ce taux est plus faible pour les clients raccordés en BT > 36 kVA ou en HTA avec 6,4 % que pour les clients raccordés en BT \leq 36 kVA avec 10,1 %.

Traitement des réclamations

Le traitement des réclamations par Enedis a aussi fait l'objet d'un renforcement dans le cadre de régulation de la qualité de service. L'indicateur mesurant le « taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires » a été maintenu et la CRE a fixé une trajectoire croissante sur la période TURPE 6 pour atteindre l'objectif de 95 % sur les années 2023-2024.

Sur cet indicateur, la performance d'Enedis s'est significativement améliorée entre 2021 et 2023, passant de 91,3 % à 97,0 %. Cette amélioration s'accompagne d'une forte diminution du nombre de réclamations reçues par Enedis (- 42 %), cette dernière s'expliquant principalement par le déploiement de Linky et par la simplification du parcours client.

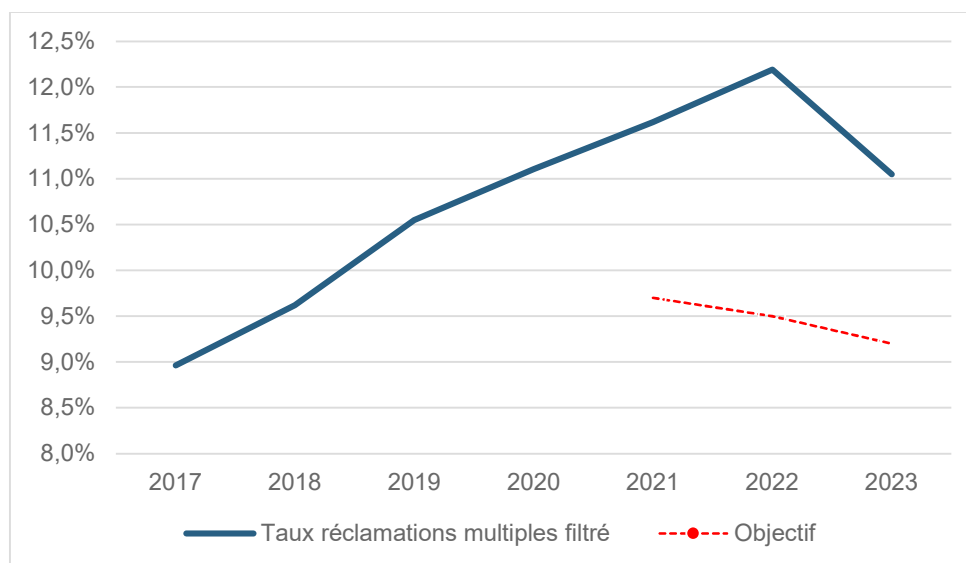
Résultats de l'indicateur « Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires » et volume de réclamations reçues par Enedis



La délibération TURPE 6 a, en outre, introduit un nouvel indicateur incité. Celui-ci mesure le « taux de réclamations multiples filtré ». Cet indicateur mesure la capacité d'Enedis à répondre de manière satisfaisante à la première réclamation reçue pour un point et un sujet donné. Cet indicateur faisait l'objet d'un suivi en TURPE 5.

Sur la période TURPE 5, la CRE avait observé une dégradation de l'indicateur, constatant qu'un nombre plus important d'utilisateurs étaient amenés à émettre une réclamation sur un même sujet à la suite d'une première réponse d'Enedis. En 2023, le résultat d'Enedis est de 11,0 %, en baisse par rapport à 2022 (12,1 %), mais toujours au-dessus de la performance attendue par la CRE (9,2 %). A nouveau, la CRE encourage Enedis à mettre tout en œuvre pour répondre de manière satisfaisante aux réclamations reçues afin de diminuer ce résultat, mais surtout de réduire le nombre total de réclamations reçues.

Résultats de l'indicateur « Taux de réclamations multiples filtrés »



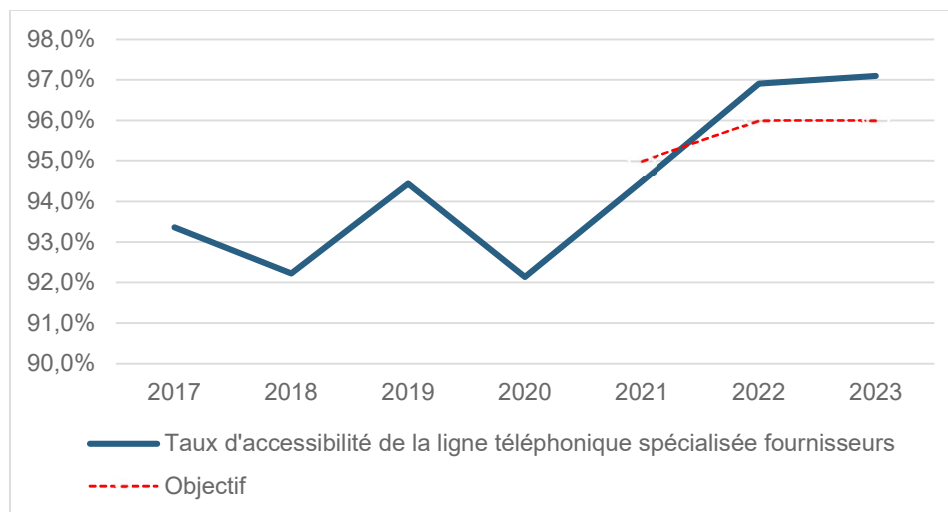
En parallèle, dans sa délibération TURPE 6, la CRE a mis en place le suivi du nombre de saisines du médiateur national de l'énergie (MNE) concernant Enedis. En 2023, 4 660 saisines du MNE concernaient Enedis, soit un nombre en diminution par rapport à 2022 et 2021 (respectivement 5 229 et 7 344 saisines). Cette baisse de 37 % observée depuis 2021 est à mettre en regard de la diminution de 42 % du nombre de réclamations reçues. Ainsi, la part des saisines concernant Enedis par rapport au volume de réclamations reste stable en 2023 (2,2 % contre 2,3 % en 2022).

Relations fournisseurs

Dans le cadre du contrat unique, signé par la majorité des utilisateurs du réseau de distribution d'Enedis, les fournisseurs font l'interface entre le client final et Enedis. Ainsi la qualité des relations entre Enedis et les fournisseurs est essentielle au bon fonctionnement du marché et à la qualité du service rendu aux utilisateurs. Pour cela, la délibération TURPE 6 a introduit deux nouveaux indicateurs concernant les lignes téléphoniques d'Enedis, et a maintenu l'indicateur relatif à la disponibilité du portail fournisseur. La performance de ce dernier reste très élevée en 2023, avec une disponibilité moyenne sur l'année de 99,8 %, au-dessus de l'objectif fixé à 99 %. Il convient de noter que cet indicateur ne permet pas l'attribution de bonus pour l'opérateur lorsque sa performance est au-dessus de l'objectif cible (uniquement des pénalités).

Les deux indicateurs introduits par la délibération TURPE 6 visent à s'assurer de la bonne disponibilité des lignes téléphoniques dédiées aux fournisseurs, ces lignes sont utilisées par les fournisseurs lors de leurs échanges avec les clients quand des informations provenant d'Enedis sont nécessaires. La limitation du temps d'attente sur ces lignes a donc un effet direct sur la qualité perçue par les utilisateurs finals. Le premier indicateur mesure le taux de disponibilité de la ligne téléphonique, le second mesure le taux d'appels décrochés en moins de 90 secondes. L'indicateur sur le taux de disponibilité de la ligne spécialisée fournisseur faisait déjà l'objet d'un suivi sur la période TURPE 5.

Résultats de l'indicateur « Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs »



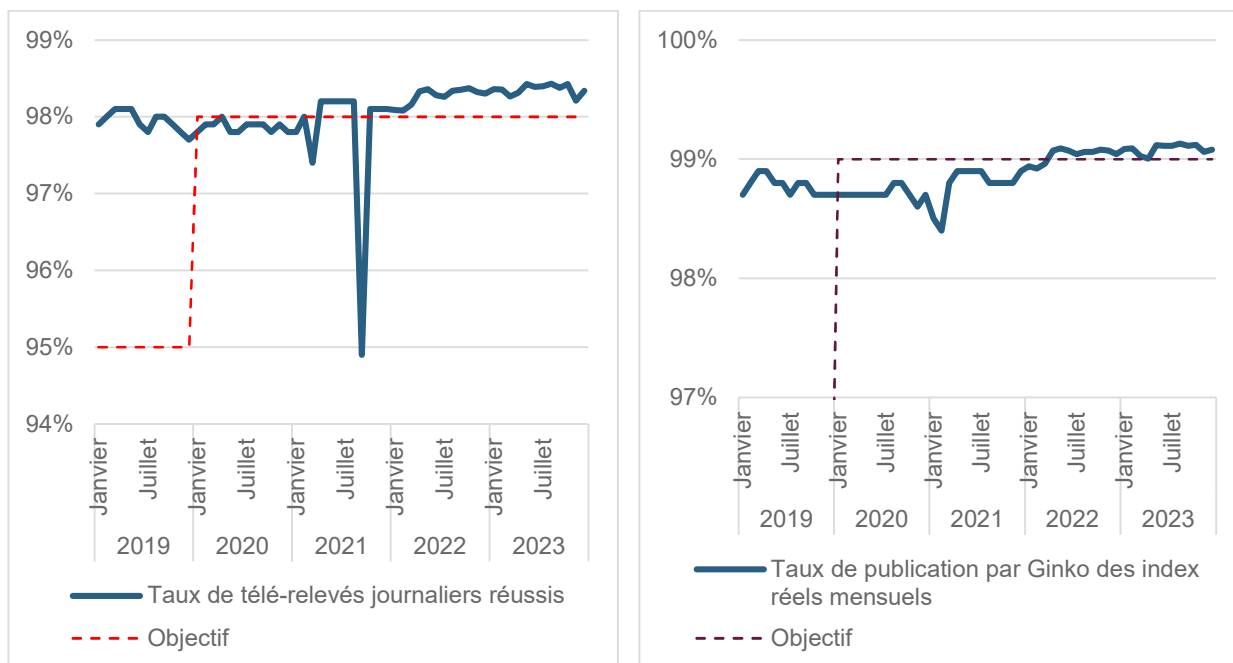
La performance d'Enedis, pour l'indicateur « taux de disponibilité de la ligne spécialisée fournisseur » en 2023 s'élève à 97,1 %. Cette performance est la meilleure des sept dernières années et est au-dessus de l'objectif fixé à 96 %. Pour la période 2020-2023, la CRE félicite à nouveau Enedis des efforts réalisés et l'encourage à maintenir cette bonne performance. De la même manière, Enedis a, en 2023, battu l'objectif fixé sur le taux d'appels à la ligne spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes. En effet, 83 % des appels ont été traités avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes pour un objectif de 78 %. Enedis s'est significativement amélioré par rapport à l'année 2021 (77 %). La CRE félicite Enedis pour son amélioration constante depuis la mise en place de cet indicateur.

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

Le projet Linky dispose d'un cadre de régulation incitatif spécifique, suite à la fin du déploiement en masse à l'issue de l'année 2021 ce cadre de régulation a été modifié par la délibération de la CRE n°2022-82 du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n°2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT). Le cadre de régulation incitative spécifique au projet Linky comporte un volet dédié à la performance du système de comptage qui sur le suivi de 6 indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière, ces indicateurs ne peuvent générer que des malus. Le bonus perçu par Enedis sur la régulation incitative du projet Linky étant calculé comme un supplément de rémunération de 100 points de base (pbs) sur la BAR du projet Linky. Ces indicateurs ont pour objectif de s'assurer du bon fonctionnement du système Linky. Parmi ces 6 indicateurs, un seul indicateur a effectivement généré un malus.

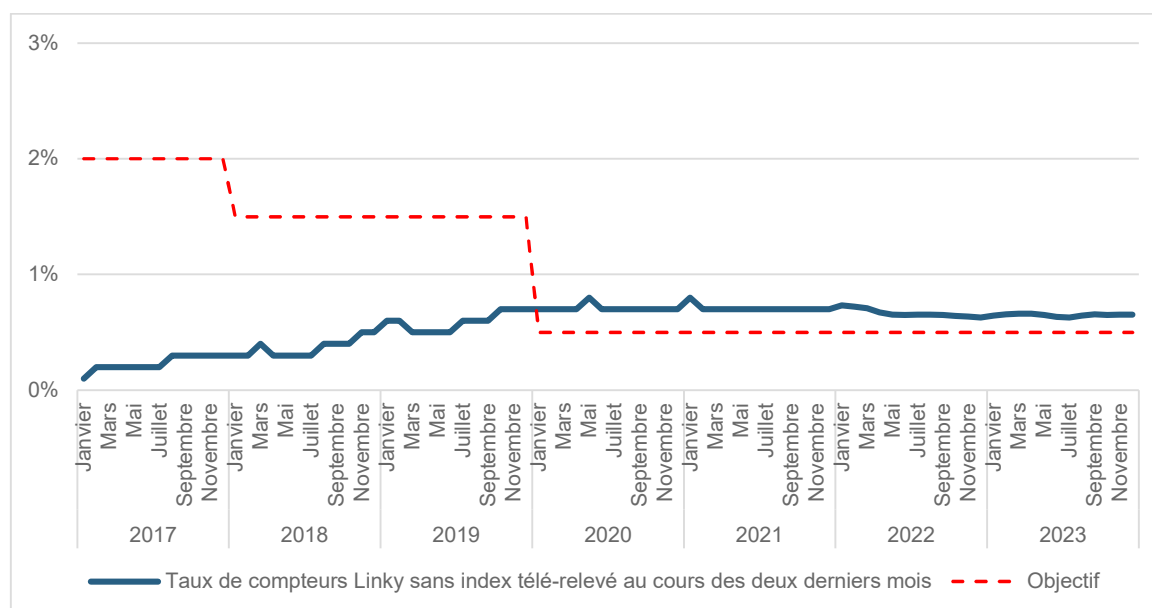
En particulier, la CRE mesure le taux de télérelevés journaliers réussis ainsi que le taux de publication mensuel des index réels dans *Ginko*. Ces deux indicateurs permettent de suivre le rôle principal du projet de comptage et de s'assurer que le relevé et la transmission des index se font correctement. Pour s'assurer que la performance d'Enedis se stabilise à un niveau satisfaisant au regard de l'état d'avancement du projet, les objectifs de ces indicateurs ont été maintenus pour les années 2022 à 2024 à 98 % par mois pour le taux de télérelevés journaliers réussis et à 99 % pour le taux de transmission mensuel des index. Pour ces deux indicateurs, Enedis a réussi, sur la totalité des mois de l'année 2023, à être au-dessus des objectifs fixés. La CRE félicite Enedis du bon niveau et de l'amélioration constatée sur ces indicateurs par rapport à 2022 et encourage Enedis à poursuivre dans cette voie.

Résultats des indicateurs « Taux de télérelevés journaliers réussis » et « Taux de publication des index réels mensuels »



Parmi les autres indicateurs incités, la CRE incite Enedis sur la bonne communication de ces compteurs évolués à travers l'indicateur « Taux de compteurs Linky sans index télérelevé au cours des deux derniers mois ». Cet indicateur vise à inciter Enedis à ce que les compteurs Linky posés restent communicants et assurent leur fonction. Sur cet indicateur, la performance d'Enedis est en légère amélioration avec un niveau stable sur l'année autour de 0,6 %, au-dessus de l'objectif fixé de 0,5 %. La CRE rappelle que la bonne communication des compteurs évolués est une condition nécessaire à la matérialisation des gains du projet. A ce titre, elle encourage Enedis à continuer son travail sur ce point, pour réduire le nombre de compteurs non communicants et garantir un bon fonctionnement du système Linky. Un autre aspect important du système Linky est la capacité à réaliser des téléprestations à distance. A cette fin, la CRE incite le « taux téléprestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs ». Sur cet indicateur Enedis se situe en 2023 à un niveau de 99,1 % en moyenne sur l'année, au-dessus de l'objectif fixé sur l'ensemble des mois de l'année (98 %).

Résultats de l'indicateur « Taux de compteurs Linky d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs »



Dans sa délibération du 17 mars 2022, la CRE a introduit trois nouveaux indicateurs relatifs à la performance du système Linky. Un indicateur mesure le « nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis » : cet indicateur vise à s'assurer qu'Enedis permet aux fournisseurs d'utiliser les capacités du compteur Linky pour développer des calendriers innovants en s'appuyant sur les 10 index de mesure mis à disposition par Linky. Enedis doit mettre en place les calendriers requis par les fournisseurs dans un délai inférieur à 1 mois pour les calendriers créés par recopie, et inférieur à 2 mois pour les calendriers personnalisés. Pour cette seconde année de mise en œuvre de l'indicateur, Enedis a mis en place 38 calendriers spécifiques fournisseurs, l'ensemble de ces calendriers ont été mis en place dans les délais requis. La CRE constate une hausse significative des demandes des fournisseurs (4 calendriers personnalisés en 2022) et se félicite qu'Enedis poursuive cette bonne performance sur cet indicateur.

Par ailleurs, afin de traiter des situations de non-communication durable de certains compteurs évolués, la CRE a mis en place un mécanisme d'indemnisation à la suite du dépôt d'une réclamation par l'utilisateur concerné. En particulier, ces indemnisations, qui varient entre 20 € et 30 € concernent :

- les compteurs Linky non communicants de manière prolongée (plus de 6 mois) ;
- les téléopérations pour les prestations de modification de la puissance souscrite et de mise en service d'un point de livraison réalisées dans un délai strictement supérieur au délai standard de réalisation ou après la date demandée.

Ces mécanismes ont été mis en œuvre en 2023. Ainsi, durant cette année, Enedis a versé 1 742 indemnités dont 1 721 au titre de la non-communication prolongée du compteur évolué. La CRE établira un premier retour d'expérience de ce dispositif dans le cadre des travaux tarifaires pour la période TURPE 7.

Annexe 4 : bilan de la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis pour l'année 2023

Tableaux récapitulatifs de la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis

Indicateurs	Objectif de référence	Performance d'Enedis	Incitation financière (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	62	72,9	- 69 903 031
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	41,5	48,2	- 39 703 596
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	1,47	2,08	- 2 449 057
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	1,58	2,27	- 13 876 995
Total des incitations financières			- 83 000 000*

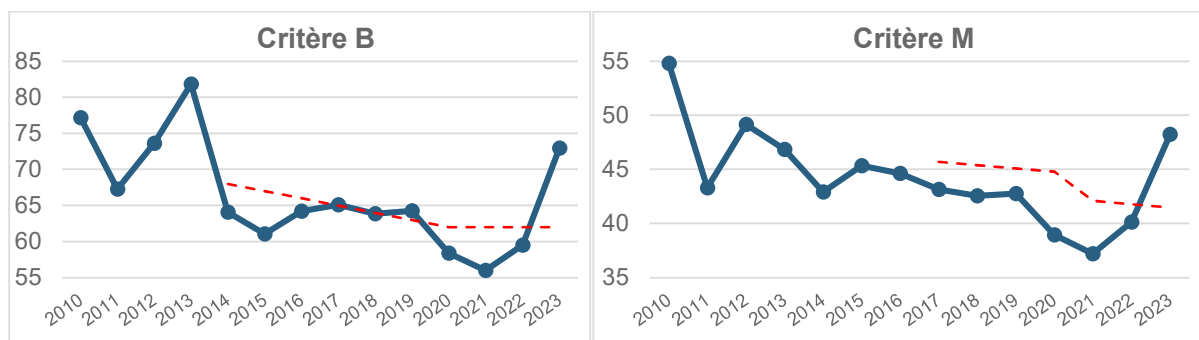
* Après plafonnement

En 2023, Enedis a réalisé une mauvaise performance sur les 4 indicateurs incités de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

L'indicateur critère B, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de 72,9 minutes en 2023, pour un objectif fixé à 62 minutes. Ce niveau est au-dessus du niveau atteint en 2022 (59,5 minutes) et il s'agit du plus haut niveau observé depuis 2013. Cette augmentation significative s'explique principalement par le nombre élevé d'événements climatiques d'ampleur¹⁹ observés en 2023, estimés par Enedis à 21 contre 4 à 5 les années précédentes. Les événements climatiques d'ampleur occupent en effet une place prépondérante dans les causes des coupures recensées par Enedis (14,1 minutes en 2023 sur 23,1 minutes liées aux événements climatiques en général), par rapport aux années précédentes (4,8 minutes sur un total de 14,4 minutes liées aux événements climatiques en général). Au titre de sa performance sur le critère B, Enedis supporte un malus de - 69,9 M€.

L'indicateur critère M, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de 48,2 minutes pour un objectif fixé à 41,5 minutes. De la même manière que pour le critère B, le critère M est supérieur au niveau observé en 2022. Les événements climatiques particulièrement nombreux observés en 2023 justifient la mauvaise performance d'Enedis sur ce critère, au même titre que le critère B. Enedis supporte un malus de - 39,7 M€ au titre de sa performance sur le critère M.

Résultats des indicateurs relatifs à la durée moyenne de coupure sur les domaines de basse (BT) et moyenne (HTA) tension



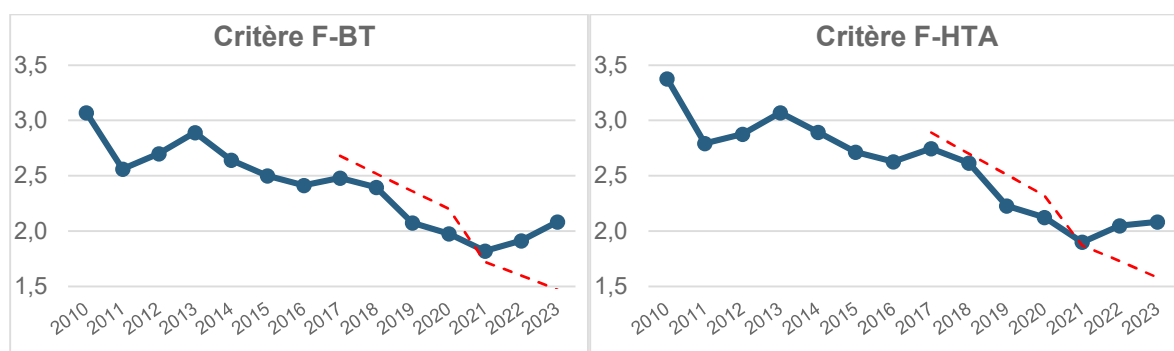
¹⁹ Un événement climatique d'ampleur désigne un épisode météorologique borné dans le temps qui génère au moins 100 incidents de cause climatique sur le réseau HTA.

Enedis est aussi incité sur deux indicateurs mesurant la fréquence de coupure, qui mesurent le nombre moyen de coupures que subissent les consommateurs, raccordés au réseau BT pour le critère F-BT, et raccordés au réseau HTA pour le critère F-HTA. La délibération TURPE 6 a mis à jour les objectifs pour ces deux indicateurs et pour ainsi prendre en compte l'amélioration de la performance d'Enedis sur ces indicateurs. En 2023, les clients raccordés au réseau BT ont supporté en moyenne 2,08 coupures dans l'année et ceux raccordés au réseau HTA 2,27 coupures dans l'année. Pour les deux indicateurs la performance d'Enedis s'est dégradée depuis l'année 2022 (les résultats étaient respectivement de 1,91 et 2,05 coupures).

Pour la troisième année consécutive, les résultats d'Enedis sont au-dessus des objectifs fixés. Ainsi Enedis doit supporter des pénalités pour ces deux indicateurs, un malus de - 2,4 M€ pour le critère F-BT et un malus de - 13,9 M€ pour le critère F-HTA.

Enedis atteint donc le plafond de la régulation incitative sur la continuité d'alimentation, fixé à 83,0 M€, pour une performance globale (déplafonnée) s'élevant à 125,9 M€.

Résultats des indicateurs relatifs à la fréquence moyenne de coupure sur les domaines de basse (BT) et moyenne (HTA) tension



Outre ces indicateurs incités financièrement, la délibération tarifaire TURPE 6 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 indemnités aux clients coupés pour une durée supérieure à 5h. En 2023 Enedis a versé au total 166,7 M€ de compensation aux clients coupés. Ce montant est supérieur aux compensations versées en 2022 (53 M€). La performance d'Enedis résulte, au même titre que pour les quatre critères incités, du nombre d'événements climatiques ayant eu lieu en 2023.

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, le CRCP couvre 50 M€ au titre des indemnités versées par Enedis en 2023, 42 M€ restant à la charge d'Enedis.

Annexe 5 : bilan de la régulation incitative sur la mise à disposition des données pour l'année 2023

Tableaux récapitulatifs de la régulation incitative sur la mise à disposition des données d'Enedis

Indicateurs	Objectif de référence	Performance d'Enedis	Incitation financière (€)
Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky	96,5 %	98,1 %	0
Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)	94,0 %	96,3 %	0
Taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA	98,4 %	99,2 %	0
Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires	96,0 %	96,8 %	1 206 802
Total des incitations financières			1 206 802

La CRE considère que l'accès aux données est un sujet prioritaire, dans la mesure où ces données sont essentielles à l'amélioration des services rendus aux clients finals et à l'innovation. Ainsi, la délibération TURPE 6 a introduit un mécanisme de régulation incitative permettant d'inciter Enedis à respecter les délais de transmission et de la complétude des données publiées, s'agissant des données de consommation (index et courbes de charge), pour les utilisateurs BT \leq 36 kVA comme pour les utilisateurs BT > 36 kVA et HTA. Ce mécanisme est constitué de quatre indicateurs incités et d'un indicateur suivi, trois des quatre indicateurs incités ne peuvent donner lieu qu'à des malus.

Enedis est au-dessus des objectifs fixés pour l'ensemble des quatre indicateurs de ce cadre de régulation incitative. S'agissant du « taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) » la performance d'Enedis en 2023 de 96,3 % est en amélioration par rapport à 2022 (93,5 %). De la même manière, le résultat de 96,8 % sur l'indicateur relatif à la transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires est en légère baisse, après une forte amélioration observée en 2022 (97 %) par rapport à 2021 (92,4 %).

Sur les indicateurs « taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky » et « taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA » la performance d'Enedis reste stable par rapport à l'année 2022 et au-dessus des objectifs fixés.

Résultats des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données par Enedis

