

DELIBERATION N° 2022-158

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juin 2022 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 2022 et sur l'évolution du paramètre R_f au 1^{er} août 2022

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE et Ivan FAUCHEUX, 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 au titre de la première évolution annuelle de la période tarifaire du TURPE 6. Les principaux faits marquants sont les suivants :

- Le niveau moyen du TURPE augmente de + 2,26 % au 1^{er} août 2022, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTA-BT, résultant de :
 - o la prise en compte de l'inflation pour + 1,50% ;
 - o le coefficient d'indexation annuelle automatique de + 0,31% ;
 - o la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) soit + 0,45%. Le CRCP permet de protéger Enedis, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables.
- Les recettes tarifaires sont supérieures aux prévisions, du fait d'une part d'un climat froid se traduisant par des quantités distribuées (348 TWh) supérieures aux prévisions (341 TWh), d'autre part de recettes de raccordement supérieures aux prévisions de 94 M€. Conformément aux règles du TURPE 6, l'excédent de recettes est rendu aux utilisateurs via le CRCP.
- Les charges liées aux pertes d'électricité en ligne sont supérieures aux prévisions, du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité.
- Les performances d'Enedis en matière de qualité de service en 2021, pour laquelle Enedis est incité financièrement dans le cadre du TURPE 6, sont très contrastées :

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

- une excellente performance en matière de qualité d'alimentation, avec un temps de coupure moyen annuel par client de 56 minutes contre un objectif de 62 minutes pour le marché de masse (basse tension), et de 37 minutes contre un objectif de 42 minutes pour les clients en HTA ;
- une excellente performance pour les coûts du programme Linky avec une économie totale de 590 M€, mais une mauvaise performance pour les coûts unitaires des autres investissements avec un surcoût de 90 M€ ;
- une mauvaise performance sur les délais de raccordement des sites en soutirage (consommateurs), avec par exemple un délai moyen de 85 jours pour les raccordements en soutirage en BT < 36 kVA, pour un objectif de 74 jours. Le délai de raccordement des sites de soutirage s'est dégradé, alors que le volume des raccordements est resté stable ;
- le délai de raccordement des sites en injection (producteurs) a également augmenté, passant pour les sites en BT > 36 kVA et HTA, de 211 jours en 2019 à 233 jours en 2021, pour un objectif fixé par le TURPE 6 de 195 jours. Le délai plus long que l'objectif fixé peut s'expliquer par une augmentation importante et récente du nombre de raccordements réalisés. Ainsi pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA, le nombre de raccordements a augmenté de plus de 70% entre 2019 et 2021 (passant de 3 698 à 6 415). Pour autant, le raccordement de ces sites dans les meilleurs délais est un enjeu primordial de l'activité d'Enedis pour apporter rapidement au système électrique de nouvelles unités de production. Enedis doit tout mettre en œuvre pour adapter son organisation et répondre à la hausse des demandes de raccordement.

SOMMAIRE

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT.....	4
1.1 DELIBERATION DU 21 JANVIER 2021 – TURPE 6 HTA-BT	4
1.2 EVOLUTION SPECIFIQUE DE LA COMPOSANTE D'ACCES AUX RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE (TERME RF)	4
2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTA-BT AU 1^{ER} AOUT 2022.....	4
2.1 SOLDE DU CRCP AU 1 ^{ER} JANVIER 2022.....	4
2.1.1 Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021.....	4
2.1.2 Ecart entre montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2021	5
2.1.2.1 Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021.....	5
2.1.2.2 Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2021.....	6
2.1.3 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2022	6
2.2 PARAMETRE D'EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE TURPE 6 HTA-BT AU 1 ^{ER} AOUT 2022	6
2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC ₂₀₂₂	6
2.2.2 Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X.....	7
2.2.3 Coefficient K ₂₀₂₂ en vue de l'apurement du solde du CRCP	7
2.2.4 Coefficient Z ₂₀₂₂ correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1 ^{er} août 2022.....	7
2.2.5 Evolution des termes R _r et C _{card}	7
DECISION DE LA CRE	8
ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2021.....	9
POSTES DE CHARGES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2021	9
POSTES DE RECETTES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2021	12
INCITATIONS FINANCIERES AU TITRE DE LA REGULATION INCITATIVE AU TITRE DE L'ANNEE 2021	12
APUREMENT DU SOLDE DU CRCP PREVISIONNEL DU TURPE 5 HTA-BT	14
MONTANT IMPUTE AU CRL DU PROJET LINKY	14
ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2022.....	15
ANNEXE 3 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2021	26
TABLEAUX RECAPITULATIFS DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS	26
ANALYSE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS.....	27
ANALYSE DE LA QUALITE DE SERVICE SPECIFIQUE DU PROJET LINKY D'ENEDIS.....	30
ANNEXE 4 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2021	32
TABLEAUX RECAPITULATIFS DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION D'ENEDIS	32
ANALYSE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION D'ENEDIS.....	32
ANNEXE 5 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE SUR LA MISE A DISPOSITION DES DONNEES POUR L'ANNEE 2021	34
TABLEAUX RECAPITULATIFS DE LA REGULATION INCITATIVE SUR LA MISE A DISPOSITION DES DONNEES D'ENEDIS	34

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'ÉVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX 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 2021², 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 annuel sur la grille tarifaire fixée 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)

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 2018. Selon la délibération n° 2021-157 du 3 juin 2021 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 $N-1$.

2. ÉVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTA-BT AU 1^{ER} AOÛT 2022

2.1 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2022

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

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021, rappelé au point 2.1.1 ;
- et de la différence, au titre de l'année 2021, entre :
 - la différence entre 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 2021

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2021 s'élève à 161 M€, correspondant au solde initial du CRCP pris en compte dans le TURPE 6 et qui a été calculé par la délibération du 3 juin 2021³.

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur le solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) au 1^{er} janvier 2021 du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et sur l'évolution du terme R_f au 1^{er} août 2021

Le solde prévisionnel du CRCP d'Enedis au 31 décembre 2021 est égal à la somme du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2021 et de la différence au titre de l'année 2021 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 153 M€₂₀₂₁ et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP prévisionnel total	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2021 [A]	161 M€ ₂₀₂₁
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2021 [B]	14 103 M€ ₂₀₂₁
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2021 [C]	14 112 M€ ₂₀₂₁
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021 [A]+[B]-[C]	153 M€₂₀₂₁

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

2.1.2.1 Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021

Le revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 s'élève à 14 629 M€, dont un bonus de 17 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service, des coûts unitaires d'investissement, du projet Linky ainsi que de la régulation incitative relative aux pertes.

Ce revenu définitif est supérieur de **526 M€** au revenu autorisé prévisionnel pris en compte dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 révisé de l'inflation réalisée⁴.

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 de capital normatives non incitées inférieures (- 74 M€) ;
- les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis supérieures (+ 110 M€) ;
- les charges relatives aux pertes (y compris la régulation incitative relative aux pertes) supérieures (+ 270 M€) ;
- 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 (+ 279 M€) ;
- les recettes liées aux contributions des utilisateurs au titre du raccordement supérieures (- 94 M€).

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

Régulation incitative

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative d'Enedis génèrent en 2021 un bonus global de 17 M€ en faveur d'Enedis, celui se décompose comme :

- un malus de 23 M€ pour la régulation incitative des pertes, qui s'explique par un volume de pertes d'Enedis supérieur au volume de référence ;
- un malus de 26 M€ pour la régulation des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux ;
- un bonus de 16 M€ pour la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky :
 - o la régulation incitative des coûts du projet de comptage évolué d'Enedis génère un bonus de 18 M€ en 2021, ce bonus est dû à une base d'actifs réalisée (2 744 M€) du projet Linky inférieure à la base d'actifs de référence (3 331 M€) définie pour le projet Linky ;
 - o la délibération de la CRE n° 2020-013 du 23 janvier 2020⁵ a fixé de nouveaux objectifs de performance à Enedis pour la régulation incitative du système de comptage évolué Linky pour la période 2020-2021. Enedis n'a pas été en mesure d'atteindre les objectifs fixés pour 5 des 9 indicateurs incités et a, en conséquence, supporté un malus de 2 M€ ;
 - o le détail de la performance d'Enedis sur ses indicateurs de qualité de service du projet de comptage Linky est présenté en annexe 3 ;

⁴ Le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation est supérieur de 45 M€ par rapport au montant affiché dans la délibération TURPE 6, en raison d'une inflation plus élevée que prévue en 2021.

⁵ Délibération n° 2020-013 du 23 janvier 2020 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 2020-2021

- un bonus de 65 M€ pour la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis :
 - o la performance d'Enedis sur 2 des 4 indicateurs incités de continuité d'alimentation est largement supérieure aux objectifs fixés, ainsi les indicateurs critère B et critère M génèrent respectivement des bonus de 38 M€ et 29 M€. La CRE constate une forte amélioration, Enedis affichant la meilleure performance depuis 10 ans, et confirme le niveau observé l'année passée. Compte tenu des enjeux financiers et techniques associés, la CRE s'assurera lors d'un audit de la robustesse de la pertinence du calcul de l'indicateur et de l'adéquation du dispositif de régulation incitative ;
 - o le détail de la performance d'Enedis sur ces indicateurs de continuité d'alimentation est présenté en annexe 4 ;
 - o en 2021 Enedis a versé au total 45 M€ de pénalités pour coupures longues. Le revenu autorisé d'Enedis prend en compte une trajectoire couverte par le tarif de 75 M€, ainsi 30 M€ sont conservés par Enedis ;
- un malus de 14 M€ pour la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis :
 - o ce malus s'explique principalement par une mauvaise performance sur l'indicateur relatif aux délais moyens de réalisation des opérations de raccordement (- 16 M€), compensé par une bonne performance sur les indicateurs « énergie calée et normalisée en Recotemp » (+2,5 M€) et le « taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes » (+ 2 M€) ;
 - o le détail de la performance d'Enedis sur ces indicateurs de qualité de service est présenté en annexe 3.

2.1.2.2 Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2021

Les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2021 sont égales à 14 665 M€ et sont supérieures de **554 M€** par rapport aux recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées (14 112 M€). Elles se décomposent comme suit :

- 14 389 M€ pour les recettes TURPE hors R_r supérieures de 278 M€ au montant prévisionnel révisé des évolutions tarifaires réellement appliquées pour 2021. Cet écart s'explique notamment par un volume acheminé plus élevé, 348 TWh livrés contre 341 TWh prévus qui est notamment dû à un hiver 2021 particulièrement froid ;
- 276 M€ pour les recettes collectées via le paramètre R_r, non prises en compte dans les recettes prévisionnelles.

2.1.3 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2022

Le solde du CRCP d'Enedis au 1^{er} janvier 2022 s'élève donc à 127 M€₂₀₂₂ en faveur d'Enedis et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP total au 1 ^{er} janvier 2022	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2021 [A]	153 M€ ₂₀₂₁
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2021 [B]	14 629 M€ ₂₀₂₁
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2021 [B']	14 103 M€ ₂₀₂₁
Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2021 [C]	14 665 M€ ₂₀₂₁
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2021 [C']	14 112 M€ ₂₀₂₁
Solde du CRCP au 31 décembre 2021 [A]+[B]-[B']-[C]-[C']	125 M€₂₀₂₁
Actualisation au taux de 1,7 %	2 M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2022	127 M€₂₀₂₂

2.2 Paramètre d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} août 2022

2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC₂₀₂₂

L'indice IPC, qui correspond au taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2022 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2022 est égal à 1,50 %. Pour rappel, la prévision de l'indice IPC dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 était de 1 % pour l'année 2022.



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 K_{2022} 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 2022 prend en compte un coefficient K, qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2023, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2022. Le coefficient K est plafonné à +/- 2 %.

Le coefficient K est déterminé de manière 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 2023 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 2021 et le 1^{er} août 2022 ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année 2022.

Le coefficient nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2022 s'élève à + 0,45 %. Ce chiffre n'atteint pas le plafonnement de l'apurement, le coefficient K_{2022} est donc fixé à + 0,45 %.

2.2.4 Coefficient Z_{2022} correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1^{er} août 2022

La variation du niveau des grilles tarifaires au 1^{er} août 2022 est égale à :

$$Z_{2022} = IPC_{2022} + X + K_{2022} = 1,50 \% + 0,31 \% + 0,45 \% = + 2,26 \%$$

2.2.5 Evolution des termes R_f et 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 ≤ 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, arrondi à 12 c€ près⁶, à partir du 1^{er} août 2022 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA de 6,96 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA de 79,32 € ;
- pour les clients HTA de 158,76 €.

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 encouru par le GRD pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec le GRD, 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 terme C_{card} est, arrondi à 12 c€ près⁷, à partir du 1^{er} août 2022 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA de 8,04 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA de 107,88 € ;
- pour les clients HTA de 215,76 €.

⁶ Le montant du terme R_f non arrondi est de 6,92 € pour les clients BT ≤ 36 kVA, 79,38 € pour les clients BT > 36 kVA et 158,75 € pour les clients HTA.

⁷ Le montant du terme C_{CARD} non arrondi est de 8,04 € pour les clients BT ≤ 36 kVA, 107,87 € pour les clients BT > 36 kVA et 215,74 € pour les clients HTA.

DECISION 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 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 1er 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 $Z_{2022} = + 2,26 \%$ en application de la formule définie dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 :

$$Z_{2022} = IPC_{2022} + X + k_{2022} = 1,50 \% + 0,31 \% + 0,45 \% = + 2,26 \%$$

- du montant du terme R_f qui est, à partir du 1^{er} août 2022 :
 - o pour les clients BT ≤ 36 kVA de 6,96 € ;
 - o pour les clients BT > 36 kVA de 79,32 € ;
 - o pour les clients HTA de 158,76 €.

L'évolution tarifaire entre en vigueur le 1^{er} août 2022. 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. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 9 juin 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

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

Le tableau ci-après présente le revenu autorisé calculé *ex post* pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2021. 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.

Montants au titre de l'année 2021 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé 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)	4 762	4 762	-	-
Charges de capital incitées « hors réseaux » (i.b)	314	314	-	-
Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (i.c)	4 318	4 392	- 74	-1,7%
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis (i.d)	3 726	3 617	110	3,0%
Charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport (i.e)	28	36	- 9	-24,0%
Charges relatives aux pertes ainsi que la régulation incitative relative aux pertes (i.f)	1 472	1 202	270	22,4%
Charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE (i.g)	106	90	16	17,7%
Charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), méthode par analyse des comptes (i.h)	233	240	- 7	-3,0%
Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (i.i)	279	0	279	-
Valeur nette comptable des immobilisations démolies (i.j)	2	-	2	-
Redevances de concession pour les variations dues au nombre de contrats renouvelés par Enedis (i.k)	315	321	- 5	-1,7%
Charges associées à la mise en oeuvre des flexibilités (i.l)	0*	-	0*	-
Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques (i.m)	-	-	-	-
Mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (i.n)	-	-	-	-
Ecart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel (i.o)	- 41	- 41	-	-
Recettes				
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	848	755	94	12,4%
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	-	-	-	-
Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes	-	-	-	-
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	- 26	-	- 26	-
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky	16	-	16	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	65	-	65	-
Régulation incitative de la qualité de service	- 14	-	- 14	-
Régulation incitative sur mise à disposition des données	- 1	-	- 1	-
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	153	-	-
Montant imputé au CRL du projet Linky	228	228	-	-
Total du revenu autorisé	14 629	14 103	526	3,7%

*Montant inférieur à 0,1M€



Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2021**a) Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (i.a)**

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est égal à 4 762 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (4 717 M€) :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2019 et l'année 2021 (1,0080) ;
- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2019 et l'année 2021 (1,0176).

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

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, soit 314 M€.

c) 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 2021 est égal à 4 318 M€, correspondant à un écart de - 74 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (4 392 M€).

d) 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 2021 est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis, soit 3 726 M€, correspondant à un écart de + 110 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (3 617 M€). Cet écart s'explique principalement par un volume acheminé par Enedis supérieur de 7 TWh aux prévisions associé à une baisse de la production locale de 1 TWh qui se traduit par une hausse des injections RTE.

e) 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 2021 est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport, soit 28 M€, correspondant à un écart de - 9 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (36 M€).

f) 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 2021 est égal à la somme des charges d'Enedis liées à la compensation des pertes, soit 1 495 M€, et de la régulation incitative des pertes dans les réseaux, soit un malus de - 23 M€. Les charges liées à la compensation des pertes prises en compte dans le revenu autorisé 2021 s'élèvent donc à 1 472 M€ correspondant à un écart de + 270 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (1 202 M€). Cet écart s'explique principalement par un volume de pertes supérieur aux prévisions ainsi que par un prix de référence supérieur aux prévisions.

La régulation incitative des pertes dans les réseaux donne lieu en 2021 à un malus de - 22,9 M€, cette incitation est la somme :

- de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2020, soit - 23 M€ ;
- de la correction de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2019. La valeur prévisionnelle prise en compte lors du calcul du CRCP de l'année 2020 était de - 23,4 M€. A la suite du calcul avec les données définitives, la valeur définitive est de - 23,2 M€. Ainsi la correction de la régulation incitative pour l'année 2019 est de 0,2 M€ en faveur d'Enedis.

g) 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 2021 est égal à 95 M€, correspondant à la somme des charges et des produits de l'année 2020 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 8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (87 M€).

h) 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 2021 est égal à 233 M€, correspondant à la somme des dotations versées par Enedis en 2021 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 2021, les versements effectués par Enedis au titre du FPE se décomposent de la manière suivante :

- 195 M€ versés à EDF SEI correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2021-247 du 28 juillet 2021 ;
- 19 M€ versés à Electricité de Mayotte correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2021-248 du 28 juillet 2021 ;
- 15 M€ versés à GÉRÉDIS correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2021-250 du 28 juillet 2021 ;
- 2,7 M€ versés à EEFW correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2021-249 du 28 juillet 2021.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 correspond à un écart de - 7 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (240 M€).

i) 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 2021 est égal à 279 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 2021.

Ce montant correspond à un écart de 279 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 Rf ajouté à la composante de gestion facturée par Enedis. Comme l'ensemble des recettes, les revenus collectés à travers le paramètre Rf 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.

j) 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 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 2021 Enedis a demandé la couverture de 2 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.

k) 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 2021, le montant prévisionnel pour les redevances de concession est de 321 M€, les retards dans le renouvellement de certains contrats de concession ont pour impact une diminution des redevances de concession supportées par Enedis de 5 M€. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est de 315 M€.

l) 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 2021 Enedis a engagé des dépenses à hauteur de 9,6 k€ pour des tests d'activation pour le projet de flexibilité Flex Mountain, Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est donc égal à 9,6 k€, ce montant présente un écart de 9,6 k€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (0 M€).

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 40M€/an fixée pour ce poste, pour la seule part de ce montant supérieure à 20M€ ou inférieure à - 20 M€.

En 2021 les charges d'exploitation supportées par Enedis pour la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques ont été de 26 M€. Ce montant est inférieur à 40 M€ mais supérieur à la limite de 20 M€ en deçà de laquelle les écarts auraient été pris en compte au CRCP. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est nul.

n) 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 2021 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€).

o) 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 2021 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, soit - 41 M€.

Postes de recettes pris en compte pour le calcul *ex post* au titre de l'année 2021**a) 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 2021 est égal à 848 M€, correspondant aux recettes effectivement perçues par Enedis en 2021 au titre des contributions liées au raccordement. Ce montant correspond à un écart de + 94 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (755 M€).

b) 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 2021 les cessions effectuées par Enedis lui ont permis d'effectuer des plus-values à hauteur de 566 k€, ainsi le montant dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est égal à 453 k€.

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

La délibération n° 2021-211⁸ du 1^{er} juillet 2021 n'a pas introduit d'écart de recettes aux titres des prestations annexes d'Enedis.

Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est nul.

d) 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 2021 est égal à 0 M€.

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2021**a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (iii.a)**

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 2021 est égal à la somme entre :

⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} juillet 2021 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité

- l'écart entre l'incitation annuelle au titre de l'année 2019, basée sur des données provisoires (bonus de 4,3 M€), et l'incitation annuelle au titre de l'année 2019 sur la base des données définitives (malus de - 3,9 M€), la valeur prise en compte est donc de - 8,2 M€ ;
- le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année 2020, calculée sur la base des données provisoires (- 18 M€).

Ainsi, le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année de 2021 représente un malus de 26 M€. Cette valeur pourra être corrigée lors du calcul du revenu autorisé de l'année 2022 avec les valeurs définitives de l'année 2020.

b) 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 du 23 janvier 2020 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 2020-2021¹⁰.

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.

Avec plus de 6,2 millions de compteurs posés en 2020, la base d'actifs de référence liée au projet de comptage évolué s'élève à 3 331 M€ au 31 décembre 2020. La base d'actifs réalisée s'élève à 2 744 M€ à la même date, donnant lieu à un bonus de 18 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative des coûts pour l'année 2020, ce montant correspond à une rémunération de 300 pds sur l'écart entre la BAR de référence et la BAR réalisée.

Incitations relatives à la performance du système

A fin 2021, plus de 34 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont plus de 33,7 millions étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko.

Concernant la qualité de la pose, le taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement (0,9 %) est supérieur à l'objectif cible de 0,8% mais inférieur à l'objectif de base de 1%, aucun bonus ni malus n'est donc supporté par Enedis.

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2021 une pénalité de 1,8 M€ (*cf.* calcul détaillé en annexe 3) due à sa contre-performance s'agissant, notamment, du taux de télé-relevés journaliers réussis et aux taux de télé-prestations réalisées le jour demandé par le fournisseur.

Globalement la régulation incitative de la qualité de service relative à la performance du système Linky donne lieu, en 2021, à un malus de - 1,8 M€.

Incitation relative aux délais de déploiement du projet Linky

La Délibération Linky prévoit une incitation financière relative aux délais de déploiement des compteurs évolués Linky. Cette incitation est calculée au 31 décembre des années 2017, 2019 et 2021, et prend la forme d'un malus en cas de non atteinte par Enedis d'un taux cible de compteurs posés et communicants.

L'objectif fixé à Enedis au 31 décembre 2021 est de 84,5% de compteurs Linky posés et communicants, en cas de non atteinte de cet objectif Enedis encourt une pénalité de 16,2 € pour chaque compteur en dessous de l'objectif.

Au 31 décembre 2021, plus de 33,7 millions de compteurs Linky ont été posés et sont communicants, à la même date le parc de compteurs BT ≤ 36 kVA (tous types confondus) est de 37,7 millions, ainsi le taux de compteurs Linky posés et communicants au 31 décembre 2021 est de 89,4 %, au-dessus de l'objectif fixé à Enedis.

Enedis ne supporte donc pas de pénalités pour l'année 2021.

Montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est égal à la somme des trois termes calculés précédemment et donne lieu à un bonus de 15,8 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Un bilan est fourni en annexe 3.

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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 de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 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 2020-2021

c) 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 2021, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal, dans la limite globale de ± 83 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 2021 donnent lieu à un bonus de 65,4 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 2021.

La CRE constate de cette amélioration marquée, Enedis affichant la meilleure performance depuis 10 ans, et confirme le niveau observé l'année passée. Compte tenu des enjeux financiers et techniques associés, la CRE s'assurera lors d'un audit de la robustesse du calcul de l'indicateur et de l'adéquation du dispositif de régulation incitative.

d) 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 2021 donnent lieu à un malus de - 14 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 2021.

e) 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 2021 donnent lieu à un malus de - 1,4 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 2021.

f) 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 2021, 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 ce cette régulation, au titre de l'année 2021.

Aucune action n'est intégrée dans le mécanisme, ainsi le montant à prendre en compte au titre de l'année 2021 est nul.

g) 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 2021.

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

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021, le montant à déduire au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTA BT pour 2021 est fixé à 153 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 2020, le montant à déduire au titre du compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky est fixé à 294 M€ par la Délibération tarifaire TURPE 5.

ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2022

Composante annuelle de gestion (CG)

Les montants de la composante annuelle de gestion sont arrondis à 12 c€ près.

Composante annuelle de gestion

Composante annuelle de gestion hors R_f et C_{card} applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	218,04	218,04
BT > 36 kVA	108,96	108,96
BT ≤ 36 kVA	7,68	7,68

Composante annuelle de gestion des autoproducteurs

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	327,12
BT > 36 kVA	163,56
BT ≤ 36 kVA	11,40

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	218,04	218,04
BT > 36 kVA	108,96	108,96
BT ≤ 36 kVA	7,68	7,68

Composante de gestion hors R_f et hors C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	163,56	163,56
BT ≤ 36 kVA	11,40	11,40



Composante annuelle de comptage (CC)

Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,44

Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – Utilisateurs avec dispositif de comptage

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	319,20
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	240,24
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ¹¹	18,60

Composante de comptage spécifique à la relève résiduelle applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

Composante (€/an)
50,88*

*Soit 8,48 € tous les deux mois.

Composante annuelle des injections (CI)

Composante annuelle des injections applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

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

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.



Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – courte utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 7,25$	$b_2 = 7,11$	$b_3 = 6,91$	$b_4 = 6,82$	$b_5 = 6,37$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,42$	$c_2 = 3,52$	$c_3 = 2,26$	$c_4 = 1,35$	$c_5 = 0,84$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – longue utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 22,75$	$b_2 = 21,08$	$b_3 = 14,60$	$b_4 = 10,83$	$b_5 = 6,76$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,78$	$c_2 = 2,11$	$c_3 = 1,45$	$c_4 = 0,80$	$c_5 = 0,67$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – courte utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 7,56$	$b_2 = 7,06$	$b_3 = 6,91$	$b_4 = 6,82$	$b_5 = 6,37$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,49$	$c_2 = 3,38$	$c_3 = 2,26$	$c_4 = 1,35$	$c_5 = 0,84$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – longue utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 25,25$	$b_2 = 22,77$	$b_3 = 14,60$	$b_4 = 10,83$	$b_5 = 6,76$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,21$	$c_2 = 1,92$	$c_3 = 1,45$	$c_4 = 0,80$	$c_5 = 0,67$

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 2022 au 31 juillet 2023 – courte utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 12,82$	$b_2 = 8,94$	$b_3 = 7,99$	$b_4 = 6,40$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,28$	$c_2 = 3,64$	$c_3 = 2,28$	$c_4 = 1,73$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – 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)	$b_1 = 22,04$	$b_2 = 13,65$	$b_3 = 11,67$	$b_4 = 8,12$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,50$	$c_2 = 3,29$	$c_3 = 2,03$	$c_4 = 1,57$

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 2022 au 31 juillet 2023 – 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)	$b_1 = 12,89$	$b_2 = 8,63$	$b_3 = 7,23$	$b_4 = 5,84$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – 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)	$c_1 = 5,37$	$c_2 = 3,13$	$c_3 = 2,06$	$c_4 = 1,73$	$c_5 = 3,01$	$c_6 = 1,93$	$c_7 = 0,76$	$c_8 = 0,53$

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 2022 au 31 juillet 2023 – 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)	$b_1 = 22,56$	$b_2 = 13,99$	$b_3 = 11,07$	$b_4 = 7,97$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – 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)	$c_1 = 4,64$	$c_2 = 2,83$	$c_3 = 1,87$	$c_4 = 1,18$	$c_5 = 3,01$	$c_6 = 1,93$	$c_7 = 0,76$	$c_8 = 0,53$



Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

α (€ / h)
10,52

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

Tarif BT \leq 36 kVA sans différenciation temporelle – courte utilisation

Tarif BT \leq 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part puissance

Période d'application	b (€/kVA)
Du 01/08/2022 au 31/07/2023	9 ¹²

Tarif BT \leq 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part énergie

c (c€/kWh)
3,94

Tarif BT \leq 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation

Tarif BT \leq 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2022 au 31/07/2023	8,52 ¹³

Tarif BT \leq 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part énergie

C_1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C_2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C_3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C_4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
6,32	4,33	1,35	0,84

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

¹³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,50 €/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 2022 au 31 juillet 2023 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2022 au 31/07/2023	11,04 ¹⁴

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses (c€/kWh)
4,02	2,84

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 2022 au 31 juillet 2023 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2022 au 31/07/2023	9,96 ¹⁵

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – 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)
5,80	4,02	1,32	0,83

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – longue utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part puissance

<i>b</i> (€/kVA/an)
77,04 ¹⁶

¹⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10,98 €/kVA.

¹⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10,00 €/kVA.

¹⁶ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 77,06 €/kVA.



Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part énergie

c (c€/kWh)
1,04

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 2022 au 31 juillet 2023 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2022 au 31/07/2023	8,52 ¹⁷

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part énergie – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 6,86$	$c_2 = 4,19$	$c_3 = 2,17$	$c_4 = 0,82$	$C_5 = 1,56$	$C_6 = 1,22$	$C_7 = 0,74$	$C_8 = 0,36$

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 2022 au 31 juillet 2023 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2022 au 31/07/2023	10,08 ¹⁸

¹⁷ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,51 €/kVA.

¹⁸ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10,05 €/kVA.



Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – part énergie – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 6,26	c ₂ = 4,01	c ₃ = 2,11	c ₄ = 0,82	C ₅ = 1,56	C ₆ = 1,22	C ₇ = 0,74	C ₈ = 0,36

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Alimentations complémentaires

Composante des alimentations complémentaires applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 430,92	Liaisons aériennes : 935,90 Liaisons souterraines : 1 403,86

Alimentations de secours

Composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,70
BT	7,09

Composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – 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	8,69	1,88	69,75
HTB 1	HTA	3,03	1,88	24,77

Composante de regroupement (CR)

Composante de regroupement applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,53 Liaisons souterraines : 0,78

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

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	8,94

Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

Flux de soutirage

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $\text{tg } \varphi_{\text{max}}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	2,07
BT > 36 kVA	0,4	2,16

Flux d'injection

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,07
BT > 36 kVA	2,16

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023 – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,07

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 2022 au 31 juillet 2023

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,07

ANNEXE 3 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2021

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

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ENEDIS	3 626	0	- 149 848*
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	100%	98%	-
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	91,31%	93%	- 1 355 237
Taux de réclamations multiples filtré	11,12%	10%	-355 907
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur	77	0	- 4 050*
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client			- 128 374
<i>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</i>	90,94%	91%	- 21 928
<i>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</i>	90,70%	91%	- 106 446
Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement			- 15 849 263
<i>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau</i>	84,9	74	- 5 000 000
<i>Ajouts injection sur branchements existants***</i>	-	-	-
<i>Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau</i>	162,8	150	- 1 582 199
<i>Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension</i>	143,2	141	- 317 374
<i>Raccordements collectifs</i>	229,6	219	- 1 449 690
<i>Raccordements en soutirage sur le réseau HTA</i>	216,9	190	- 5 000 000
<i>Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA</i>	233,2	195	- 2 500 000
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur et tiers	99,83%	99%	-
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	94,49%	95%	- 151 507
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes	76,98%	74%	1 789 722
Énergie calée et normalisée en Recotemp	1,97%	3,97%	2 500 000
Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis**	2,61%	4%	-
Qualité de la prévision des pertes relative à l'ENA	2,00%	1,8%	- 500 000
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			- 14 204 465
Total des incitations financières (hors indicateur portant sur le nombre de RDV 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 des compteurs communicants)			- 14 050 566

* 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 sur le périmètre des compteurs communicants	Résultats annuels d'Enedis	Nombre de mois en dessous de l'objectif	Objectif de base	Incitations financières (€)
Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement	0,9%	-	0,8%	-
Taux de télé-relevés journaliers réussis	97,8%	3	98,0%	- 585 000
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	98,8%	12	99,0%	- 390 000

Taux de disponibilité du portail internet « clients »	99,9%	1*	99,0%	- 75 000
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0,7%	12	0,5%	- 375 000
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	98,4%	3	98,0%	- 420 000
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	98,0%	-	98,0%	-
Taux de compteurs posés en masse et communicants de niveau 2 (ouvert à l'ensemble des services) dans Ginko en moins de 60 jours	95,9%	-	85,0%	-
Nombre de compteurs Linky communicants présents dans Disco plus de 6 mois après la pose	Fin S1 : 0 Fin S2 : 0	-	0 à la fin S1 0 à la fin S2	-
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs communicants				- 1 845 000

*Pour cet indicateur l'objectif est fixé par semaine

NB : Un signe positif traduit un bonus versé à Enedis. Un signe négatif correspond à une pénalité.

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. Ainsi, le cadre de régulation actuellement en vigueur a vu la suppression de l'incitation sur certains indicateurs désormais obsolètes par rapport à la période TURPE 5.

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.

En 2021, la performance d'Enedis sur la qualité de service est contrastée. Au global, Enedis doit supporter un malus de 14 M€ sur la qualité de service, ce malus est principalement le fait de l'indicateur sur le délai moyen de réalisation des raccordements qui génère un malus de 15,8 M€. Sur les 13 indicateurs incités d'Enedis, 8 génèrent des malus et 5 des bonus.

Traitement des raccordements

La délibération TUPRE 6 a renforcé la régulation sur les délais de raccordement, avec le remplacement de 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.

En jours	Réalisé 2019	Objectif 2021	Réalisé 2021
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau	80	74	84,8
Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau	160	150	162,8
Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension	144	141	143,2
Raccordements collectifs	238	219	229,7
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	205	190	216,9
Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA	211	195	233,2

Résultats de l'indicateur "délai moyen de réalisation des raccordements » pour l'année 2021

Il faut distinguer la situation des raccordements réalisés pour les points en soutirage des raccordements réalisés pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA. En effet, pour les points en soutirage le nombre de raccordements réalisés par Enedis est resté stable entre 2019 et 2021, ainsi le seul volume d'activité ne permet pas de justifier ce dépassement des objectifs de 2% à 15% au-dessus des objectifs fixés suivant les catégories de raccordement. Ainsi, la CRE regrette que le délai de raccordement des sites de soutirage se soit dégradé, alors que le volume des raccordements est resté stable. Elle considère que l'enjeu majeur du délai de raccordement appelle une adaptation d'Enedis pour ramener ces délais à des durées raisonnables : elle analysera donc dans les prochains mois les raisons expliquant la dégradation des délais de raccordement, et pourra au terme de cette analyse réviser les incitations financières pour accompagner l'amélioration de la performance d'Enedis.

Pour les raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA, si la performance d'Enedis est de 20% au-dessus de l'objectif fixé et en augmentation par rapport à la valeur de référence de l'année 2019, celle-ci est à mettre en regard avec la forte augmentation du nombre de raccordements réalisés dans cette catégorie, le volume de raccordement ayant doublé entre 2019 et 2021. 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.

<i>Nombre de raccordements réalisés</i>	2019	2021
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau	153 215	154 116
Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau	7 552	6 899
Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension	9 175	8 837
Raccordements collectifs	21 471	21 960
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	1 604	1 689
Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA	3 698	6 415

Nombre de raccordements réalisés par catégorie en 2019 et en 2021

Ces mauvaises performances génèrent globalement un malus important pour Enedis (-15,8 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 l'année 2021, Enedis améliore sa performance par rapport aux années précédentes et se place juste en dessous de l'objectif fixé. Si Enedis supporte une pénalité sur cet indicateur, celle-ci est faible car la performance d'Enedis est très proche du niveau requis. Enedis atteint un niveau de 90,9% pour les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA et les petits producteurs pour un objectif de 91% et un niveau de 90,7% pour les consommateurs (individuels BT >36 kVA + collectifs BT et HTA) et les grands producteurs pour un objectif de 91%.

En plus de ces indicateurs incités, la délibération TURPE 6 définit une liste d'indicateurs suivis. En particulier, le TURPE 6 a introduit le suivi du « taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité », du « délai de réalisation des raccordements provisoires » et la mesure de la « qualité perçue par les utilisateurs des prestations de raccordement ». En 2021, les lignes des « accueils raccordement électricité d'Enedis » ont été disponible à 86,7%, ce taux a été stable sur l'année. La CRE veillera à ce que ce taux se maintienne à un niveau élevé pendant la période TURPE 6. De la même manière, le délai moyen des raccordements provisoires a été de 35,7 jours en 2021 avec une amélioration au cours de l'année puisque ce délai était de 42,4 jours en janvier et de 35,1 jours en décembre.

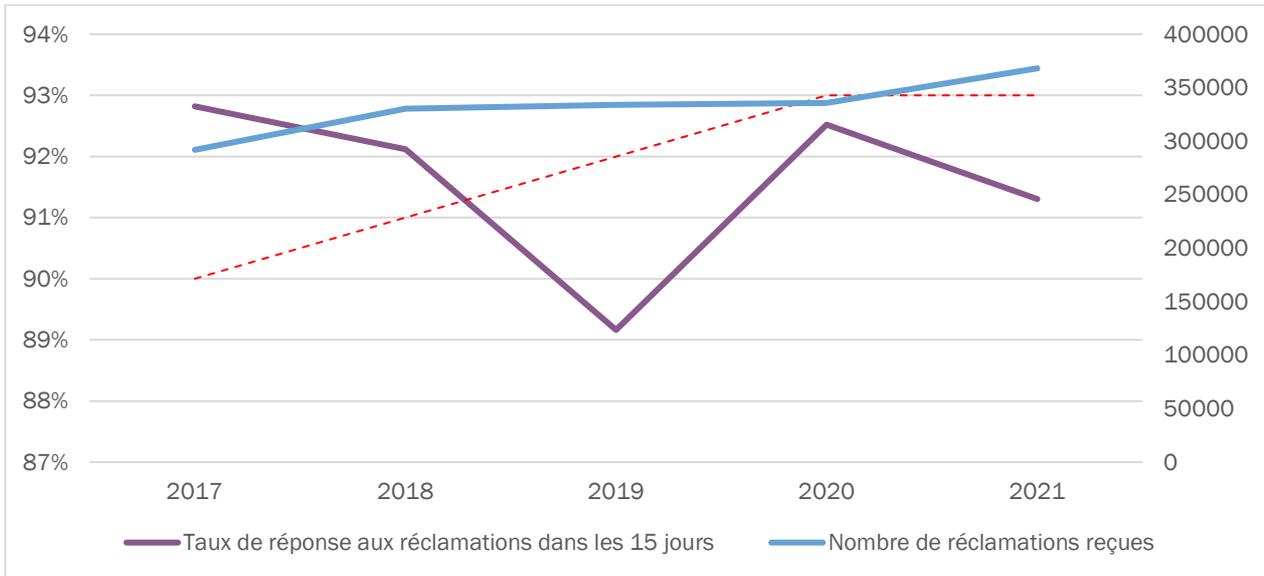
En 2021, l'indicateur sur la qualité perçue des opérations de raccordement indique que 7,7 % des clients n'étaient « pas du tout satisfaits » à la suite de la réalisation d'une prestation de raccordement par Enedis. Ce taux est plus faible pour les clients raccordés en BT > 36 kVA ou en HTA avec 6,1 % que pour les clients raccordés en BT ≤ 36 kVA avec 8,7%. La CRE s'assurera que ce taux d'insatisfaction reste le plus faible possible.

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 réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » a été maintenu et l'objectif fixé à Enedis a été maintenu à un niveau identique en 2021 par rapport à 2020 (93%) mais celui-ci augmentera en 2022 et 2023 pour atteindre 95% en fin de période tarifaire. Sur cet indicateur, la performance d'Enedis s'est dégradée entre 2020 et 2021, passant de 92,5% à 91,3%. Cette dégradation

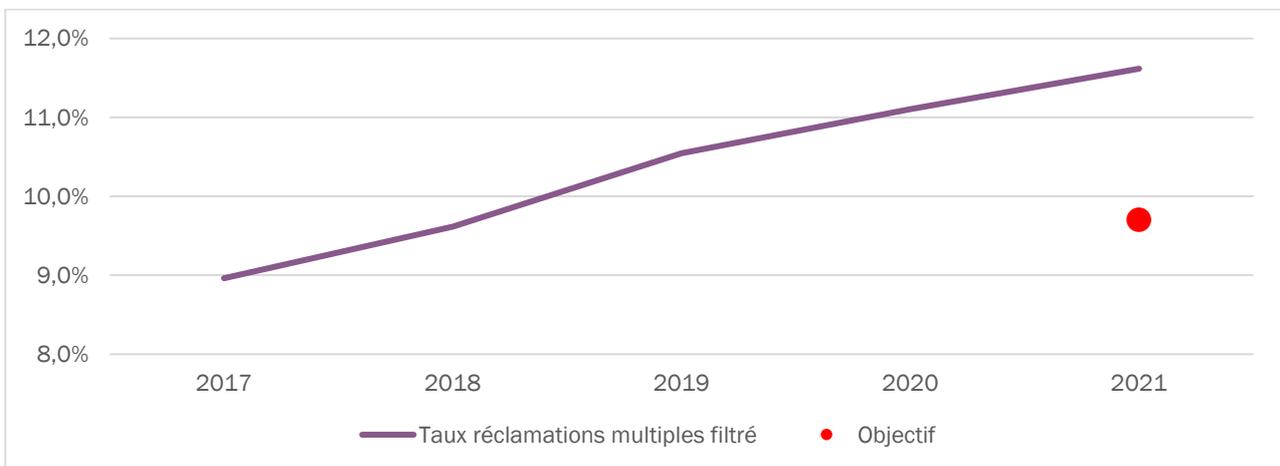


s'accompagne d'une augmentation sensible du nombre de réclamations reçues par Enedis (+10 points), le nombre de réclamations reçues par Enedis est en augmentation constante depuis 2017.



Avec un résultat de 91,3% en 2021, la performance d'Enedis se situe en dessous de l'objectif fixé pour la 3^{ème} année consécutive. Le maintien de cet indicateur est nécessaire pour qu'Enedis améliore son délai de traitement des réclamations.

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 cette période la CRE avait observé une dégradation de l'indicateur, constatant qu'un nombre plus important d'utilisateurs étaient amenés à refaire une réclamation sur un même sujet à la suite d'une première réponse d'Enedis. En 2021, le résultat d'Enedis est de 11,6% en augmentation par rapport à l'année 2020 (11,1%) et au-dessus de l'objectif fixé de 9,7%. La CRE encourage à mettre tout en œuvre pour répondre de manière satisfaisante aux réclamations reçues permettant ainsi de diminuer ce résultat mais surtout de réduire le nombre total de réclamations reçues.



La délibération TURPE 6 a mis en place le suivi du nombre de saisines du Médiateur National de l'Energie (MNE) concernant Enedis. En 2021, 7 344 saisines du MNE concernaient Enedis, la CRE surveillera pendant la période tarifaire l'évolution de ce nombre.

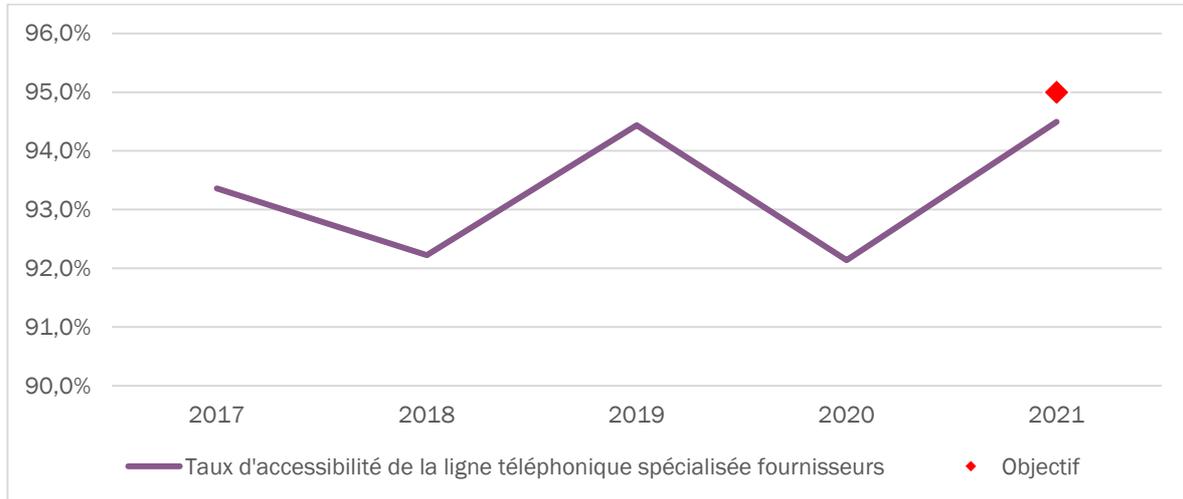
Relations fournisseurs

Dans la 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 2 nouveaux indicateurs concernant les lignes téléphoniques d'Enedis, et a maintenu l'indicateur relatif au portail fournisseur. L'indicateur mesurant le « taux de disponibilité du portail



fournisseur », portail qui permet aux fournisseurs de suivre et de gérer les prestations demandées à Enedis. Cet indicateur a été maintenu pour la période TURPE 6. Le taux de disponibilité du portail reste très élevé en 2021 avec une disponibilité moyenne sur l'année de 99,8%, au-dessus de l'objectif fixé à 99%.

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.



La performance d'Enedis, pour l'indicateur « taux de disponibilité de la ligne spécialisée fournisseur », en 2021 a été de 94,5%, cette performance est la meilleure des 5 dernières années mais reste en-dessous de l'objectif fixé de 95%. La CRE encourage Enedis à poursuivre ses efforts pour atteindre la trajectoire d'objectif fixé par la délibération TURPE 6 HTA-BT. Enedis a, en 2021, battu l'objectif fixé sur le taux d'appels à la ligne spécialisée fournisseur avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes. En effet, 77% des appels ont été traités avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes pour un objectif de 74%. La CRE félicite Enedis pour sa bonne performance et l'encourage à poursuivre dans cette voie.

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

Le projet Linky dispose d'un cadre de régulation incitatif spécifique, celui-ci comporte un volet qualité de service qui est constitué de 9 indicateurs incités. La majorité (8 indicateurs sur les 9) des indicateurs spécifiques au projet Linky ne peuvent générer que des malus. Parmi ces 8 indicateurs, 5 ont effectivement généré un malus. L'année 2021 constitue la dernière année de ce cadre de régulation spécifique. En effet, le déploiement en masse du projet Linky a pris fin au 31 décembre 2021. La délibération n° 2022-82 du 17 mars 2022¹⁹ a mis en place un cadre de régulation spécifique au projet Linky qui vise à remplacer celui mis en place pour la période de déploiement en masse.

Un premier indicateur mesure la qualité de la pose des compteurs, cet indicateur mesure le taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement. En 2021, le taux de réintervention a été de 0,9 %, en dessous de l'objectif cible de 1 % mais au-dessus de l'objectif de référence de 0,8 %. Ainsi, Enedis se situe dans la bande neutre et ne supporte pas de malus mais ne bénéficie de bonus sur cet indicateur. La CRE salue un déploiement qui s'est effectué dans de bonnes conditions, sur l'ensemble de la période, Enedis s'est toujours situé en dessous de l'objectif cible fixé par le cadre de régulation.

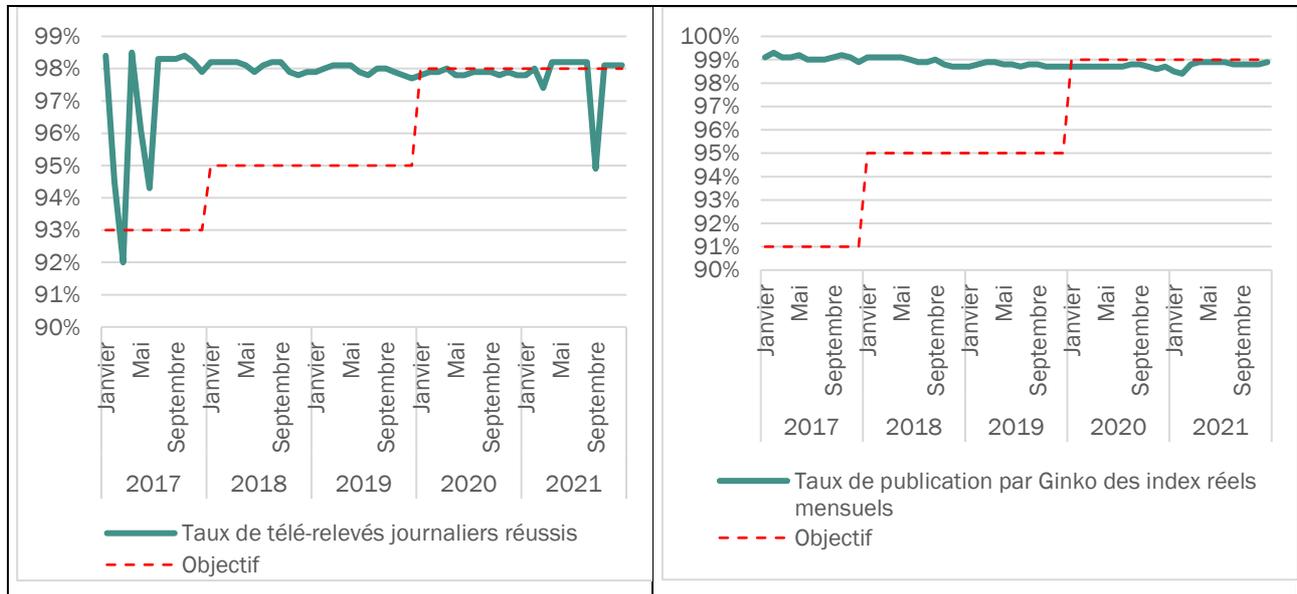
Les 8 autres indicateurs incités ne peuvent donner lieu qu'à des malus pour Enedis, le bonus perçu par Enedis sur la régulation incitative du projet Linky étant calculé comme un supplément de rémunération de 100 points de base (pbs) sur la BAR du projet Linky. Ces indicateurs ont pour objectif de s'assurer du bon fonctionnement du système Linky.

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

¹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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)



d'Enedis soit au niveau attendu, les objectifs de ces indicateurs ont été relevés pour les années 2020 et 2021 à 98% par mois pour le taux de télérelevés journaliers réussis et à 99% pour le taux de transmission mensuel des index. Pour l'indicateur mesurant le « taux de télé-relevés journaliers réussis », Enedis a réussi, sur la majorité de l'année 2021, à être au-dessus de l'objectif fixé (9 mois sur 12), le mois de septembre a présenté un point bas qui a été rapidement corrigé. Pour l'indicateur mesurant le « taux de publication par Ginko des index réels mensuels », Enedis se situe proche de l'objectif fixé mais ne parvient pas à l'atteindre, la CRE note une amélioration sur l'année 2021 et encourage Enedis à poursuivre dans cette voie.



Parmi les autres indicateurs incités, la CRE incite le « taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ». Cet indicateur vise à s'assurer que les compteurs Linky posés restent communicants et assurent leur fonction. Sur cet indicateur, Enedis est resté stable à 0,7%, au-dessus de l'objectif fixé de 0,5%. Ce taux est stable par rapport à l'année 2020, la CRE encourage Enedis à travailler sur cet aspect 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 télé-prestations à distance. Pour cela la CRE incite le « taux télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs ». Sur cet indicateur Enedis se situe en 2021 à un très bon niveau de 98,4% en moyenne sur l'année, avec 9 mois sur 12 au-dessus de l'objectif fixé de 98%.

Pour cette dernière année de déploiement en masse, Enedis a été en mesure de rendre communicants la grande majorité des compteurs posés, rendant accessibles l'ensemble des services offerts par le compteur Linky. Ainsi le « taux de compteurs posés en masse et communicants de niveau 2 dans Ginko en moins de 60 jours » a été de 95,9% soit plus de 10 points au-dessus de l'objectif fixé de 85%.

ANNEXE 4 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2021

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

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	56,0	62	38 358 013
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	37,2	42,1	28 989 798
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	1,82	1,72	- 389 167
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	1,9	1,87	- 1 511 085
Total des incitations financières			65 447 558

Analyse de la continuité d'alimentation d'Enedis

En 2021, Enedis a réalisé une très bonne performance sur 2 des 4 indicateurs incités de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

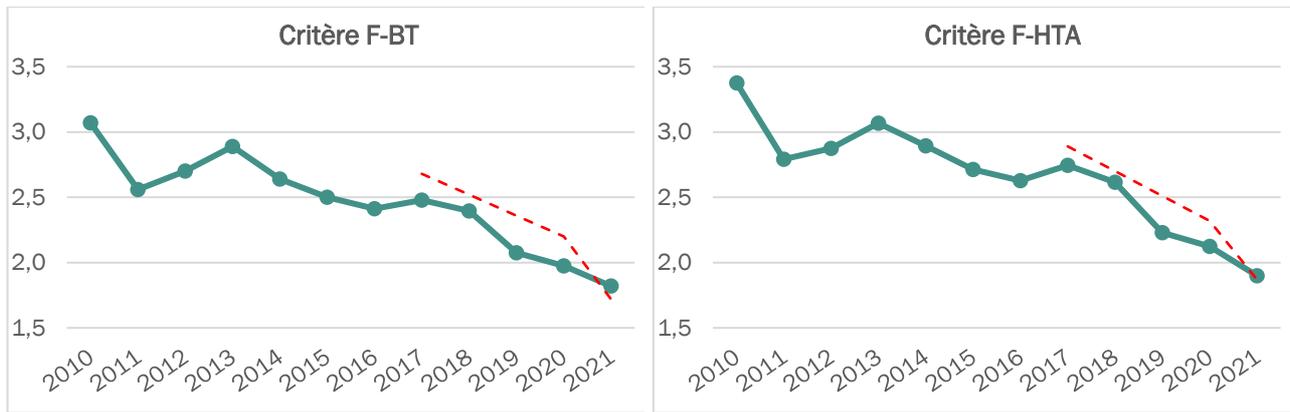
L'indicateur critère B, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de 56 min en 2021, pour un objectif fixé à 62 min. Ce niveau est le plus faible atteint avec la méthode de calcul actuelle et représente une diminution de plus de 4 % par rapport au niveau de 2020 (58,4 min) qui était déjà lui-même le plus bas niveau atteint depuis 2010. Ainsi, Enedis poursuit son amélioration sur la maîtrise de la durée moyenne de coupure pour ses clients raccordés au niveau de tension BT. L'indicateur critère M, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de 37,2 min en 2021, pour un objectif fixé de 42,1 min. Ce niveau est en diminution de 4 % par rapport au niveau atteint en 2020 (38,9 min) et est le plus faible atteint lors depuis 10 ans. Ainsi, l'année 2021 est une année excellente du point de vue des durées de coupure, cette bonne performance d'Enedis sur les indicateurs mesurant la durée moyenne de coupure en 2021 est principalement due à une année très calme sur le plan des évènements climatiques, ce qui a causé peu de perturbations sur le réseau.

La très bonne performance d'Enedis sur ces deux indicateurs lui permet de bénéficier de bonus importants, un bonus de 38 M€ pour le critère B et un bonus de 29 M€ pour le critère M.



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, 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 2021, les clients raccordés au réseau BT ont supporté en moyenne 1,82 coupures dans l'année et ceux raccordés au réseau HTA 1,90 coupures dans l'année, pour les deux indicateurs Enedis s'est amélioré depuis l'année 2020 (les résultats étaient respectivement de 1,97 et 2,12 coupures). Pour ces deux indicateurs les niveaux atteints en 2021 sont les niveaux les plus faibles atteints depuis 10 ans.

Cependant, l'amélioration d'Enedis ne s'est pas faite au rythme anticipé lors des travaux préparatoires à la délibération TURPE 6 et ainsi les résultats d'Enedis sont au-dessus des objectifs fixés. Ainsi Enedis doit supporter des pénalités pour ces deux indicateurs, un malus de 0,4 M€ pour le critère F-BT et un malus de 1,5 M€ pour le critère F-HTA.



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 2021, Enedis a versé au total 45 M€ de compensation aux clients coupés. Le revenu autorisé d'Enedis prend en compte une trajectoire couverte par le tarif de 75 M€, ainsi 30 M€ sont conservés par Enedis. Ce niveau est inférieur au niveau de versement de 2020 (60 M€) et correspond au niveau le plus faible depuis 2017, il s'explique notamment par une année très calme du point de vue des événements climatiques exceptionnels.

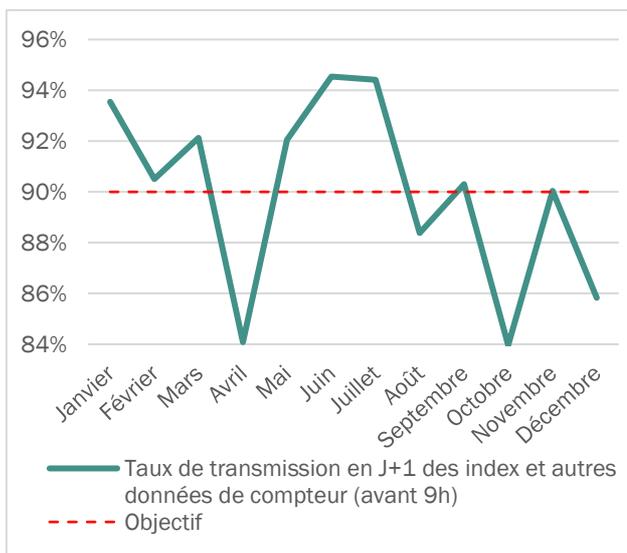
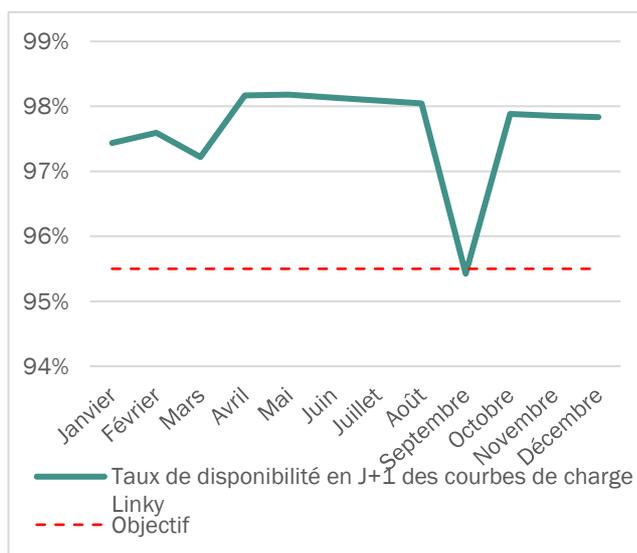
ANNEXE 5 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE SUR LA MISE A DISPOSITION DES DONNEES POUR L'ANNEE 2021

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

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky	97,67%	95,5%	-
Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)	89,51%	90,0%	- 486 596
Taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA	98,70%	97,8%	-
Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires	92,42%	93,0%	- 868 108
Total des incitations financières			- 1 354 704

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 de pénaliser Enedis en cas de non-respect des délais et de la complétude des données publiées, s'agissant des données de consommation (index et courbes de charge), pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA comme pour les utilisateurs BT > 36 kVA et HTA. Ce mécanisme est constitué de 4 indicateurs incités et d'un indicateur suivi.

Enedis doit supporter un malus de 1,4 M€, ce malus résulte d'une performance en dessous de l'objectif fixé pour 2 indicateurs incités sur 4. Pour le « taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) » Enedis est très proche de l'objectif fixé avec une performance de 89,5% pour un objectif de 90 %, la performance sur cet indicateur a été très variable au cours de l'année 2021, avec en particulier des mauvaises performances aux mois d'avril, octobre et décembre. De la même manière, le résultat de 92,4% l'indicateur « taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires » est proche de l'objectif de 93%, ce résultat s'explique par un début d'année 2021 compliqué avec un résultat de 77% en janvier 2021. Cependant Enedis s'est amélioré de manière continue au cours de l'année 2021 pour finir sur un résultat de 96,6% en décembre. La CRE salue la bonne performance d'Enedis pour ces indicateurs. Toutefois, la CRE considère que ces indicateurs ne reflètent pas complètement la performance d'Enedis sur la thématique de la qualité et la transmission des données fines de consommation aux acteurs. En effet, dans sa consultation publique du 25 novembre 2021²⁰, la CRE constatait une décorrélation entre, ces indicateurs et la vision des fournisseurs qui constataient une qualité moindre des données reçues de la part d'Enedis. A ce titre, dans sa délibération du 17 mars 2022, la CRE a demandé à Enedis de présenter un indicateur plus pertinent à la fin de l'année 2022.



²⁰ Consultation publique n° 2021-13 du 25 novembre 2021 relative au bilan du projet Linky sur la période 2016-2021 et au futur cadre de régulation incitative.



