

# Commission de régulation de l'énergie

## Délibération n° 2019-138 du 25 juin 2019 de la Commission de régulation de l'énergie 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<sup>er</sup> août 2019

NOR : CREE1919470X

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Jean- Laurent LASTELLE, commissaires.

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce d'une part que « [1]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 deux délibérations du 17 novembre 2016 (1) puis du 19 janvier 2017 (2), la Commission de régulation de l'énergie (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<sup>er</sup> août 2017.

Par décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé le TURPE 5 HTA-BT. A la suite de cette décision, la CRE a défini, par la délibération n° 2018-148 du 28 juin 2018 (3) (ci-après la « Délibération tarifaire »), un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dit « TURPE 5 bis HTA-BT » conforme aux principes énoncés dans la décision du Conseil d'Etat susmentionnée. Le nouveau TURPE 5 bis HTA-BT est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2018, pour une durée d'environ 3 ans.

Par ailleurs, la Délibération tarifaire a reconduit les modalités de prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique qui avaient été définies par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017 (4). Les niveaux de la composante de gestion (CG) pour les utilisateurs en contrat unique ont augmenté pour prendre en compte le montant moyen de la rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de ces utilisateurs, à hauteur d'un montant moyen R<sub>f</sub>.

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

- faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 3,04 % au 1<sup>er</sup> août 2019, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la Délibération tarifaire ;
- ajuster le montant du paramètre R<sub>f</sub> au 1<sup>er</sup> août 2019 pour les client BT ≤ 36 kVA, en application des formules d'évolution annuelle prévues par cette même délibération.

### SOMMAIRE

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

1.1. Délibération du 28 juin 2018 – Tarif TURPE 5 bis

1.2. Evolution spécifique de la composante de gestion

#### 2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT au 1<sup>er</sup> août 2019

2.1. Solde Du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2019

2.1.1. Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2019

2.1.2. Revenu autorisé calculé ex post au titre de l'année 2018

2.1.3. Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2018

2.1.4. Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2019

2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 5 bis HTA-BT au 1<sup>er</sup> août 2019

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

2.2.2. Coefficient K<sub>2019</sub> en vue de l'apurement du solde du CRCP

2.2.3. Coefficient Y<sub>2019</sub> prenant en compte les effets de la décision du Conseil d'Etat

2.2.4. Coefficients d'évolution de la grille tarifaire du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2019

2.2.5. Evolution du paramètre R<sub>f</sub>

#### Décision de la CRE

Annexe 1 : calcul du revenu autorisé ex post au titre de l'année 2018

Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2018

Postes de recettes pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2018

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2018

Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT (3.3.8)

Montant imputé au CRL du projet Linky (3.3.9)

Annexe 2 : bilan de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis pour l'année 2018

Annexe 3 : bilan de la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis pour l'année 2018

Annexe 4 : coefficients d'évolution annuelle spécifiques SI

(1) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

(2) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2017 portant décision sur la demande de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'une nouvelle délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

(3) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

(4) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-239 du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

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

### 1.1. Délibération du 28 juin 2018 – Tarif TURPE 5 bis

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, dits « *TURPE 5 bis HTA-BT* », sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2018, en application de la Délibération tarifaire. Ces tarifs sont conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ trois ans, avec un ajustement mécanique au 1<sup>er</sup> août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit que, à compter du 1<sup>er</sup> août 2019, la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT évolue en moyenne au 1<sup>er</sup> août de chaque année  $N$ , en appliquant au tarif en vigueur au 31 juillet de l'année  $N$  la variation suivante :

$$Z_N = IPC_N + K_N + Y_N$$

Avec :

- $Z_N$  : pourcentage d'évolution annuelle au 1<sup>er</sup> août ;
- $IPC_N$  : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire  $N-1$  et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire  $N-2$ , tel que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- $K_N$  : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du Compte de Régularisation des Charges et Produits (CRCP). Le terme  $K_N$  ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur ;
- $Y_N$  : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de la mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution du taux d'imposition sur les sociétés.

La Délibération tarifaire prévoit également que cette évolution moyenne se traduit par des évolutions différenciées en fonction des types de coefficients de la grille tarifaire, des domaines de tension et des puissances souscrites : 4 coefficients d'évolution annuelle spécifiques  $S_i$ , applicables à 4 catégories  $i$  de coefficients de la grille tarifaire, sont définis dans la Délibération tarifaire et présentés ci-après. L'introduction de coefficients spécifiques  $S_i$ , dans la délibération du 17 novembre 2016 et repris dans la Délibération tarifaire, résulte de l'évolution de la structure sur la répartition des coûts entre domaines de tension, introduite dans le cadre de TURPE 5 dans le but de mieux refléter les coûts engendrés par les différents utilisateurs du réseau. La Délibération tarifaire a prévu un lissage de cette évolution dans le temps, compte tenu des évolutions de facture engendrées. Ce rééquilibrage est ainsi pris en compte pour un tiers lors du passage au TURPE 5, pour un tiers sur la période 2017-2020 à travers les coefficients spécifiques et il pourra l'être pour le tiers restant sur la période TURPE 6.

Dès lors, les coefficients d'évolution annuelle de l'année  $N$  sont définis, pour  $i = 1, 2, 3$  ou  $4$ , comme :

$$Z_{N,i} = IPC_N + K_N + Y_N + S_i$$

La valeur des coefficients  $S_i$ , pour  $i = 1, 2, 3$  ou  $4$ , est la suivante :

- $S_1 = -0,95$  %
- $S_2 = -0,38$  %
- $S_3 = + 0,35$  %
- $S_4 = 0$  %

Le détail des coefficients tarifaires concernés par les coefficients d'évolution annuelle spécifiques ainsi que les formules précisant leur variation sont détaillés dans l'annexe 4 de cette délibération.

### 1.2. Evolution spécifique de la composante de gestion

La Délibération tarifaire a reconduit les modalités de prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique qui avaient été définies par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017. Les niveaux de la composante de gestion (CG) pour les utilisateurs en contrat unique ont augmenté pour prendre en compte le montant moyen de la rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de ces utilisateurs, à hauteur d'un montant moyen R<sub>r</sub>.

La Délibération tarifaire prévoit par ailleurs que le montant de la composante de gestion du TURPE 5 bis HTA-BT évolue automatiquement pour prendre en compte le montant moyen par client de la rémunération des fournisseurs. Son montant évolue donc au 1<sup>er</sup> août de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle des tarifs, pour tenir compte de l'évolution de la part des clients en offre de marché et au tarif réglementé de vente (TRV) et en fonction de coûts moyens estimés par catégorie de clients.

## 2. Evolution de la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT au 1<sup>er</sup> août 2019

### 2.1. Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2019

Le solde du CRCP au 31 décembre 2018 est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2018 ;
- et de la différence entre le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2018 et les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de cette même année.

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier *N* est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre *N-1* au taux sans risque en vigueur de 2,7 %.

#### 2.1.1. Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2018

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2018 est fixé à -166,9 M€<sub>2018</sub> par la Délibération tarifaire.

#### 2.1.2. Revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2018

Le revenu autorisé *ex post* au titre de 2018 s'élève à 13 593 M€, et est supérieur de 224 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la Délibération tarifaire. Cet écart s'explique notamment par :

- des charges relatives à la compensation des pertes de 1 086 M€, supérieures de 142 M€ aux valeurs prévisionnelles retenues dans la Délibération tarifaire ;
- des charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique de 228 M€, faisant l'objet d'une trajectoire initiale nulle dans la Délibération tarifaire.

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

#### 2.1.3. Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2018

Les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2018 ont été de 13 503 M€ et se décomposent de la manière suivante :

- 13 279 M€ pour les recettes TURPE hors R<sub>r</sub> inférieures de 89 M€ au montant prévisionnel estimé pour 2018. Cet écart s'explique notamment par une évolution du tarif au 1<sup>er</sup> août 2018 inférieure à la prévision utilisée dans la délibération tarifaire TURPE 5 ainsi qu'à un volume acheminé plus faible, 351 TWh livrés contre 358 TWh prévus ;
- 224 M€ pour les recettes collectées via le paramètre R<sub>r</sub>, non prises en compte dans les recettes prévisionnelles.

#### 2.1.4. Solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2019

En application des dispositions de la Délibération tarifaire, le solde du CRCP du TURPE 5 bis HTA-BT d'Enedis au 1<sup>er</sup> janvier 2019 atteint 79 M€<sub>2019</sub> en faveur des utilisateurs (5). Il se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP total à apurer au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2018 [A]	- 166,9 M€ <sub>2018</sub>
Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> au titre de l'année 2018 [B]	13 593 M€ <sub>2018</sub>
Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2018 [C]	13 503 M€ <sub>2018</sub>
Solde du CRCP au 31 décembre 2018 [A] + [B] - [C]	- 76,9 M€ <sub>2018</sub>
Actualisation au taux de 2,7 %	- 2,1 M€
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	- 79 M€ <sub>2019</sub>

(5) 79 M€ doivent être versés par Enedis au cours de la période du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 juillet 2020 pour apurer ce CRCP.

## 2.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire TURPE 5 bis HTA-BT au 1<sup>er</sup> août 2019

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

L'inflation réalisée entre l'année 2017 et l'année 2018 (IPC<sub>2019</sub>) est égale à 1,61 %.

### 2.2.2. Coefficient K<sub>2019</sub> en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2019 prend en compte un coefficient K<sub>2019</sub> qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2020, le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> janvier 2019. Le coefficient K<sub>2019</sub> est plafonné à +/- 2 %.

La détermination du coefficient K<sub>2019</sub> nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 juillet 2019. Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles corrigées de l'inflation réalisée sur cette période.

Compte-tenu des éléments qui précèdent, le coefficient K<sub>2019</sub> est de + 1,45 %.

### 2.2.3. Coefficient Y<sub>2019</sub> prenant en compte les effets de la décision du Conseil d'Etat

Afin de prendre en compte les effets de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018, la Délibération tarifaire a introduit un facteur Y<sub>N</sub> qui évolue également au 1<sup>er</sup> août de chaque année N.

L'impact de la modification du périmètre des capitaux propres régulés induite par la décision du Conseil d'Etat et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés conduit, pour l'année 2019, à un revenu autorisé supplémentaire de 5 M€<sub>2019</sub> en faveur d'Enedis qui se décompose comme suit :

Impact sur le niveau du revenu autorisé d'Enedis par rapport aux montants pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (en M€ courants)	2019
Modification du périmètre des capitaux propres régulés	+ 63
Révision du taux d'imposition sur les sociétés (montant prévisionnel)	- 58

Ce revenu supplémentaire étant inférieur à celui pris en compte pour 2018 (8 M€ couverts par le coefficient Y<sub>2018</sub> égal à + 0,06 %), pour l'année 2019, le coefficient Y<sub>2019</sub> est égal à - 0,02 %

### 2.2.4. Coefficients d'évolution de la grille tarifaire du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2019

La grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT, applicable au 1<sup>er</sup> août 2019, est définie par la présente délibération. Elle correspond à une augmentation moyenne de 3,04 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution moyenne de cette grille tarifaire, au 1<sup>er</sup> août 2019, est obtenue en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z_{2019} = IPC_{2019} + K_{2019} + Y_{2019} = 1,61\% + 1,45\% - 0,02\% = 3,04\%$$

Les coefficients d'évolution annuelle spécifiques de l'année 2019 pour  $i = 1, 2, 3$  ou  $4$ , obtenus par l'application de la formule :

$$Z_{2019,i} = IPC_{2019} + K_{2019} + Y_{2019} + S_i$$

sont les suivants :

Evolutions annuelles au 1 <sup>er</sup> août 2019	IPC <sub>2019</sub>	K <sub>2019</sub>	Y <sub>2019</sub>	S <sub>i</sub>	Z <sub>2019, i</sub>
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=1$	1,61 %	1,45 %	-0,02 %	- 0,95 %	2,09 %
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=2$	1,61 %	1,45 %	- 0,02 %	- 0,38 %	2,66 %
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=3$	1,61 %	1,45 %	- 0,02 %	+ 0,35 %	3,39 %
Coefficient d'évolution annuelle spécifique $i=4$	1,61 %	1,45 %	- 0,02 %	0,00 %	3,04 %

### 2.2.5. Evolution du paramètre R<sub>i</sub>

La part des utilisateurs d'Enedis ayant souscrit une offre de marché avec leur fournisseur s'établit au 31 décembre 2018 à 24,95 % en augmentation par rapport au 31 décembre 2017 où elle était de 18,70 %.

Il en résulte que le montant du paramètre  $R_f$ , identique pour l'ensemble des GRD, est :

- pour les clients BT  $\leq 36$  kVA de 5,52 € par an pour la période du 1<sup>er</sup> août 2019 au 31 juillet 2020, au lieu de 4,93 € par an pour la période du 1<sup>er</sup> août 2018 au 31 juillet 2019.

Pour les utilisateurs HTA et BT  $> 36$  kVA le paramètre  $R_f$  est fixé pour l'ensemble de la période couverte par la Délibération tarifaire et est :

- de 156,00 € par an pour les utilisateurs HTA ;
- de 78,00 € par an pour les utilisateurs BT  $> 36$  kVA.

### Décision de la CRE

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

En outre, l'article L. 341-3 du code de l'énergie 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 ».

En application de ces dispositions la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (dits « TURPE 5 bis HTA-BT ») sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2018, en application de la délibération tarifaire de la CRE n° 2018-148 du 28 juin 2018.

Les évolutions annuelles de grilles tarifaires 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 tarif TURPE 5 bis HTA-BT d'Enedis et identifiés dans le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Enfin, la Délibération tarifaire a reconduit les modalités de prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique qui avaient été définies par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017. Les niveaux de la composante de gestion (CG) pour les utilisateurs en contrat unique ont augmenté pour prendre en compte le montant moyen de la rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de ces utilisateurs, à hauteur d'un montant moyen  $R_f$ .

En application de la délibération de la CRE n° 2018-148 du 28 juin 2018, le tarif défini ci-dessous, résultant :

- d'une évolution moyenne à la hausse de  $Z_{2019} = + 3,04 \%$  en application de la formule définie dans la délibération tarifaire du 28 juin 2018 :

$$Z_{2019} = IPC_{2019} + K_{2019} + Y_{2019} = 1,61\% + 1,45\% - 0,02\% = + 3,04 \%$$

- et du paramètre  $R_f$  de 156,00 € par an pour les utilisateurs HTA, 78,00 € par an pour les utilisateurs BT  $> 36$  kVA et 5,52 € par an pour les utilisateurs BT  $\leq 36$  kVA ;

entre en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2019.

### Composante annuelle de gestion (CG)

Composante annuelle de gestion

Tableau 5 : Composante annuelle de gestion applicable du 1<sup>er</sup> août 2019 au 31 juillet 2020

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	417,60	361,68
BT $> 36$ kVA	208,80	180,84
BT $\leq 36$ kVA	15,12	12,72

Composante annuelle de gestion des autoproducteurs

Tableau 7 : Composante de gestion du 1<sup>er</sup> août 2019 au 31 juillet 2020 des autoproducteurs individuels avec injection

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	598,44
BT $> 36$ kVA	299,28

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
BT ≤ 36 kVA	21,48

Tableau 9 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels sans injection du 1<sup>er</sup> août 2019 au 31 juillet 2020

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	417,60	361,68
BT > 36 kVA	208,80	180,84
BT ≤ 36 kVA	15,12	12,72

Tableau 11 : Composante de gestion des autoproducteurs en collectif applicable du 1<sup>er</sup> août 2019 au 31 juillet 2020

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	260,28	232,20
BT ≤ 36 kVA	18,72	16,32

### Composante annuelle de comptage (CC)

Utilisateurs sans dispositif de comptage

Tableau 12 : Composante annuelle de comptage - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,32

Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Tableau 13 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	549,60
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	426,36
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle (6)	20,40

(6) 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.

Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Tableau 14 : Composante annuelle de comptage – Dispositif de comptage propriété des utilisateurs

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	166,20
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	152,16
	P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,60

**Composante annuelle des injections (CI)***Tableau 15 : Composante annuelle des injections*

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**

Tarifs HTA avec différenciation temporelle à 5 classes à pointe fixe

*Tableau 16 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – 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)	$b_1 = 2,61$	$b_2 = 2,34$	$b_3 = 1,98$	$b_4 = 1,80$	$b_5 = 0,94$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c €/kWh)	$c_1 = 3,06$	$c_2 = 2,88$	$c_3 = 2,07$	$c_4 = 1,92$	$c_5 = 1,16$

*Tableau 17 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – 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)	$b_1 = 16,02$	$b_2 = 15,48$	$b_3 = 13,06$	$b_4 = 8,60$	$b_5 = 1,64$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c €/kWh)	$c_1 = 2,80$	$c_2 = 2,10$	$c_3 = 1,31$	$c_4 = 0,97$	$c_5 = 0,86$

Tarifs HTA avec différenciation temporelle à 5 classes à pointe mobile

*Tableau 18 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – 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)	$b_1 = 3,20$	$b_2 = 2,25$	$b_3 = 1,98$	$b_4 = 1,80$	$b_5 = 0,94$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c €/kWh)	$c_1 = 4,08$	$c_2 = 2,75$	$c_3 = 2,07$	$c_4 = 1,92$	$c_5 = 1,16$

*Tableau 19 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – 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)	$b_1 = 18,42$	$b_2 = 17,12$	$b_3 = 13,06$	$b_4 = 8,60$	$b_5 = 1,64$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c €/kWh)	$c_1 = 3,20$	$c_2 = 1,93$	$c_3 = 1,31$	$c_4 = 0,97$	$c_5 = 0,86$

## Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT >36 kVA

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tableau 20 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – 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)	$b_1 = 10,20$	$b_2 = 5,24$	$b_3 = 3,82$	$b_4 = 1,15$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c €/kWh)	$c_1 = 4,91$	$c_2 = 3,01$	$c_3 = 2,22$	$c_4 = 1,83$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tableau 21 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – 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)	$b_1 = 18,72$	$b_2 = 11,14$	$b_3 = 9,13$	$b_4 = 3,79$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c €/kWh)	$c_1 = 4,27$	$c_2 = 2,87$	$c_3 = 1,93$	$c_4 = 1,78$

### Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tableau 26 : Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA

$\alpha$ (€/h)
9,92

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation - autoproduction collective

Tableau 22 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	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)	$b_1 = 8,31$	$b_2 = 8,30$	$b_3 = 6,45$	$b_4 = 4,01$

Tableau 23 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	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)	$c_1 = 5,09$	$c_2 = 3,62$	$c_3 = 3,22$	$c_4 = 0,78$	$c_5 = 2,93$	$c_6 = 2,18$	$c_7 = 1,54$	$c_8 = 0,12$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation - autoproduction collective

Tableau 24 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	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)	$b_1 = 20,03$	$b_2 = 15,22$	$b_3 = 11,48$	$b_4 = 8,02$



Tableau 25 : Tarif BT &gt; 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	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)	$c_1 = 4,76$	$c_2 = 3,46$	$c_3 = 2,37$	$c_4 = 0,12$	$C_5 = 2,10$	$C_6 = 2,07$	$C_7 = 1,40$	$C_8 = 0,08$

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

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation

Tableau 27 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part puissance

Période d'application	$b$ (€/kVA)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	5,40 (7)

(7) Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,79 €/kVA.

Tableau 28 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part énergie

$c$ (c€/kWh)
3,77

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tableau 29 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part puissance

Période d'application	$b$ (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,80 (8)

(8) Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,21 €/kVA.

Tableau 30 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part énergie

$c_1$ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	$c_2$ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	$c_3$ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	$c_4$ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
7,57	3,77	1,93	1,39

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation

Tableau 31 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	$b$ (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	7,92 (9)

(9) Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 7,21 €/kVA.

Tableau 32 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

$c_1$ Heures pleines (c€/kWh)	$c_2$ Heures creuses (c€/kWh)
4,00	2,45

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles moyenne utilisation

Tableau 33 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	$b$ (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	6,96 (10)

(10) Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 6,32 €/kVA.

Tableau 34 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – 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)
5,79	3,34	1,35	1,01

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation

Tableau 35 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

$b$ (€/kVA/an)
60,60 (11)

(11) Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 58,64 €/kVA.

Tableau 36 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part énergie

$c$ (c€/kWh)
1,43

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation - autoproduction collective

Tableau 37 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	$b$ (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	3,60 (12)

(12) Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3,11 €/kVA.

Tableau 38 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part énergie – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c €/kWh)	$c_1 = 7,27$	$c_2 = 5,59$	$c_3 = 2,07$	$c_4 = 1,10$	$c_5 = 2,98$	$c_6 = 2,24$	$c_7 = 0,77$	$c_8 = 0,73$

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

Tableau 39 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	$b$ (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	6,12 (13)

(13) Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 5,51 €/kVA.

Tableau 40 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie – autoproduction collective

	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)	$c_1 = 5,61$	$c_2 = 3,91$	$c_3 = 1,94$	$c_4 = 1,10$	$c_5 = 2,75$	$c_6 = 0,51$	$c_7 = 0,37$	$c_8 = 0,02$

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

#### Alimentations complémentaires

Tableau 41 : Alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3266,04	Liaisons aériennes : 890,94 Liaisons souterraines : 1 336,40

#### Alimentations de secours

Tableau 42 : Alimentation de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,38
BT	6,72

Tableau 43 : Alimentation de secours – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension e l'alimentation principale	Domaine de tension e l'alimentation e secours	Part puissance €/kW/an	Part énergie c€/kWh	$\alpha$ (c€/kW)
HTB 2	HTA	8,27	1,79	66,40
HTB 1	HTA	2,88	1,79	23,57

### Composante de regroupement (CR)

Tableau 44 : Composante de regroupement

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,50 Liaisons souterraines : 0,73

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

Tableau 45 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	8,43

### Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

#### Flux de soutirage

Tableau 46 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport tg $\phi_{max}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	1,94
BT > 36 kVA	0,4	2,04

## Flux d'injection

Tableau 47 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection  
(installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,94
BT > 36 kVA	2,04

Tableau 48 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection  
(installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,94

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

Tableau 49 : Composante annuelle de l'énergie réactive  
entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,94

En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

Délibéré à Paris, le 25 juin 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :  
*Le président,*  
J.-F. CARENCO

## ANNEXES

### ANNEXE 1

#### CALCUL DU REVENU AUTORISÉ EX POST AU TITRE DE L'ANNÉE 2018

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 2018. Il indique également, pour information, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération tarifaire du 28 juin 2018 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, tel qu'un produit ou une pénalité pour Enedis.

Montants au titre de l'année 2018 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 5 bis [B]	Ecart [A] - [B]	Ecart en %
<b>Charges</b>				
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (3.3.5.1)	+ 4 677	+ 4 691	- 14	- 0,3 %
Charges de capital incitées "hors réseaux" (3.3.5.2)	+ 203	+ 203	-	-
Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (3.3.5.3)	+ 4 072	+ 4 118	- 46	- 1,1 %
Valeur nette comptable des immobilisations démolies (3.3.5.4)	+ 59	+ 62	- 3	- 4,8 %
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis (3.3.5.5)	+ 3 633	+ 3 641	- 8	- 0,2 %
Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport (3.3.5.6)	+ 34	+ 79	- 42	- 57 %
Charges liées à la compensation des pertes (3.3.5.7)	+ 1 086	+ 944	+ 142	+ 15 %

Montants au titre de l'année 2018 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 5 <i>bis</i> [B]	Ecart [A] - [B]	Ecart en %
Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE (3.3.5.8)	+ 91	+ 90	+ 1	+ 1,1 %
Charges relatives aux contributions d'Enedis dans le cadre du FPE (3.3.5.9)	+ 205	+ 170	+ 35	+ 20,6 %
Charges relatives aux redevances de concession (3.3.5.10)	+ 292	+ 316	- 24	- 7,6 %
Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (3.3.5.11)	+ 228	-	+ 228	-
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (3.3.5.12)	-	-	-	-
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (3.3.5.13)	- 14	- 14	-	-
<b>Recettes</b>				
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement (3.3.6.1)	- 709	- 635	- 74	+ 11,7 %
Ecart de recettes liées à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes (3.3.6.2)	-	-	-	-
Montant déterminé par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué (3.3.6.3)	-	-	-	-
<b>Incitations financières</b>				
Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (3.3.7.1)	+ 2	-	+ 2	-
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky (3.3.7.2)	+ 8	-	+ 8	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation (3.3.7.3)	+ 20	-	+ 20	-
Régulation incitative de la qualité de service (3.3.7.4)	+ 2	-	+ 2	-
<b>Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT (3.3.8)</b>				
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT (3.3.8)	- 21	- 21	-	-
Montant imputé au CRL du projet Linky (3.3.9)	- 275	- 275	-	-
<b>Total du revenu autorisé</b>	<b>+ 13 593</b>	<b>+ 13 369</b>	<b>+ 224</b>	<b>+ 1,7 %</b>

### Postes de charges pris en compte pour le calcul *ex post* au titre de l'année 2018

#### a) Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (3.3.5.1)

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 4 677 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire (4 691 M€) :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année 2017 (1,015) ;
- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année 2017 (1,012).

#### b) Charges de capital incitées « hors réseaux » (3.3.5.2)

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 203 M€.

#### c) Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (3.3.5.3)

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 2018 est égal à 4 072 M€, correspondant à un écart de 46 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (4 118 M€).

#### d) Valeur nette comptable des immobilisations démolies (3.3.5.4)

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la valeur nette comptable des immobilisations démolies, soit 59 M€, correspondant à un écart de 3 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (62 M€).

e) Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis (3.3.5.5)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis, soit 3 633 M€, correspondant à un écart de 8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (3 641 M€).

f) Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport (3.3.5.6)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport, soit 34 M€, correspondant à un écart de 45 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (79 M€). Cet écart s'explique principalement par le décalage de certains travaux et l'utilisation de technologies moins coûteuses en terme de raccordement par Enedis.

g) Charges liées à la compensation des pertes (3.3.5.7)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la somme des charges d'Enedis liées à la compensation des pertes, soit 1 100 M€, et de la régulation incitative des pertes dans les réseaux, soit un malus de 14 M€. Les charges liées à la compensation des pertes prises en compte dans le revenu autorisé 2018 s'élèvent donc à 1 086 M€ correspondant à un écart de 142 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (944 M€). Cet écart s'explique principalement par l'utilisation d'un prix moyen de référence pour l'achat des pertes, pour le calcul du montant prévisionnel, qui s'est révélé inférieur au prix moyen d'achat constaté par Enedis.

La régulation incitative des pertes dans les réseaux donne lieu en 2018 à un malus de 14 M€, cette incitation est calculée sur la base des données provisoires 2017, elle pourra être corrigée lors de l'évolution annuelle du 1<sup>er</sup> août 2020 avec les données définitives 2017.

h) Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE (3.3.5.8)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 91 M€, correspondant à la somme des charges et des produits de l'année 2018 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 1 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (90 M€).

i) Charges relatives aux contributions d'Enedis dans le cadre du FPE (3.3.5.9)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 205 M€, correspondant à la somme des dotations et des contributions versées par Enedis en 2018 au titre du fonds de péréquation de l'électricité. Pour l'année 2018, les versements effectués par Enedis au titre du FPE se décomposent de la manière suivante :

- 174,2 M€ versés à EDF SEI correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2018-070 du 22 mars 2018 ;
- 13,1 M€ versés à Electricité de Mayotte correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2018-164 du 19 juillet 2018 ;
- 17,5 M€ versés à GÉRÉDIS correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2018-163 du 19 juillet 2018.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 correspond à un écart de 35 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (170 M€). Cet écart s'explique principalement par la non prise en compte dans la valeur prévisionnelle des dotations FPE de GÉRÉDIS et Electricité de Mayotte qui ont été définies par des délibérations de la CRE du 19 juillet 2018.

j) Charges relatives aux redevances de concession (3.3.5.10)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 292 M€, correspondant à la somme des redevances de concessions versées par Enedis en 2018 aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Ce montant correspond à un écart de 24 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (316 M€). Cet écart s'explique principalement par un décalage du calendrier de renouvellement des concessions par rapport à celui envisagé lors de la construction de la trajectoire tarifaire.

k) Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (3.3.5.11)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 228 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 2018, soit 224,1 M€ ;
- du rattrapage des versements réalisés en 2017 par Enedis et non couverts par l'ajustement annuel du 1<sup>er</sup> août 2018, soit 3,7 M€ ;
- des montants versés aux fournisseurs en 2018 par Enedis au titre de prestations de gestion de clientèle réalisées antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, couverts selon la Délibération tarifaire au montant maximum de 2,42 €/an par point de comptage, soit 0,2 M€.

Ce montant correspond à un écart de 228 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (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.

l) Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (3.3.5.12)

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 2018 est donc égal à 0 M€, ce montant ne présente pas d'écart avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (0 M€).

m) Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (3.3.5.13)

Les écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2018-2020 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 *bis* HTA-BT.

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 14 M€.

### **Postes de recettes pris en compte pour le calcul *ex post* au titre de l'année 2018**

a) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement (3.3.6.1)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est égal à 709 M€, correspondant aux recettes effectivement perçues par Enedis en 2018 au titre des contributions liées au raccordement. Ce montant correspond à un écart de 74 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (635 M€). Cet écart s'explique notamment par l'accroissement des raccordements des grands producteurs ainsi qu'à l'augmentation du chiffre d'affaire d'Enedis lié au S3REnR.

b) Ecart de recettes liées à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes (3.3.6.2)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 est nul, les recettes effectivement perçues par Enedis en 2018 résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 16 novembre 2016 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

Il n'y a pas eu d'évolution non prévue du tarif des prestations donc le montant de ce poste est nul.

c) Montant déterminé par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué (3.3.6.3)

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 5 *bis*.

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 5 *bis*, 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 2018 est égal à 0 M€.

### **Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2018**

a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (3.3.7.1)

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. L'année 2017 étant la première année de calcul de l'incitation, le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année 2018 est égal au montant de l'incitation annuelle au titre de l'année 2017, calculée sur la base des données provisoires disponibles.

Ce montant représente un bonus de 2 M€ pour Enedis. Cette valeur pourra être corrigée lors du calcul du revenu autorisé de l'année 2019 avec les valeurs définitives de l'année 2017.

b) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky (3.3.7.2)

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 la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis (14) (ci-après « la Délibération Linky »).

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 5 millions de compteurs immobilisés à fin 2017, la base d'actifs de référence liée au projet de comptage évolué s'élève à 1 220 M€ au 31 décembre 2017. La base d'actifs réalisée s'élève à 980 M€ à la même date, donnant lieu à un bonus de 7,2 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative des coûts pour l'année 2018.

#### Incitations relatives à la performance du système

A fin 2018, près de 15,4 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont près de 13,5 millions étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko.

Concernant la qualité de la pose, le taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement (0,8 %) en cumulé depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2015 étant égal à l'objectif cible, Enedis bénéficie d'un bonus de 0,5 M€.

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2018 une pénalité de 0,13 M€ (cf. calcul détaillé en annexe 2) due à sa contre-performance s'agissant du taux de disponibilité du portail internet « clients ».

Globalement la régulation incitative de la qualité de service relative à la performance du système Linky donne lieu, en 2018, à un bonus de 0,4 M€.

#### 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 2018 est égal à la somme des deux termes calculés précédemment et donne lieu à un bonus de 8 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Un bilan est fourni en annexe 2.

#### c) Régulation incitative de la continuité d'alimentation (3.3.7.3)

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Enedis, les ELD 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 2018, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme :

- dans la limite globale de  $\pm 83$  M€, des quatre incitations financières définies au paragraphe 3.1 de l'annexe 3 de la Délibération tarifaire, calculées au titre de l'année 2018, soit 20 M€ ;
- du montant cumulé versé en 2018, par Enedis aux utilisateurs, au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 2 de l'annexe 3 de la Délibération tarifaire, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 80 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 80 M€, aucun montant n'est donc pris en compte). La somme des pénalités pour coupures longues versée par Enedis en 2018 a représenté un montant de 62 M€, ainsi aucun montant n'est versé à Enedis en 2018 pour le mécanisme de pénalité pour les coupures longues.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 donne lieu à un bonus de 20 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation. Un bilan est fourni en annexe 3.

#### d) Régulation incitative de la qualité de service (3.3.7.4)

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 au paragraphe 1.1 de l'annexe 2 de la Délibération tarifaire.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018 donne lieu à un bonus de 2 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service. Un bilan est fourni en annexe 2.

#### Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT (3.3.8)

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018, le montant à déduire au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA BT pour 2018 est fixé à 21 M€ par la Délibération tarifaire.

#### Montant imputé au CRL du projet Linky (3.3.9)

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2018, le montant à déduire au titre du compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky est fixé à 275 M€ par la Délibération tarifaire.

---

(14) 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  $\leq 36$  kVA.



ANNEXE 2  
BILAN DE LA RÉGULATION INCITATIVE  
DE LA QUALITÉ DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNÉE 2018

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis (*)	9 189	0 %	- 240 000 (*)
Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	89,9 %	89 %	+ 315 918
Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre	95,3 %	95,1 %	+ 368 379
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	100 %	98 %	+ 50 000
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	92,1 %	91 %	+ 447 900
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur (*)	103	0 pénalité	- 5 650 (*)
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements			+ 441 329
<i>Consommateurs BT ≤ 36 kVA</i>	91,8 %	89 %	+ 883 357
<i>Consommateurs BT &gt; 36 kVA, collectif BT et HTA</i>	83 %	86 %	- 442 028
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client			- 1 416 715
<i>Consommateurs BT ≤ 36 kVA</i>	82,9 %	85 %	- 539 460
<i>Consommateurs BT &gt; 36 kVA, collectif BT et HTA</i>	82,5 %	88 %	- 877 255
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur	99,7 %	99 %	+ 371 900
Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	0,2 %	0,4 %	+ 171 374
Energie calée et normalisée en Recotemp	4 %	4,57 %	+ 1 425 000
Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis (**)	2,7 %	4 %	N/A
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			
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)			<b>+ 2 175 085</b>

(\*) 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.

Indicateurs sur le périmètre des compteurs communicants	Résultats d'Enedis	Objectif de base	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement	0,8 %	1 % par année	0,8 % par année	+ 500 000
Taux de télé-relevés journaliers réussis	0 mois sous l'objectif	95 % par mois	-	-
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	0 mois sous l'objectif	95 % par mois	-	-
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	5 semaines sous l'objectif	98 % par semaine	-	- 125 000
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0 mois au-dessus de l'objectif	1,5 % par mois	-	-
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	0 mois sous l'objectif	94 % par mois	-	-
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	97,5 %	95 % par année	-	-
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs communicants				<b>+ 375 000</b>

*Nota.* – Un signe positif traduit un bonus versé à Enedis. Un signe négatif correspond à une pénalité.

### ANNEXE 3

#### BILAN DE LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION D'ENEDIS POUR L'ANNÉE 2018

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	63,9 minutes	64 minutes	+ 843 455
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	42,5 minutes	45,4 minutes	+ 16 842 206
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	2,4 coupures	2,52 coupures	+ 499 160
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	2,6 coupures	2,70 coupures	+ 1 702 618
Total des incitations financières			<b>+ 19 887 438</b>

### ANNEXE 4

#### COEFFICIENTS D'ÉVOLUTION ANNUELLE SPÉCIFIQUES $S_i$

Coefficients d'évolution spécifique reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire

Les coefficients d'évolution spécifique  $S_i$  reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire, ainsi que les coefficients de la grille tarifaire (15) auxquels ils s'appliquent sont les suivants :

$$i = 1$$

$$- S_1 = - 0,95 \%$$

– coefficients concernés :

– coefficients  $b_i$  et  $c_i$  en HTA (tableaux 16 à 19) ;

– coefficients relatifs à la composante des alimentations complémentaires et de secours en HTA (tableaux 41 à 43) ;

$$i = 2$$

$$- S_2 = - 0,38 \%$$

– coefficients concernés :

– coefficients  $b_i$  et  $c_i$  en BT > 36 kVA (tableaux 20 à 25) ;

– coefficients relatifs à la composante des alimentations de secours en BT > 36 kVA (tableau 42) ;

$$i = 3$$

$$- S_3 = + 0,35 \%$$

- coefficients concernés :
  - coefficients  $b$  et  $c$  définissant la composante de soutirage de l'option longue utilisation en BT  $\leq 36$  kVA (tableaux 35 et 36) ;

$i = 4$

- $S_i = 0$  %

- coefficients concernés :
  - tous les autres coefficients de la grille tarifaire (tableaux 5, 7, 9, 11 à 15, 26 à 34, 37 à 40 et 44 à 49).

Les coefficients de la grille tarifaire applicable à compter du 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  sont obtenus en multipliant chaque coefficient de la grille tarifaire en vigueur au 31 juillet 2018 par un coefficient d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$ .

Les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$ , pour la catégorie  $i$ , sont calculés comme suit :

$$\prod_{n=2018}^N (1 + Z_{n,i})$$

Les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les pourcentages d'évolution annuelle  $Z_{N,i}$  sont arrondis au centième de pourcent le plus proche ;
- les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  ne sont pas arrondis ;
- après application des coefficients d'évolutions annuelles cumulées, les coefficients des composantes annuelles de gestion et de comptage, ainsi que ceux des parties proportionnelles à la puissance souscrite des composantes annuelles des soutirages, sont arrondis au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- les autres coefficients sont arrondis au centième le plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

---

(15) Les coefficients concernés sont désignés en faisant référence aux numéros des tableaux de la Délibération tarifaire.