

## DÉLIBÉRATION N°2026-18

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation de Eau et Electricité de Wallis et Futuna (EEWF) au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2026 à 2029

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

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). Le nouveau TURPE 7 HTA-BT<sup>1</sup> est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025, de façon synchronisée avec le TURPE 7 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.

Le TURPE HTA-BT, qui s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

L'article L. 121-29 du code de l'énergie dispose ainsi qu'« *il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics mentionnée à l'article L. 121-4.* »

Ce même article dispose également que les GRD qui desservent plus de 100 000 clients et les GRD intervenant dans les zones non interconnectées peuvent « *opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation, établie à partir de l'analyse de leurs comptes et qui tient compte des particularités physiques de leurs réseaux ainsi que de leurs performances d'exploitation.* » Dans ce cas, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) procède à l'analyse de leurs comptes et détermine les montants à percevoir.

Les GRD intervenant en zones non interconnectées (ZNI), Electricité de France Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI), Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) et Gérédis, qui intervient sur une partie du territoire des Deux-Sèvres, ont formalisé leur souhait d'opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de leurs comptes au titre de cette période en transmettant à la CRE au 2<sup>e</sup> trimestre 2025 leur demande exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2026-2029 ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

En ce qui concerne EDM, ELD ayant également opté pour une péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes au titre de 2022-2025, la CRE a décidé d'établir une trajectoire tarifaire pour l'année 2026 uniquement, pour tenir compte du contexte du cyclone Chido intervenu en décembre 2024. Le processus classique de mécanique tarifaire sera repris au cours de l'année 2026.

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

La présente délibération présente le cadre de régulation que la CRE retient pour Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) sur la période 2026-2029, ainsi que les trajectoires retenues par la CRE concernant les niveaux de dotations dont bénéficiera EEWF au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) sur cette même période.

La CRE adopte la présente délibération après consultation des acteurs. La CRE a organisé une consultation publique sur les niveaux de dotation au titre du FPE pour les années 2026 à 2029 du 10 octobre au 23 novembre 2025<sup>2</sup>, à laquelle 13 acteurs de marché ont répondu et dont les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE.

### **Principaux enjeux de la dotation FPE 2026-2029 pour EEWF**

La décision de la CRE pour les dotations FPE devra répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2026-2029), mais aussi préparer les réseaux de distribution d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique et de sa spécificité locale.

La période tarifaire à venir sera marquée par une croissance du nombre de points de livraison (PDL) de 1 % par an en moyenne, une hausse de la consommation de 1,5 % par an en moyenne et de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en lien avec les objectifs de production photovoltaïque de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La dotation FPE doit accompagner cette croissance, tout en incitant l'opérateur à viser un haut degré d'efficacité. En particulier, la période à venir sera marquée par la mise en service des stockages d'électricité par batterie sur les territoires de Wallis et Futuna afin de permettre l'insertion de l'énergie photovoltaïque. Ce projet en particulier implique la mise en place d'un cadre régulatoire *ad hoc* prenant en compte l'incertitude liée à la date de mise en service de ces actifs.

La dotation FPE doit accompagner cette croissance de l'activité, tout en renforçant les incitations de l'opérateur pour viser un haut degré d'efficacité et de qualité de service, au regard des moyens donnés.

### **Niveau prévisionnel des dotations annuelles**

#### **Des charges à couvrir, mais compensées en partie par la hausse du TURPE qui a eu lieu en début 2025**

EEWF a formulé une demande d'évolution du niveau de ses dotations annuelles, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2026-2029.

Les charges totales à couvrir, composées des charges nettes d'exploitation, des charges du système électrique et des charges de capital sont en forte hausse pour tous les opérateurs.

En M€ courants	Réalisé	Demande initiale
	Moy. 22-24	Moy. 26-29
Chiffre d'affaires TURPE	1,29	1,70
Charges nettes d'exploitation	3,8	5,1
Charges du système électrique	0,2	0,2
Charges de capital normatives	0,9	2
<b>Total charges</b>	<b>4,8</b>	<b>7,3</b>
<i>Evolution</i>		51 %

<sup>2</sup> [Consultation publique n°2025-11 de la CRE du 10 octobre 2025 relative aux niveaux de dotation d'EDF SEI, Gérédis et EEWF au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2026 à 2029, au niveau de dotation d'EDM pour 2026, au cadre de régulation associé et à la modification du TURPE 7](#)

**Une augmentation des besoins de charges nettes d'exploitation**

EEWF prévoit une croissance de son besoin de charges nettes d'exploitation en lien avec sa hausse d'activité. En effet, EEWF a demandé 5,1 M€/an soit une hausse de 35 % (1,3 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, liée notamment à l'exploitation des actifs de stockage.

**Une forte hausse des charges de capital**

L'opérateur prévoit une augmentation significative de ses investissements dans un contexte de transformation et modernisation de son réseau. En effet, EEWF a demandé 2,0 M€/an soit une hausse de 129 % (1,1 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée, d'une part, par de nouveaux investissements dans des actifs de stockage et, d'autre part, par le projet de compteurs communicants et enfin l'application des paramètres de rémunération du TURPE 7 HTA-BT.

**Une hausse des charges de système électrique**

La période 2022-2025 a connu une forte hausse des prix de l'électricité qui s'est répercutee sur le prix d'achat des pertes des opérateurs. Le retour progressif à un niveau d'avant crise assure une baisse prévisible du coût d'achat des pertes pour l'opérateur de 7 % en moyenne entre 2022-2024 et 2026-2029.

Toutefois, EEWF demande la couverture des achats services systèmes pour 25 k€ ainsi que l'utilisation par EEWF d'un taux de pertes plus important que le taux de perte des deux dernières années, portant sa demande à 227 k€/an en moyenne sur la période future soit 12 % (24 k€/an) de plus que la période 2022-2024.

Pour EEWF, la baisse des prix est compensée, d'une part, par la hausse du volume des pertes lié à la croissance forte de la consommation et, d'autre part, par l'introduction de charges de services système.

**La hausse des recettes tarifaires liées à l'application des évolutions du TURPE et à la croissance de la consommation**

L'évolution du niveau de dotation versée à EEWF et couverte par le TURPE dépend non seulement du niveau des charges à couvrir, mais également de l'évolution du niveau du TURPE national, des soutirages, du nombre de consommateurs et des puissances souscrites, sur la base desquels sont calculées les recettes tarifaires prévisionnelles.

Sur la période 2026-2029, EEWF prévoit des hausses des soutirages prévisionnels et des recettes tarifaires tirées par la hausse du TURPE, du nombre de raccordements et la croissance globale du parc.

La hausse du TURPE 7 décidée en début d'année 2025 a ainsi un fort impact sur les recettes tarifaires, qui augmentent de 32 % et jouent ainsi à la baisse sur la dotation prévisionnelle.

**La CRE ajuste la demande d'EEWF**

La CRE décide d'une hausse des charges à couvrir moins forte que celle demandée par le gestionnaire de réseaux :

- pour les charges d'exploitation hors système électrique, la CRE retient la proposition de l'auditeur consistant en une trajectoire proche du réalisé revu de l'inflation, compte tenu du niveau insuffisant de justification apportée par l'opérateur. Par ailleurs, la CRE apporte des ajustements complémentaires concernant la trajectoire de charges d'exploitation en lien avec les nouveaux systèmes de stockage par batterie. La CRE retient une trajectoire de charges nettes d'exploitation à 4,4 M€/an, soit en augmentation de 17 % par rapport aux charges nettes d'exploitation moyennes réalisées sur la période 2022-2024 ;
- pour les charges d'exploitation relatives au système électrique, la CRE retient la demande de couverture de EEWF à l'exception du taux de pertes qui est revu à la baisse pour tenir compte des taux observés passés, portant ainsi la trajectoire 2026-2029 à 213 k€, soit une augmentation de 5 % par rapport à la période 2022-2024 ;

- pour la rémunération du capital, la CRE décide de retenir les mêmes paramètres de rémunération que ceux fixés dans le TURPE 7 pour Enedis pour les actifs relevant de la HTA-BT (marge sur actif de 2,5 %, rémunération des capitaux propres de 2,9 % et rémunération des emprunts à 2,1 %) ;
- la CRE retient la trajectoire d'investissement proposée par l'opérateur, à l'exception des investissements liés au déploiement de compteurs communicants. La CRE retient une trajectoire moyenne de 1,8 M€/an, soit une hausse de 109 % par rapport à la période moyenne 2022-2024 ;
- enfin, la CRE retient les prévisions d'évolution du nombre de clients (+1,0 %/an) et de volumes acheminés (+1,5 %/an) proposées par EEWF.

#### Dotations prévisionnelles et total des charges à couvrir

Les dotations annuelles de l'opérateur au titre du FPE sont calculées en comparant, pour chaque année de la période 2026-2029, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE 7 perçues par l'opérateur avec le niveau des charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace. Les montants demandés par EEWF et retenus par la CRE sont synthétisés dans le tableau suivant :

	Réalisé	Demande initiale	Trajectoire retenue par la CRE
	Moy. 22-24	Moy. 26-29	Moy. 26-29
<b>En M€ courants</b>			
Chiffre d'affaires TURPE	1,29	1,70	1,70
Charges nettes d'exploitation	3,8	5,1	4,4
Charges du système électrique	0,2	0,2	0,2
Charges de capital normatives	0,9	2	1,8
<b>Total charges</b>	<b>4,8</b>	<b>7,3</b>	<b>6,4</b>
<i>Evolution</i>		51 %	31 %
<b>Niveau de dotation prévisionnelle</b>	<b>3,6*</b>	<b>5,6</b>	<b>4,7</b>
<i>Evolution</i>		55 %	31 %

\*résultat du calcul de l'évolution annuelle comprenant les résultats des incitations

#### **Cadre de régulation**

La CRE décide de retenir un cadre de régulation dans la continuité de la période passée pour EEWF. Toutefois, compte tenu des investissements importants dans les stockages d'électricité, la nécessité de les mettre en œuvre pour atteindre les objectifs de la PPE ainsi que les incertitudes entourant les montants de charges et la date de mise en service, la CRE introduit les régulations incitatives suivantes :

- une régulation incitative des projets prioritaires, afin d'inciter EEWF à la mise en service des actifs de stockage d'électricité dans le délai fixé ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation liées aux actifs de stockage afin de conditionner l'intégration des coûts associés à la mise en service effective de ces actifs.

## Sommaire

<b>1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration.....</b>	<b>7</b>
1.1. Compétences de la CRE.....	7
1.2. Processus d'élaboration.....	7
<b>2. Cadre de régulation tarifaire .....</b>	<b>8</b>
2.1. Grands principes tarifaires.....	8
2.1.1. Durée de la période de dotation.....	8
2.1.2. Détermination du niveau de dotation prévisionnel .....	8
2.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts .....	12
2.2.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation .....	12
2.2.2. Couverture au CRCP de certains postes .....	13
2.3. Régulation incitative des raccordements au réseau.....	16
2.4. Régulation incitative de la qualité de service .....	17
2.5. Régulation incitative de la qualité d'alimentation .....	17
2.6. Régulation incitative des projets prioritaires .....	17
<b>3. Niveau de dotation.....</b>	<b>19</b>
3.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique).....	19
3.1.1. Demande de l'opérateur .....	19
3.1.2. Trajectoire retenue par la CRE .....	20
3.2. Charges du système électrique .....	21
3.2.1. Demande de l'opérateur .....	21
3.2.2. Trajectoires retenues par la CRE .....	21
3.3. Paramètres de rémunération.....	22
3.3.1. Demande de EEWF .....	22
3.3.2. Analyse de la CRE.....	22
3.4. Investissements et charges de capital normatives .....	24
3.4.1. Trajectoire des dépenses d'investissements .....	24
3.4.2. Immobilisations en cours .....	25
3.4.3. Trajectoire des charges de capital.....	25
3.5. Charges à couvrir prévisionnelles.....	26
3.5.1. Demande de l'opérateur .....	26
3.5.2. Synthèse des trajectoires retenues par la CRE .....	26
3.6. Hypothèses d'évolution du nombre de clients et des volumes acheminés .....	26

<b>3.7. Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2026-2029 .....</b>	<b>27</b>
<b>Décision de la CRE .....</b>	<b>28</b>
<b>Annexe 1 : Référence pour le calcul du CRCP.....</b>	<b>29</b>
<b>Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service.....</b>	<b>34</b>
<b>Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation.....</b>	<b>36</b>

## 1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration

### 1.1. Compétences de la CRE

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie définissent les compétences de la CRE en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. A ce titre, l'article L. 341-3 dispose que « *[[]es méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie* ».

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* ».

Par ailleurs, l'article L. 341-3 du même code dispose que la CRE « *peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité* ». En outre, cet article dispose également que la CRE « *prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative [...] Elle procède, selon les modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ».

De même, l'article L. 341-4 du même code dispose que « *[[]a structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écartez pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre* ».

Enfin, l'article L. 121-29 du code de l'énergie dispose qu'« *il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics mentionnée à l'article L. 121-4.* » et que les GRD d'électricité qui desservent plus de 100 000 clients et les GRD intervenant dans les zones non interconnectées peuvent « *opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation, établie à partir de l'analyse de leurs comptes et qui tient compte des particularités physiques de leurs réseaux ainsi que de leurs performances d'exploitation.* » Dans ce cas, la CRE procède à l'analyse de leurs comptes et détermine les montants à percevoir.

EEWF est un opérateur intégré en ZNI qui produit, distribue et commercialise l'électricité sur les territoires de Wallis et Futuna. EEWF gère 263 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 4 100 consommateurs. En 2024, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EEWF s'élevait à 28 GWh.

### 1.2. Processus d'élaboration

La CRE a consulté les acteurs dans sa consultation publique qui s'est déroulée du 10 octobre 2025<sup>3</sup> au 23 novembre 2025 et qui a recueilli 13 réponses. Les réponses à cette consultation sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Aucun acteur ne s'est prononcé concernant spécifiquement EEWF dans les retours à la consultation publique.

---

<sup>3</sup> [Consultation publique n°2025-11 de la CRE du 10 octobre 2025 relative aux niveaux de dotation d'EDF SEI, Gérédis et EEWF au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2026 à 2029, au niveau de dotation d'EDM pour 2026, au cadre de régulation associé et à la modification du TURPE 7](#)

La CRE est attachée à assurer la transparence des travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet le rapport d'audit de la demande de EEWF relative à ses charges d'exploitation pour la période 2026-2029, le cas échéant dans leur version non confidentielle.

Les parties suivantes détaillent le cadre et le niveau retenus pour EEWF.

## 2. Cadre de régulation tarifaire

### 2.1. Grands principes tarifaires

#### 2.1.1. Durée de la période de dotation

L'article R. 121-60 du code de l'énergie prévoit que les GRD qui optent pour une péréquation à partir de l'analyse de leurs comptes présentent à la CRE une demande qui concerne « *la période allant jusqu'à la fin de l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité en cours* ». Le TURPE 7 HTA-BT étant entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025 pour une période d'environ 4 ans, la présente délibération concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour EEWF au titre des années 2026 à 2029.

Toutefois, dans la mesure où la CRE met en place un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), pour EEWF (cf. 2.1.2.4), la définition des montants définitifs de dotation au titre des années 2026, 2027, 2028 et 2029 nécessitera la prise en compte, en année N, du solde du CRCP de l'année N-1.

Par ailleurs, la présente délibération prévoit une clause de rendez-vous, activable par EEWF au bout de deux ans. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire de dotation pour les deux dernières années de la période de dotation (2028 et 2029) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du niveau de dotation se trouve modifié d'au moins 1 %.

#### 2.1.2. Détermination du niveau de dotation prévisionnel

La CRE conserve le mode de détermination actuellement en vigueur du niveau de dotation prévisionnel.

Ainsi, les niveaux de dotation sont déterminés par la CRE en comparant, pour chaque année de la période 2026-2029, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE perçues par EEWF avec le niveau de charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseaux efficace.

Cela se traduit par le calcul, pour chaque année N, de l'écart entre :

- d'une part, les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N, diminuées du niveau des charges de capital prévisionnelles cette même année. Ce montant correspond au niveau prévisionnel de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes du TURPE ;
- d'autre part, le niveau prévisionnel des charges d'exploitation correspondant à celles d'un GRD efficace au titre de l'année N.

Cet écart est calculé selon la formule suivante :

$$\text{Dotation ou contribution.}_N = \text{Recettes acheminement prév.}_N - \text{CCNprév.}_N - \text{CNEprév.}_N$$

Avec (cf. détails aux 2.1.2.1 à 2.1.2.3 de la présente délibération) :

- *Recettes acheminement prév.ₙ* : recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N ;
- *CCNprév.ₙ* : charges de capital prévisionnelles en année N ;

- $CNE_{\text{prev.} N}$  : charges nettes d'exploitation prévisionnelles en année N.

Un écart négatif détermine le niveau de dotation qui est dû au GRD au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité. Au contraire, un écart positif fixe le montant de contribution dont le GRD est redevable au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité.

Ce calcul est effectué à partir des données communiquées par EEWF, après prise en compte des ajustements identifiés par la CRE sur les trajectoires prévisionnelles de coûts.

### **2.1.2.1. Recettes d'acheminement**

L'ensemble des consommateurs d'électricité du territoire français se voit appliquer les grilles tarifaires telles que fixées dans le TURPE HTA-BT qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025.

Par conséquent, les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE sur la période 2026-2029 sont calculées par EEWF à partir :

- de la grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> août 2025 et des prévisions d'évolution de cette grille sur la période 2026-2029 ;
- des hypothèses d'évolution du nombre de consommateurs raccordés, des puissances souscrites et des volumes d'énergie soutirée.

### **2.1.2.2. Charges nettes d'exploitation**

Les charges nettes d'exploitation de EEWF sont constituées des charges liées au système électrique (CSE) et des charges nettes d'exploitation (CNE) hors système électrique.

Les charges liées au système électrique de EEWF se composent de charges liées à l'achat des pertes et à l'achat des services systèmes.

Les CNE hors système électrique comprennent les charges brutes d'exploitation (principalement composées de dépenses de personnel, des achats externes, des impôts et taxes) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des contributions reçues au titre du raccordement et des recettes liées aux prestations annexes).

### **2.1.2.3. Charges de capital normatives**

#### **2.1.2.3.1. Principes généraux**

Les charges de capital normatives (CCN) sont composées de deux éléments :

- l'amortissement et la rémunération des actifs régulés : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs) relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB ainsi qu'aux postes sources en HTA, conformément aux modalités décrites au paragraphe 2.1.2.3.4.

S'agissant des modalités de calcul de l'amortissement et de la rémunération des actifs régulés, la CRE a établi, depuis la décision sur les niveaux de dotation au titre du 2020-2021 une méthode de calcul des charges de capital normatives s'appuyant sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) semblable à la méthode appliquée dans le TURPE 7 HTA-BT, qu'elle adapte pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession, les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages concédés ainsi que les subventions d'investissement. La CRE a indiqué dans sa consultation publique du 10 octobre 2025 envisager reconduire cette méthode pour la période FPE 2026-2029. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. La CRE maintient donc les modalités de calcul de l'amortissement et de la rémunération des actifs régulés inchangées pour la période FPE 2026-2029 d'EEWF. Ces dernières correspondent à la somme :

- pour l'ensemble de la base des actifs régulés (BAR) :
  - des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
  - d'une « marge sur actif », procurant au gestionnaire de réseau une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé à ses risques et périls, y compris en ce qui concerne les ouvrages remis par le concédant ;
- pour les « capitaux propres régulés » (CPR), correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité de distribution d'électricité, d'une rémunération additionnelle à la moyenne du taux sans risque (avant impôts) ;
- pour les éventuels emprunts financiers, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (après impôt).

#### **2.1.2.3.2. Modalités de calcul de la BAR et des CPR**

La BAR est définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier de l'année (hors immobilisations financières et immobilisations en cours). La BAR progresse ainsi principalement au rythme des investissements mis en service (y compris remises gratuites d'ouvrages) diminués des sorties d'actifs et des amortissements industriels.

Les CPR sont définis comme la différence au 1<sup>er</sup> janvier entre la BAR et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement des subventions d'investissement reçues et, le cas échéant, des emprunts financiers imputés aux actifs à la valeur nette comptable au 1<sup>er</sup> janvier de l'année des actifs mis en service. Les CPR progressent ainsi principalement au rythme des investissements mis en service hors remises d'ouvrages, diminués des sorties d'actif du domaine propre, des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement couvertes par le tarif, des subventions d'investissement reçues dans l'année et, le cas échéant, des nouveaux emprunts financiers imputés aux actifs.

#### **2.1.2.3.3. Paramètres de rémunération**

En cohérence avec les paramètres de rémunération appliqués à Enedis dans le TURPE 5 et TURPE 6 HTA-BT, le taux de rémunération supplémentaire pour les CPR, ainsi que le taux de rémunération des emprunts financiers étaient calculés sur la base de la moyenne du taux sans risque observée sur les dix dernières années pour le FPE 2020-21 et FPE 2022-2025.

Dans ses délibérations pour les TURPE 7 HTA-BT et HTB, la CRE a fait évoluer la méthode de rémunération pour refléter davantage les conditions de marché actuelles, à l'instar de la décision qu'elle a prise concernant les tarifs d'utilisation des infrastructures de transport, distribution et stockage de gaz (ATRT 8, ATRD 7 et ATS 3).

Ainsi, pour transposer les évolutions du cadre de régulation de ces décisions TURPE 7, après consultation et les avis favorables reçus, la CRE décide d'introduire une distinction entre, d'une part, un taux sans risque de long terme, dont les modalités resteraient inchangées (à savoir un taux calculé sur des moyennes des dix dernières années) et, d'autre part, un taux sans risque de court terme qui serait fondé sur des données de plus court terme. Le taux sans risque utilisé dans le calcul du taux de rémunération des CPR correspondra donc à la moyenne de ces deux taux avec une pondération identique à celle appliquée à Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT.

#### **2.1.2.3.4. Modalités de rémunération des IEC**

Au cours des périodes précédentes, les immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissement engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) d'EEWF relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB avaient la possibilité d'être rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire. En revanche, le cadre ne prévoyait pas de rémunération des IEC dans le domaine de tension HTA-BT, hors postes source.

Pour la période 2026-2029, la CRE reconduit ce dispositif, c'est-à-dire la rémunération des IEC cycle long au coût supplémentaire des emprunts financiers (qui correspond à la meilleure approximation du coût de la dette), tel que prévu au paragraphe 3.3.2. Le détail des immobilisations en cours concernées par ce mécanisme figure au paragraphe 3.4.2.

#### **2.1.2.3.5. Traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués, cessions d'actifs)**

##### Traitement des coûts échoués

Dans sa délibération n°2022-77<sup>4</sup>, la CRE a retenu, pour la période FPE 2022-2025, un traitement des coûts échoués de EEWF en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB.

Le traitement des coûts échoués retenu par la CRE pour la période FPE 2022-2025 était le suivant :

- les coûts récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle (voir partie 2.2.2) ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs. Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

La CRE reconduit ce cadre pour la période 2026-2029, pour EEWF, en cohérence avec le maintien du cadre incitatif prévu par le TURPE 7.

##### Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value parfois importante.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE a retenu, pour la période de dotation FPE 2022-2025 de EEWF, le traitement des cessions d'actifs immobiliers ou de terrains suivant :

<sup>4</sup> [Délibération n°2022-77 de la CRE du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'Eau Electricité de Wallis et Futuna \(EEWF\) au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour le GRD à maximiser ce gain. Celui-ci conserve 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par le GRD.

La CRE reconduit ce cadre pour la période 2026-2029, pour EEWF, en cohérence avec le maintien du cadre incitatif dans le tarif TURPE 7.

#### **2.1.2.4. Fonctionnement du CRCP et niveau de dotation définitif**

Le niveau de dotation au titre du FPE est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de EEWF. Le CRCP a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis. Ainsi, ce mécanisme permet de prémunir EEWF de certains risques liés aux écarts, sur des postes de charges et de recettes bien identifiés, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour la détermination des niveaux de dotation. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières (bonus ou pénalités) résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP d'une année N est calculé au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1, et est apuré dans le cadre de la dotation définitive au titre de l'année N+1.

Dès lors, chaque année de la période 2027-2029, la CRE publiera avant le 31 juillet une délibération qui définira le niveau de dotation définitif pour l'année N. Ce niveau de dotation définitif sera égal à la somme du niveau prévisionnel de la dotation au titre de l'année N et du solde du CRCP de l'année N-1.

Par ailleurs, avant le 31 juillet 2026, la CRE calculera la dotation définitive au titre de l'année 2026 incluant le calcul du CRCP de l'année 2025 en cohérence avec les cadres fixés pour la période 2022-2025 pour EEWF.

## **2.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts**

### **2.2.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation**

Les dotations FPE sont calculées à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne se résume pas à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs (cf. 2.2.1.1).

### **2.2.1.1. Principes de couverture au CRCP des charges nettes d'exploitation**

Le cadre de régulation tarifaire en vigueur différencie trois catégories de charges nettes d'exploitation qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

- les charges nettes d'exploitation incitées : l'opérateur est incité à la maîtrise de ses charges d'exploitation et conserve la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies par la CRE. La majorité des charges d'exploitation de l'opérateur font partie de cette catégorie (achats hors couverture des pertes d'énergie, charges de personnel, prestations externes, etc.) ;
- les charges nettes d'exploitation partiellement incitées : certains postes de charges dépendant de facteurs en partie maîtrisables par l'opérateur (notamment les charges d'énergie) sont inscrits en partie au CRCP. Le taux de partage des gains ou des pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle fixée par la CRE s'établit le plus souvent à 20 % (l'opérateur garde 20 % de l'écart à sa charge et le reste est pris en compte au CRCP) ;
- les charges nettes d'exploitation non incitées : pour des postes de charges et de recettes peu prévisibles et peu maîtrisables par l'opérateur, les écarts entre le réalisé et le prévisionnel sont intégralement pris en compte au CRCP.

Les niveaux d'incitation des postes de charges incitées ou partiellement incitées envisagés par la CRE sont détaillés dans la partie 2 de la présente délibération.

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation vise à inciter l'opérateur à battre la trajectoire fixée, en leur laissant conserver le gain réalisé par rapport à cette dernière.

Il n'est pas problématique que l'opérateur batte la trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation est justement d'obtenir des gains de performance opérationnelle dans la durée dans l'intérêt des consommateurs finals. Néanmoins, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif des performances atteintes par l'opérateur sur les périodes précédentes. De manière générale, la CRE décide, pour la période de dotation FPE 2026-2029 de EEWF, de modifier le périmètre des postes de charges et de recettes du CRCP en cohérence avec le périmètre d'incitation appliqué à Enedis sur la période du TURPE 7.

### **2.2.2. Couverture au CRCP de certains postes**

Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels de certains postes préalablement identifiés. Il s'agit des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de faire évoluer les postes couverts par le CRCP d'EEWF afin d'inclure :

- le versement d'un bonus/malus associé à la régulation incitative liée aux projets prioritaires de stockage de Wallis et Futuna (cf. partie 2.6) ;
- la régularisation des charges liées aux systèmes de stockage de Wallis & Futuna (cf. partie 2.2.2.2).

La CRE retient ces orientations dans la présente décision.

Les postes concernés pour la période tarifaire 2026-2029 sont listés ci-après.

#### **Postes couverts en totalité au CRCP**

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP.

Les charges couvertes en totalité (prises en compte à 100 %) au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital supportées par les opérateurs ;

- les charges liées au système électrique, prises en compte à 100 % ;
- les charges relatives aux impayés des clients finals correspondant au TURPE ;
- les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018<sup>5</sup> ;
- les postes de recettes et assimilés :
  - les recettes tarifaires des opérateurs ;
  - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes.

**Postes couverts en partie au CRCP**

- les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques dépassant une trajectoire de référence (cf. partie 2.2.2.1) ;
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains, prises en compte à 80 % (cela signifie que les opérateurs auront une incitation sur ce poste à hauteur de 20 %) (cf. partie 2.1.2.3.5) ;
- les coûts échoués, au cas par cas (cf. partie 2.1.2.3.5) ;
- la régularisation des charges liées à l'exploitation des systèmes de stockage par batterie (cf. partie 2.2.2.2).

Par ailleurs, le CRCP est utilisé pour gérer les bonus et malus générés par les incitations portant sur les projets prioritaires (cf. partie 2.6).

**2.2.2.1. Prise en compte des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques**

Le cadre en vigueur durant la période 2022-2025 relatif à la prise en compte des charges d'exploitation liées aux aléas climatiques prévoyait une couverture forfaitaire annuelle *ex ante* basée sur l'historique des charges constatées, ainsi qu'une couverture au CRCP des montants dépassant un certain seuil. L'opérateur supportait un risque financier égal à la différence entre le seuil de couverture au CRCP et le niveau de couverture forfaitaire :

**Tableau 1 : Cadre de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques**

M€	EEWF
Couverture forfaitaire	0,150
Exposition financière	0,025
Seuil de couverture au CRCP	> 0,175

EEWF n'a pas identifié de charge pour la période 2022-2024 et a donc conservé l'intégralité des couvertures forfaitaires.

La CRE fixe la couverture forfaitaire à 0 k€ pour la période 2022-2029, en cohérence avec la moyenne historique constatée, ainsi qu'une couverture au CRCP pour les montants supérieurs à 25 k€ afin de conserver le niveau d'exposition de l'opérateur.

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

**Tableau 2 : Cadre retenu par la CRE pour la couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques**

M€	EEWF
Couverture forfaitaire	0
Exposition financière	0,025
Seuil de couverture au CRCP	> 0,025

#### 2.2.2.1.1. Evolution du périmètre des charges prises en compte

Sur la base du retour d'expérience des événements climatiques survenus ces dernières années en ZNI, la CRE a constaté que les opérateurs ont comptabilisé, au titre du poste au CRCP de charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, des frais annexes ne correspondant pas strictement à des coûts de remise en état de leur réseau.

La CRE a proposé, au stade de la consultation publique, de préciser le périmètre de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques par le poste dédié au CRCP afin que seules les charges directement corrélées à l'activité de remise en état du réseau puissent faire l'objet d'une couverture. Le futur périmètre de couverture exclurait donc les frais annexes ne correspondant pas directement aux coûts de remise en état de leur réseau.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés favorables aux orientations de la CRE.

#### *Analyse de la CRE*

La CRE rappelle que ce poste a vocation à intégrer seulement des charges relevant directement de la remise en état du réseau. En conséquence, elle décide de restreindre le périmètre de couverture aux charges résultant notamment des prestations diverses (travaux, dépannage, intervention, sécurisation, réparation, etc.), de la fourniture d'équipements de réseau ou de la location de véhicules nécessaires pour les interventions sur le réseau électrique.

S'agissant des charges de personnel, elle considère que seules des charges variables de personnel (primes et astreintes) correspondant aux phases de remise en état et n'étant pas déjà couvertes par la trajectoire de charges d'exploitation des opérateurs pourront intégrer ce poste, afin d'éviter une double couverture par le tarif de réseau.

La CRE rappelle que l'exclusion de certaines charges du périmètre de couverture du fonds de péréquation n'empêcherait pas l'opérateur d'engager ces dépenses, celles-ci seraient seulement engagées au sein de la trajectoire globale incitée.

#### **2.2.2.2. Régulation incitative des charges d'exploitation liées aux systèmes de stockage par batterie de EEWF**

Comme précisé en partie 3.1.2, la CRE retient une trajectoire de charges d'exploitation liées aux systèmes de stockage par batterie de Wallis et Futuna. Cependant, compte tenu de l'incertitude liée à la date de mise en service de ces deux actifs, la CRE met en place un cadre de régulation incitative permettant d'allouer ces charges sous réserve de la mise en service effective des actifs.

La CRE retient le mécanisme suivant :

- les montants sont alloués à EEWF sur la base de la trajectoire retenue dans la présente délibération, et sur la base du calendrier prévisionnel de mise en service des projets (janvier 2026 et janvier 2027 pour les systèmes de stockage respectifs de Wallis et Futuna) ;

- en cas de retard dans la mise en service, les montants sont restitués aux utilisateurs des réseaux, via le CRCP, selon les modalités suivantes :
  - l'opérateur restitue l'intégralité des charges annuelles liées à un actif (le cas échéant deux actifs) de stockage si celui-ci n'est pas mis en service sur l'année mentionnée *supra* ;
  - l'opérateur restitue partiellement les charges liées à un actif (le cas échéant deux actifs) de stockage si celui-ci est mis en service sur l'année mentionnée *supra*, mais à une date ultérieure, au *prorata temporis*.

La CRE affecte les charges aux différents actifs au *prorata* des charges d'investissement des systèmes de stockage définies en partie 2.6, soit :

**Tableau 3 : Références des charges d'exploitation des actifs de stockage de Wallis et Futuna**

<b>Achats services externes - Stockage (k€) (hors charges de personnel)</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
<b>Demande révisée</b>	218	222	227	231
<b>dont Wallis</b>	166	169	173	176
<b>dont Futuna</b>	52	53	54	55

### **2.3. Régulation incitative des raccordements au réseau**

La CRE a introduit un suivi sans incitation des délais de raccordement par segment durant la période 2022-2025.

**Tableau 4 : Liste des indicateurs suivis sans incitation pour la régulation incitative des raccordements**

<b>Indicateurs suivis sans incitation</b>	
<b>Délai moyen de raccordement (jours)</b>	
	<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>
	<i>Consommateurs BT &gt; 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuel et collectif avec aménagement réseau</i>
	<i>Producteurs BT &gt; 36 kVA et HTA</i>

La CRE reconduit ce cadre pour la période 2026-2029.

## 2.4. Régulation incitative de la qualité de service

Dans sa délibération du 10 mars 2022 relative au niveau de dotation prévisionnelle de EEWF pour la période 2022-2025, la CRE avait indiqué qu'il était prématuré d'inciter les indicateurs de qualité de service de EEWF. Pour la période 2026-2029, la CRE maintient le suivi sans incitation des indicateurs de qualité de service de EEWF afin de maintenir un cadre de régulation adapté à la taille et aux enjeux de l'opérateur. Les indicateurs suivis sans incitations sont listés ci-dessous :

**Tableau 5 : Indicateurs suivis de la qualité de service**

Indicateurs suivis de la qualité de service	
Nombre de rdv planifiés non respectés ayant donné lieu au versement d'une pénalité	Suivi (versement direct au client)
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Suivi
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Suivi
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Suivi

## 2.5. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

EEWF suivait sans incitation financière, en période 2022-2025, les indicateurs de qualité d'alimentation suivants :

- durée moyenne de coupure en BT (critère B) ;
- durée moyenne de coupure en HTA (critère M) ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (critère HTA).

EEWF met en œuvre un système de stockage afin de favoriser l'insertion des EnR, notamment l'électricité photovoltaïque. En outre, les systèmes de stockage aideront à maintenir la stabilité du réseau. En conséquence, la CRE estime qu'il est prématuré d'inciter des indicateurs de qualité d'alimentation de EEWF et reconduit ce cadre.

## 2.6. Régulation incitative des projets prioritaires

Lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques<sup>6</sup>, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux gestionnaires de réseaux pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des actions requises par les textes législatifs et réglementaires ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants. La CRE considère que la mise en œuvre de certaines de ces actions dans les délais impartis est essentielle dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

<sup>6</sup> [Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent, décembre 2023](#)

[Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents, mai 2022](#)

[Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique, décembre 2023](#)

La CRE a mis en place dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par Enedis d'actions identifiées comme « prioritaires », qui repose sur une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif, un délai d'exécution associé à chacune de ces actions et le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis.

Par souci de cohérence avec les dispositions retenues pour les autres gestionnaires de réseaux (à l'exception de EEWF), la CRE a décidé de mettre en place ce même mécanisme pour EDF SEI et Gérédis sur la période 2022-2025.

Néanmoins, aucune action n'a été intégrée lors de la mise en place de ce mécanisme pour la période passée.

Considérant que ce mécanisme est de nature à renforcer le respect des délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certains projets jugés prioritaires, la CRE étend ce dispositif à EEWF.

La CRE identifie une action prioritaire pour EEWF.

Des actions supplémentaires pourront être intégrées au mécanisme en cours de période tarifaire.

#### **Projet prioritaire retenu**

Compte tenu de l'ampleur des projets de stockage d'électricité par batteries sur les territoires de Wallis et Futuna, de son enjeu pour l'atteinte des objectifs de la PPE et des charges engagées, la CRE décide d'introduire un projet prioritaire concernant le respect de la date de mise en service de ces batteries.

Pour ce faire, la CRE retient les dates suivantes, indiquées par EEWF durant les échanges liés aux travaux tarifaires, comme références :

- janvier 2026 pour la batterie de Wallis ;
- janvier 2027 pour la batterie de Futuna.

La régulation incitative permet de déclencher un bonus en cas de mise en service du système à une date antérieure à la date cible (valable uniquement pour Futuna puisque la date de mise en service prévisionnelle est en janvier 2026 pour Wallis). *A contrario*, une pénalité est envisagée en cas de mise en service du système à une date ultérieure à la date cible.

Les montants d'incitations sont les suivants :

**Tableau 6 : Niveau d'incitation envisagé pour les projets prioritaires d'EEWF**

Incitations (% du coût estimé du projet)	Bonus	Malus
Durée comprise entre 1 et 12 mois	0,08 %	0,08 %
Durée supérieure à 13 mois	Non applicable	0,16 %

Les montants d'investissements estimatifs retenus pour les systèmes de stockage par batterie de Wallis et Futuna sont :

**Tableau 7 : Montant prévisionnel d'investissement et capacité des projets de stockage d'EEWF**

	Capex (M€)	Capacité
Wallis	6,20	10 MW – 10 MWh
Futuna	1,95	2 MW – 2 MWh

La CRE effectuera le calcul de cette régulation incitative annuellement lors de l'exercice de calcul du CRCP et de la dotation annuelle de l'opérateur.

### 3. Niveau de dotation

Le revenu autorisé de l'opérateur est la somme des éléments suivants, présentés dans chacune des sous-parties de la délibération relatives au niveau tarifaire :

- des charges d'exploitation nettes, qui comprennent les charges d'exploitation brutes (charges de personnel, achats, etc.) minorées des recettes extratarifaires et de la production immobilisée (cf. partie 3.1) ;
- les charges liées au système électrique, qui recouvrent le coût d'achat des pertes. Ces charges sont quasi-intégralement couvertes au CRCP (cf. partie 3.2) ;
- les charges de capital normatives, résultant des paramètres de rémunération retenus (cf. partie 3.3) et de la trajectoire d'investissements des opérateurs (cf. partie 3.4.1).

#### 3.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique)

Les charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) recouvrent la somme :

- des charges brutes, qui comprennent notamment les charges de personnel, les charges générales, les impôts et taxes, les dépenses liées au recours à des prestataires externes, etc. ;
- des recettes extratarifaires, principalement composées des contributions de raccordement et des recettes de prestations annexes : ces recettes viennent donc baisser les charges des opérateurs ;
- de la production immobilisée, c'est-à-dire l'immobilisation par les opérateurs de la main-d'œuvre allouée à la réalisation d'investissement.

##### 3.1.1. Demande de l'opérateur

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par l'opérateur pour la période suivante (hors charges de système électrique, présentées en partie 3.2) sont les suivantes :

**Tableau 8 : Demande de CNE pour la période 2026-2029 (en M€ courants)**

En M€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
EEWF	Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	4,2	4,8	5,1	5,2
	<i>Evolution (%)</i>		15,2 %	5,2 %	1,8 %

EEWF a présenté une demande de 5,1 M€/an en moyenne, avec des CNE hors charges liées au système électrique, soit une hausse de +15 % en 2026 par rapport à 2024 suivie d'une évolution de +3 %/an sur la période 2026-2029. Les principaux facteurs d'évolution sont listés ci-dessous en comparant la moyenne des charges prévisionnelles 2026-2029 au dernier réalisé 2024 :

- une hausse des achats et services externes de 633 k€/an principalement associée à la mise en service et l'exploitation des nouveaux actifs de stockage ;
- une hausse des charges de personnel de 420 k€/an principalement associée à l'arrivée des actifs de stockage ;
- une hausse de la production immobilisée de -290 k€/an liée aux actifs de stockage ;

- enfin l'évolution d'autres charges pour +130 k€/an.

### 3.1.2. Trajectoire retenue par la CRE

#### Approche d'analyse retenue

La CRE a sollicité le cabinet AEC pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation de EEWF. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2025.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits de EEWF constatés lors de la période 2018-2021. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par EEWF pour la période tarifaire à venir (période 2026-2029). Plus précisément, cet audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2022-2024) et prévisionnelles (2026-2029) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD7.

La CRE a présenté dans sa consultation publique une trajectoire ajustée

Ces trajectoires s'appuyaient sur les hypothèses d'inflation suivantes :

	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Hypothèse consultation publique</b>	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

#### Analyse de la CRE

La CRE considère que les trajectoires proposées en consultation publique sont cohérentes avec la situation de l'opérateur et son activité. En outre, EEWF n'a pas apporté d'élément nouveau concernant les ajustements apportés par l'auditeur.

#### Hypothèses d'indexation

Les postes de charges et de produits évoluent du fait de différents effets prix, détaillés par la suite, notamment de l'inflation. La trajectoire présentée en consultation reposait sur les hypothèses existant à date.

En décembre 2025, la CRE a mis à jour ces hypothèses d'inflation pour prendre en compte le projet de loi de finances pour 2026, ainsi que les hypothèses d'inflation du FMI d'octobre 2025. Le revenu autorisé de EEWF ainsi que les valeurs de référence retenues pour la détermination de la dotation définitive sont exprimés avec l'inflation mise à jour.

**Tableau 9 : Hypothèses d'inflation**

%	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Inflation initiale</i>	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %
<i>Inflation cumulée depuis 2024</i>	101,80 %	103,63 %	105,50 %	107,40 %	109,33 %
<i>Inflation mise à jour</i>	1,10 %	1,30 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %
<i>Inflation cumulée depuis 2024</i>	101,10 %	102,41 %	104,36 %	106,34 %	108,36 %

**Tableau 10 : Trajectoire des CNE hors système électrique (en k€)**

En k€ (courants)	CNE hors CSE	2026	2027	2028	2029
EEWF		4 309	4 370	4 427	4 493

### 3.2. Charges du système électrique

Les charges de système électrique (CSE) sont principalement composées :

- des achats d'énergie pour compenser les pertes ;
- des achats services systèmes.

Ces charges sont intégralement couvertes au CRCP.

#### 3.2.1. Demande de l'opérateur

Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par l'opérateur dans sa demande de dotation pour la période FPE 2026-2029, sont présentées dans le tableau ci-après :

**Tableau 11 : Demande de CNE des opérateurs pour la période 2026-2029**

		2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
EEWF (k€)	Charges de système électrique	253	225,4	224,2	226,1	231,8
	<i>Evolution (%)</i>		-11,1 %	-0,5 %	0,9 %	2,5 %

La demande de l'opérateur conduirait à une variation des charges liées au système électrique sur la période suivante de -28 k€, soit -11,1 % par rapport au réalisé, avec des charges qui augmenteraient légèrement ensuite sur la période FPE 2026-2029 de 0,9 % en moyenne par an.

Les hypothèses expliquant l'augmentation du poste d'achat des pertes sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 12 : Demande de CSE pour la période 2026-2029**

		2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
EEWF	Volume pertes (GWh)	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1
	Taux de pertes (%)	6,6 %	7,0 %	7,0 %	7,0 %	7,0 %
	Prix des pertes en k€	253	201	200	201	207
	Coût unitaire en €/MWh	127,7	96,1	94,7	94,8	96,6

#### 3.2.2. Trajectoires retenues par la CRE

La CRE a proposé, en consultation publique, des ajustements sur le niveau de charges de système électrique de l'opérateur.

Les charges de système électrique de l'opérateur se décomposent en deux postes présents au CRCP, l'un correspondant aux pertes électriques et l'autre aux charges liées aux services systèmes.

Concernant les pertes électriques, la CRE ajuste le taux de pertes pour la période 2026-2029. En effet, la trajectoire prévisionnelle de EEWF fixe un taux de perte à 7,0 % pour la période 2026-2029. Cependant, la période 2022-2024 a démontré une baisse du taux de pertes de 8,0 % en 2022 à 6,5 % et 6,6 % respectivement en 2023 et 2024. En conséquence, la CRE retient un taux de pertes à 6,5 % pour la construction de la trajectoire future. Par ailleurs, la partie 2.2.2.1 de la présente délibération précise que le cadre lié aux charges de système électrique prévoit une couverture au réel des pertes au CRCP.

**Tableau 13 : Charges de système électrique EEWF**

Charges de système électrique	2026	2027	2028	2029
Charges services systèmes retenues par la CRE (k€)	24,5	24,7	24,9	25,1
Taux de pertes retenu par la CRE	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %
Charges relatives aux pertes retenues par la CRE (k€)	186,7	185,4	187,0	192,1
Charges de système électrique retenues par la CRE (k€)	211,2	210,1	211,9	217,2

Par ailleurs, la CRE retient la demande de EEWF concernant les achats services systèmes du fait de la cohérence de la demande et de la méthodologie utilisée.

### 3.3. Paramètres de rémunération

Les principes de calcul des charges de capital de EEWF (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres de rémunération) appliqués pour la période 2022-2025 sont reconduits pour la prochaine période tarifaire (cf. partie 2.1.2.3.3).

Par ailleurs, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du taux de rémunération additionnel des capitaux propres et du taux de rémunération additionnel des emprunts financiers en introduisant une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs, en cohérence notamment avec l'évolution de la méthode de calcul appliquée à Enedis pour la période TURPE 7 (cf. partie 2.1.2.3.3).

#### 3.3.1. Demande de EEWF

La demande de EEWF a été établie sur les bases suivantes :

- une marge sur actif de 2,5 % (nominal, avant impôts) stable par rapport au taux actuel (2,5 %) et égale au taux retenu par Enedis pour la période TURPE 7 ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 2,9 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport au taux actuel (2,3 %), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 5,4 % en hausse par rapport au taux actuel (4,8 %).

#### 3.3.2. Analyse de la CRE

La CRE a examiné les différents paramètres intervenant dans le calcul de la marge sur actif, du taux de rémunération des capitaux propres régulés et du taux de rémunération des emprunts financiers. Dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE a publié un taux de marge sur actif envisagé de 2,5 % (nominal, avant impôts), un taux de rémunération des capitaux propres régulés envisagé de 2,9 % (nominal, avant impôts) et un taux de rémunération des emprunts financiers envisagé de 2,1 % (nominal, avant impôts) comme il est appliqué dans la délibération relative au TURPE 7 HTA-BT.

Parmi les réponses à la consultation publique, un acteur juge que le taux sans risque envisagé par la CRE ne reflète pas la réalité du marché, tandis qu'un autre est favorable à la méthode de rémunération envisagée.

Parmi les contributeurs à la consultation publique, certains estiment que les risques sont significativement plus élevés en ZNI qu'en métropole. En particulier, et bien qu'EEWF n'en fasse pas la demande, un contributeur estime que l'intégration de la prime de risque géographique, comme c'est le cas pour les actifs de production, est nécessaire pour tenir compte des problématiques spécifiques en ZNI.

La CRE, après différentes investigations et l'analyse des arguments exposés par les contributeurs, considère que les risques spécifiques exposés, justifiant une telle prime selon les acteurs, sont déjà couverts par le cadre de régulation en vigueur. En conséquence, elle considère que l'intégration de la prime de risque géographique n'est pas pertinente et ne l'intègre pas aux paramètres de rémunération.

La CRE a aussi examiné les autres paramètres intervenant dans le calcul des niveaux de dotation au titre du FPE pour la période FPE 2026-2029. Dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE a publié un taux de rémunération des IEC du domaine HTB de 2,9% (conformément au taux de rémunération appliqué dans le TURPE 7 HTB).

Dans la présente délibération, la CRE retient ainsi une marge sur actif de 2,5 %, un taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés de 2,9 %, un taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers (hors compteurs évolués) de 2,1 %.

**Tableau 14 : Taux de rémunération retenus par la CRE**

Paramètres du calcul des charges de capital FPE 2026-2029 (valeurs arrondies)					
	FPE 2022-2025	FPE 2026-2029			
		Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (60 % - 40 %)	
Taux sans risque (nominal)	1,7%	1,3 %	3,4 %	2,1 %	A
Bêta de l'actif	0,36			0,36	B
Prime de risque de marché	5,2%			5,2 %	C
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)	25,83%			25,83 %	D
Déductibilité fiscale des charges financières	100%			100%	
<b>Marge sur actif (hors Linky)</b>	<b>2,5%</b>			<b>2,5 %</b>	(BxC)/(1-D)
<b>Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés</b>	<b>2,3%</b>			<b>2,9 %</b>	A/(1-D)
<b>Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers</b>	<b>1,7%</b>			<b>2,1 %</b>	A

Par rapport aux valeurs retenues pour la période 2022-2025, les principales évolutions portent sur le taux sans risque retenu lequel est en hausse de 40 points de base par rapport à celui retenu pour la période 2022-2025 (1,7 %). Cette hausse correspond à deux effets différents, à savoir la baisse du taux sans risque calculé avec les données de long terme et l'intégration du taux sans risque calculé avec les données de court terme.

Ainsi, les investissements financés par des capitaux propres de EEWF sont rémunérés à un taux de 5,4 %. Cette rémunération s'applique pendant la période 2026-2029, aussi bien pour les investissements réalisés au cours de cette période que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres de EEWF.

### 3.4. Investissements et charges de capital normatives

#### 3.4.1. Trajectoire des dépenses d'investissements

EEWF a transmis une trajectoire d'investissement en forte hausse par rapport à la période précédente reflétant le contexte d'électrification des usages et d'introduction croissante des énergies renouvelables.

L'évolution des investissements de EEWF s'explique principalement par l'implémentation des systèmes de stockage par batteries (+8,3 M€ sur la période) ainsi qu'un développement de projet de compteurs communicants (+1,5 M€ sur la période). Par ailleurs, EEWF prévoit une baisse de ses investissements concernant les lignes, branchements et transformateurs (-671 k€ par an en moyenne entre les périodes 2022-2024 et 2026-2029).

**Tableau 15 : Trajectoire prévisionnelle d'investissement**

EEWF (k€)	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2026-2029	Moyenne annuelle 2022-2024
Réseau, lignes, branchements	677	117	117	117	117	117	788
Engins et véhicules	196	101	38	38	38	53	188
Compteurs (dont compteurs évolués)	22	189	1 320	-	-	377	14
Outilage et matériel/mobilier	55	-	-	-	-	-	59
Travaux et agencements bâtiments	35	67	25	8	-	25	57
Stockage	-	6 285	2 011	-	-	2 074	-
SI	-	-	-	126	335	116	-
<b>Total</b>	<b>984</b>	<b>6 758</b>	<b>3 511</b>	<b>289</b>	<b>490</b>	<b>2 762</b>	<b>1 106</b>

##### 3.4.1.1. Analyse de la CRE

La CRE considère que la hausse prévue par l'opérateur est globalement cohérente et traduit la croissance de l'activité du GRD sur ces territoires. Si ces hausses ne se réalisent pas, les utilisateurs des réseaux bénéficieront des économies correspondantes puisque les charges de capital sont couvertes à 100 % au CRCP.

En revanche, considérant que le projet de compteurs intelligents proposé par EEWF n'est pas suffisamment justifié, la CRE a proposé dans sa consultation publique d'exclure ces charges. En effet, le plan d'affaires est à ce jour insuffisamment détaillé et l'investissement est prévu au cours d'une période déjà marquée par un fort volume d'investissements pour EEWF. De plus, l'introduction des batteries sur Wallis-et-Futuna va modifier le fonctionnement du réseau électrique.

En conséquence, la CRE ne retient pas ce projet dans la trajectoire d'investissements prévisionnels.

**Tableau 16 : Trajectoire d'investissement retenue par la CRE**

EEWF (k€)	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2026-2029	Moyenne annuelle 2022-2024
Réseau, lignes, branchements	677	117	117	117	117	117	788
Engins et véhicules	196	101	38	38	38	53	188
Outilage et matériel/mobilier	55	-	-	-	-	-	59
Travaux et agencements bâtiments	35	67	25	8	-	25	57
Stockage	-	6 285	2 011	-	-	2 074	-
SI	-	-	-	126	335	116	-
Compteurs	22	-	-	-	-	-	14
<b>Total</b>	<b>984</b>	<b>6 570</b>	<b>2 191</b>	<b>289</b>	<b>490</b>	<b>2 385</b>	<b>1 106</b>

### 3.4.2. Immobilisations en cours

Comme indiqué au paragraphe 2.1.2.3.4, la CRE reconduit pour la période 2026-2029, une rémunération des IEC de cycle long d'EEWF lesquelles correspondent aux IEC relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB ainsi qu'aux postes source. Les IEC de cycle long bénéficient du taux de rémunération correspondant au coût de la dette applicable dans le cadre du TURPE 7 HTB.

Pour la période FPE 2026-2029, EEWF n'a pas transmis à la CRE une estimation de ses IEC à cycle long des domaines HTB et HTA-BT. En ce sens, il n'y a pas de trajectoire prévisionnelle. Cependant, si la CRE venait à constater des écarts sur le poste Immobilisations en cours, ces derniers seraient couverts au CRCP.

### 3.4.3. Trajectoire des charges de capital

La demande d'EEWF correspondait aux charges de capital suivantes :

**Tableau 17 : Demande de charges de capital de l'opérateur**

Charges de capital demandées par EEWF (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Charges de capital prévisionnelles totales	1,7	2,1	2,0	2,0	2,0

Les niveaux prévisionnels de la BAR, de la BAR relative au projet de comptage évolué, des capitaux propres régulés et des emprunts financiers pris en compte dans le calcul des charges de capital de EEWF pour les années 2026-2029 sont les suivantes :

**Tableau 18 : Niveau prévisionnel de la base d'actifs régulés d'EEWF**

Au 01/01/N (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
BAR	19,8	21,0	20,5	20,3	20,4
Dont CPR	11,0	12,7	12,5	12,7	12,2

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital de EEWF pour les années 2026 à 2029 :

**Tableau 19 : Trajectoire de CCN retenue par la CRE pour EEWF**

Charges de capital retenues par la CRE (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
<b>Charges de capital prévisionnelles totales</b>	1,7	1,9	1,9	1,9	1,8
<b>dont application de la marge sur actif</b>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>dont rémunération des CPR</b>	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>dont dotations aux amortissements</b>	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0

### 3.5. Charges à couvrir prévisionnelles

#### 3.5.1. Demande de l'opérateur

Les tableaux ci-dessous récapitulent la demande de l'opérateur au périmètre des CNE totales et des CCN prévisionnelles :

**Tableau 20 : Evolution du revenu autorisé demandé par l'opérateur pour la période FPE 2026-2029**

En k€ courants	Réalisé 2024	Estimé 2025	2026	2027	2028	2029
<b>Charges nettes d'exploitation</b>	4 206,5	4 310,6	4 844,2	5 094,2	5 184,0	5 275,6
<b>Charges du système électrique</b>	253,5	Non disponible	225,4	224,2	226,1	231,8
<b>Charges de capital normatives</b>	953,5	Non disponible	1 776,8	2 115,6	2 063,0	2 062,2
<b>Total</b>	<b>5 413,4</b>	Non disponible	<b>6 846,5</b>	<b>7 434,0</b>	<b>7 473,1</b>	<b>7 569,6</b>
<b>Evolution N/N-1</b>		Non disponible		8,6 %	0,5 %	1,3 %

#### 3.5.2. Synthèse des trajectoires retenues par la CRE

Au terme de ses analyses, la CRE retient les trajectoires suivantes :

**Tableau 21 : Charges à couvrir pour la période FPE 2026-2029 : trajectoire retenue par la CRE**

En k€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
<b>Charges nettes d'exploitation</b>	4 206	4 309	4 370	4 427	4 493
<b>Charges du système électrique</b>	253	211	210	212	217
<b>Charges de capital normatives</b>	953	1 719	1 905	1 854	1 855
<b>Total</b>	<b>5 413</b>	<b>6 240</b>	<b>6 485</b>	<b>6 493</b>	<b>6 565</b>
<b>Evolution (%) N/N-1</b>		15,2 %	4,0 %	0,1 %	1,1 %

### 3.6. Hypothèses d'évolution du nombre de clients et des volumes acheminés

Les trajectoires de volume acheminé de EEWF sont globalement en hausse sur la période 2024-2029. Cette hausse se traduit par une hausse du même ordre des recettes prévisionnelles après application du TURPE. Bien que le nombre de PDL continue d'augmenter modérément, EEWF indique que la croissance des volumes acheminés ralentit par rapport à la forte croissance connue la période passée, avec une augmentation moyenne de +1,5 % par an sur la période 2024-2029.

**Tableau 22 : Trajectoire des volumes acheminés et des recettes prévisionnelles pour la période 2026-2029**

		2026	2027	2028	2029
EEWF	Volume acheminé (MWh)	29	29	30	30
	Recettes prévisionnelles (k€)	1 715	1 736	1 758	1 780

La CRE considère que les trajectoires de l'opérateur sont cohérentes avec la dynamique de ses territoires. En conséquence, elle retient les prévisions proposées par EEWF en termes d'évolution du nombre de consommateurs raccordés et de volumes d'énergie soutirée présentées *supra*.

### 3.7. Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2026-2029

Les niveaux de dotations de EEWF sur la période 2026-2029, qui résultent des trajectoires retenues par la CRE sont présentés ci-dessous :

**Tableau 23 : Niveau de dotation prévisionnel retenu par la CRE**

EEWF En k€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
(A) Chiffre d'affaires TURPE	1 510	1 665	1 686	1 708	1 730
(B) Charges nettes d'exploitation	4 207	4 309	4 370	4 427	4 493
(C) Charges du système électrique	253	211	210	212	217
(D) Charges de capital normatives	953	1 719	1 905	1 854	1 855
<b>(E) Niveau de dotation prévisionnelle</b>	<b>3 904</b>	<b>4 575</b>	<b>4 799</b>	<b>4 785</b>	<b>4 835</b>
(B) + (C) + (D) - (A)					
<i>Evolution (%) N/N-1</i>		17,8 %	4,8 %	-0,3 %	1,0 %

## Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les niveaux de dotation d'Eau Electricité de Wallis et Futuna (EEWF) au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour la période 2026-2029, et le cadre de régulation associé, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation et les paramètres de la régulation incitative applicables à EEWF pour la période 2026-2029 (cf. partie 2) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, les paramètres de rémunération, les niveaux prévisionnels de dotation au titre du FPE pour les années 2026-2029 (cf. partie 3).

La trajectoire de dotation prévisionnelle retenue par la CRE pour la période 2026-2029 est la suivante :

k€ courants	Dotation 2025	2026	2027	2028	2029
Dotation prévisionnelle d'EEWF au titre du FPE	3 688	4 575	4 799	4 785	4 835

Cette trajectoire correspond à un niveau moyen de charges prévisionnelles à couvrir de 6,4 M€/an, soit une hausse de 31% par rapport à la période 2022-2025.

Cette hausse sera financée par l'ensemble des consommateurs *via* le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, et, reflète les efforts importants à engager par EEWF pour jouer son rôle dans la transition énergétique dans les zones non interconnectées et l'amélioration de la qualité de service et d'alimentation à Wallis et Futuna.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et publiée sur le site de la CRE. Elle sera notifiée à EEWF et transmise aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, des outre-mer, au préfet et à l'assemblée territoriale de Wallis et Futuna ainsi qu'à Enedis.

**Délibéré à Paris, le 27 janvier 2026.**  
**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**  
**La présidente,**  
**Emmanuelle WARGON**

## Annexe 1 : Référence pour le calcul du CRCP

### 1. Calcul et apurement du CRCP

Pour chaque année N, à compter de l'année 2026, le solde du CRCP de l'année N est calculé comme la différence, au titre de l'année N, entre :

- le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après ;
- les recettes effectivement perçues par EEWF, au titre de la dotation prévisionnelle FPE d'une part, et des recettes tarifaires du TURPE.

Le solde du CRCP d'une année N est apuré dans le cadre de la dotation définitive au titre de l'année suivante.

Dès lors, chaque année N de la période 2027-2029, la CRE publiera avant le 31 juillet de l'année N une délibération qui définira le niveau de dotation définitif pour l'année N. Ce niveau de dotation définitif sera égal à la somme du niveau prévisionnel de la dotation au titre de l'année N et du solde du CRCP de l'année N-1. Par ailleurs, la CRE publiera avant le 31 juillet 2026 une délibération qui fixera le niveau de dotation définitif pour l'année 2026, en tenant compte du CRCP de l'année 2025, calculé selon les modalités applicables pour la période 2022-2025.

### 2. Valeurs de références pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année N à compter de l'année 2026, le revenu autorisé définitif est égal :

- A la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital supportées par EEWF, prises en compte à 100 % ;
  - les charges liées au système électrique, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par EEWF en tant que GRD du fournisseur EEWF pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018 modifiée par la délibération 2021-157 du 3 juin 2021, ainsi que les charges correspondant à la gestion de clientèle réalisée par les fournisseurs antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, dans la limite des montants maximums par point de connexion susceptibles d'être pris en compte et fixés par la délibération n°2017-239 du 26 octobre 2017, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, selon des modalités spécifiques définies par la présente délibération (cf. partie 2.2.2.1) ;
  - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 7 (cf. partie 2.1.2.3.5) ;
  - les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
  - le résultat de la régulation incitative des charges d'exploitation liées aux systèmes de stockage par batterie (cf. 2.2.2.2) ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;

- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. partie 2.1.2.3.5), à hauteur de 80 % c'est-à-dire que EEWF conserve une incitation sur ce poste à hauteur de 20% ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - le résultat de la régulation incitative liée aux projets prioritaires (cf. partie 2.6).

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

### **3. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif**

#### **3.1. Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles**

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique prises en compte pour la période 2026-2029, à l'exception des contributions au titre du raccordement, des charges relatives à la contrepartie versée par EEWF pour la gestion des clients en contrat unique, des impayés et des charges prévisionnelles associées aux aléas climatiques. Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées sont les suivantes :

<b>k€ courants</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	4 210	4 270	4 327	4 393

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2024 et l'année N :

	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Inflation prévisionnelles entre l'année N-1 et l'année N <sup>7</sup>	1,1 %	1,3 %	1,9 %	1,9 %	1,9 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2024 et l'année N. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852) constaté sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2024.

#### **3.2. Charges de capital supportées par EEWF**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital effectivement supportées par EEWF. Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, les postes de passif du bilan d'EEWF ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'EEWF.

<sup>7</sup> Valeurs arrondies à des fins de clarté. Les valeurs retenues dans le cadre du calcul du revenu autorisé définitif sont les valeurs exactes fondées sur la chronique d'inflation mentionnée au paragraphe 3.1.2 de la présente délibération.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

<b>k€ courants</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	1 719	1 905	1 854	1 855

### **3.3. Charges relatives au système électrique**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges relatives au système électrique effectivement supportées par EEWF au cours de l'année N. Les valeurs prévisionnelles pour ces charges d'achat pour la compensation des pertes sont les suivantes :

<b>k€ courants</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Valeur de référence pour les charges relatives au systèmes électrique	211	210	212	217

### **3.4. Charges relatives aux impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges et des produits de l'année N au titre de la prise en charge par EEWF des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2016.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE sont nulles.

### **3.5. Charges relatives à la contrepartie versée par EEWF en tant que GRD au fournisseur EEWF pour la gestion des clients en contrat unique**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des contreparties versées par EEWF en tant que GRD au fournisseur EEWF au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année N correspond aux contreparties versées l'année N au titre de la gestion des clients en contrat unique dans la limite des montants maximaux prévus par la délibération n°2018-011 du 18 janvier 2018 modifiée par la délibération 2021-157 du 3 juin 2021, pour chaque point de connexion, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

Pour les charges du GRD résultant des versements aux fournisseurs effectués après le 1<sup>er</sup> janvier 2021, mais au titre de la gestion des clients en contrat unique qu'ils ont réalisée antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, le montant maximum par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP est fixé par la délibération n°2017-239 du 26 octobre 2017.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique sont nulles.

### **3.6. Charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme du niveau de couverture *ex ante* de 0 k€, et du montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des aléas climatiques pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 25 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 175 k€, le montant de ce poste est égal au niveau de couverture *ex ante*, soit 0 k€).

### **3.7. Charges relatives aux coûts échoués**

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.2.3.5, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Le montant moyen annuel pris en charge est nul.

La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés par EEWF.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspondant aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués non récurrents ou prévisibles sont nulles.

### **3.8. Charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités**

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'EEWF.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités sont nulles.

### **3.9. Charges relatives aux systèmes de stockage par batterie**

Une régulation incitative a été introduite en partie 2.2.2.2 afin de couvrir l'incertitude liée à la mise en service des actifs de stockage d'électricité sur les territoires de Wallis et Futuna. Cette régulation incitative permet de verser au CRCP les montants de charges liées aux actifs de stockage en cas de mise en service ultérieure à la date cible.

La référence de charges d'exploitation pour les actifs de stockage sont les suivantes :

<b>Achats services externes - Stockage (k€) (hors charges de personnel)</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Demande révisée	218	222	227	231
dont Wallis	166	169	173	176
dont Futuna	52	53	54	55

Le cas échéant, la régularisation des charges sera effectuée selon les modalités décrites en partie 2.2.2.2.

## **4. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif**

### **4.1. Contributions des utilisateurs au titre du raccordement**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes effectivement perçues par EEWF pour l'année N au titre des contributions liées au raccordement.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement sont les suivantes :

k€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	50	50	50	50

#### **4.2. Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains**

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.

#### **4.3. Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes**

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

- les recettes effectivement perçues par EEWF pour l'année N pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 19 juin 2025 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ;
- les recettes qu'aurait perçues EEWF pour l'année N pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 19 juin 2025 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

### **5. Incitations financières au titre de la régulation incitative**

#### **5.1. Charges relatives à la régulation incitative liée aux projets prioritaires**

Le montant de la régulation incitative pris en compte pour le calcul du revenu autorisé est égal à la somme des incitations (bonus/malus) liée à la régulation incitative décrite en partie 2.6.

## Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service

Cette annexe détaille les indicateurs de qualité de service suivis par EEWF.

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE demande aux GRD de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par EEWF d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

L'indicateur suivi avec une incitation financière versée au consommateur est décrit ci-dessous :

<b>Calcul</b>	<i><u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</u></i>
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous les rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD</li> </ul>
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Montant de pénalités identique à celui facturé par l'opérateur en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)</li> <li>- Versement au bénéfice de l'utilisateur final via le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l'utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d'accès directement avec le GRD</li> </ul>
<b>Calcul</b>	<i><u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</u></i>
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous les rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD</li> </ul>
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Montant de pénalités identique à celui facturé par l'opérateur en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)</li> <li>- Versement au bénéfice de l'utilisateur final via le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l'utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d'accès directement avec le GRD</li> </ul>

## Délibération n°2026-18

27 janvier 2026

Les indicateurs suivis sans incitation financière par EEWF sont décrits ci-dessous :

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le GRD / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement	Délai moyen de réalisation d'un raccordement en soutirage ou injection entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage.	Mensuelle	2022
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Nombre de réclamations clôturées dans le trimestre et dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EEWF / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2020
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre et dont le délai de réponse est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EEWF	Trimestrielle	2020
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre	Trimestrielle	2020

## Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Cette annexe détaille les indicateurs de qualité d'alimentation suivis sans incitation financière par EEWF.

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par EEWF d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

### 1. Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels si les deux critères suivants sont simultanément vérifiés : alerte météo formalisée par la Préfecture (mise en alerte orange ou rouge) et plus de 25 % du nombre total de clients du département impactés.

## 2. Continuité d'alimentation

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de EEWF :

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Critère B	<p><i>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC<sub>N</sub><sup>BT</sup>), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</i></p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Durées de coupures longues}^8 \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année } N}$	Trimestrielle	2020
Critère M	<p><i>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC<sub>N</sub><sup>HTA</sup>), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</i></p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Durées de coupures longues}^9 \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année } N}$	Trimestrielle	2020
Critère F-BT	<p><i>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC<sub>N</sub><sup>BT</sup>), également appelée critère F-BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</i></p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Nombre de coupures longues}^{10} \text{ et brèves}^{11} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année } N}$	Trimestrielle	2020
Critère F-HTA	<p><i>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC<sub>N</sub><sup>HTA</sup>), également appelée critère F-HTA, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</i></p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Nombre de coupures longues}^{12} \text{ et brèves}^{13} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année } N}$	Trimestrielle	2020

<sup>8</sup> Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

<sup>9</sup> *Ibid.*

<sup>10</sup> *Ibid.*

<sup>11</sup> Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

<sup>12</sup> *Ibid.*

<sup>13</sup> Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.