

## DÉLIBÉRATION N°2026-17

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation de Gérédis 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 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.

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

---

<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 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. De plus, la CRE a auditionné Gérédis à deux reprises.

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

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

La période tarifaire à venir sera marquée par des politiques volontaristes d'électrification des usages, notamment dans la mobilité, et par la croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. L'opérateur prévoit une reprise de la croissance de la consommation à environ 0,6 %/an après la baisse de la période précédente. Gérédis décrit également la transformation importante de son réseau associée à la forte augmentation de l'énergie transitant sur son réseau. Notamment, l'énergie produite sur son territoire et l'énergie refoulée sur les réseaux amonts d'Enedis et RTE augmentent de respectivement 36 % et 245 % entre 2024 et 2029. La dotation FPE doit accompagner cette croissance, tout en incitant l'opérateur à viser un haut degré d'efficacité et une qualité de service à un niveau élevé.

Les réseaux devront se développer au rythme de la progression de l'électrification et du développement des EnR, en portant une attention particulière au raccordement et en gérant la stabilité du système. Le développement des EnR, notamment le solaire photovoltaïque, a connu une forte croissance et devrait continuer à s'accélérer. La saturation progressive de nombreuses zones du réseau est de nature à retarder le raccordement de nouvelles installations de production ou de soutirage dans l'attente du renforcement des réseaux. Dans ce contexte, le recours aux flexibilités (stockage, modulation de la demande et de la production, etc.) est une solution à disposition des gestionnaires de réseaux pour réduire les délais d'accès au réseau électrique en limitant les besoins d'investissement. A ce titre, un des enjeux de la période FPE sera de renforcer les moyens et les incitations des gestionnaires de réseaux de distribution à mieux mobiliser les flexibilités physiques du système électrique, notamment en identifiant et en incitant des projets prioritaires dans le cadre de régulation.

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

Gérédis a accepté d'être l'entreprise pilote pour mettre en œuvre le projet de portail aiguilleur. Cette solution permettra aux fournisseurs alternatifs d'accéder aux services des différents GRD-ELD au travers d'une unique plateforme, dont les webservices seraient harmonisés sur ceux de l'opérateur national. Ce projet permettrait donc de simplifier les processus SI pour les fournisseurs et vise à favoriser le développement de la concurrence, insuffisante dans les territoires des entreprises locales de distribution. La CRE salue cette initiative et l'implication forte de Gérédis dans sa mise en œuvre.

Gérédis mettra également en œuvre la réforme d'optimisation du placement des heures creuses, selon les mêmes règles qu'Enedis, définies dans la délibération portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT.

### **Niveau des dotations annuelles**

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

Gérédis a formulé une demande d'évolution du niveau de ses dotations annuelles, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2026-2029, ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

---

<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](#)

	Réalisé	Demande initiale Gérédis
En M€ courants	Moy 22-24	Moy 26-29
Chiffre d'affaires TURPE	<b>78,7</b>	<b>94,4</b>
Charges nettes d'exploitation	30,9	41,3
Charges du système électrique	24,2	20,9
Charges de capital normatives	46,8	59,8
<b>Total charges</b>	<b>101,9</b>	<b>122,0</b>
<i>Evolution par rapport au réalisé</i>		18 %

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

Gérédis prévoit une croissance de ses besoins de charges nettes d'exploitation en lien avec sa hausse d'activité. L'opérateur demande 41,3 M€/an soit une hausse de 34 % (10,4 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée par les besoins d'entretien des postes sources ainsi qu'à l'augmentation des coûts informatiques.

La CRE a procédé à une analyse des demandes de Gérédis et s'est également appuyée sur un audit de la demande relative aux charges d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2026-2029.

#### Une hausse des charges de capital

Gérédis prévoit une augmentation significative de ses investissements dans un contexte de transformation et modernisation de leur réseau. Gérédis demande 59,8 M€/an soit une hausse de 28 % (13,0 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée, d'une part, par la mise en service de cinq transformateurs et cinq postes sources et, d'autre part, par l'application des paramètres de rémunération du TURPE 7 HTA-BT.

#### Une baisse générale des charges de système électrique liée à la chute du prix des pertes

Le coût d'achat des pertes est directement impacté par le prix de l'électricité qui, durant la période 2022-2025, a connu une forte hausse. Le retour progressif à un niveau d'avant crise assure une baisse prévisible du coût d'achat des pertes pour les opérateurs. En effet, Gérédis demande 20,9 M€/an en moyenne sur la période future soit 14 % (-3,3 M€/an) de moins que la période 2022-2024.

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

L'évolution du niveau de dotation versée aux opérateurs et couvert 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, Gérédis prévoit des hausses des soutirages prévisionnels et des recettes tarifaires tirées par la hausse du TURPE ainsi qu'une hausse du nombre de raccordements.

La hausse du TURPE 7 décidée en début d'année 2025, associée à la croissance de consommation sur le territoire de desserte, a ainsi un fort impact sur les recettes tarifaires, qui augmentent d'environ 20 % et jouent ainsi à la baisse sur la dotation prévisionnelle.

### La CRE ajuste la demande de Gérédis

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 trajectoire est constituée de la prise en compte d'un certain nombre d'ajustements, sur la base des résultats d'un audit externe et des analyses et ajustements complémentaires de la CRE, concernant les frais télécom ou les charges de personnel. La CRE retient la demande d'ETP de Gérédis mais retient un ajustement concernant l'effet prix de la masse salariale ;
- pour les charges d'exploitation relatives au système électrique, la CRE retient une trajectoire ajustée par rapport à la demande de Gérédis afin de tenir compte notamment des gains sur les pertes non techniques permises par le déploiement des compteurs évolués. Elle ne retient pas certaines demandes concernant les effets du développement de la production ENR sur les pertes techniques qui n'ont pu être corroborés par l'analyse des dernières années ;
- 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, en incluant les charges du portail commun à la trajectoire de Gérédis ;
- enfin, la CRE retient les prévisions de nombre de clients et de volumes acheminés proposées par Gérédis.

### Dotations prévisionnelles et total des charges à couvrir

Les dotations annuelles de Gérédis 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 prévisionnels sont synthétisés dans le tableau suivant :

	Réalisé	Demande initiale Gérédis	Trajectoire retenue par la CRE
En M€ courants	Moy 22-24	Moy 26-29	Moy 26-29
Chiffre d'affaires TURPE	78,7	94,4	94,4
Charges nettes d'exploitation	30,9	41,3	37,3
Charges du système électrique	24,2	20,9	20,4
Charges de capital normatives	46,8	59,8	59,6
Charges relatives au développement du portail commun	-	-	2,2
<b>Total charges</b>	<b>101,9</b>	<b>122,0</b>	<b>119,5</b>
<i>Evolution par rapport au réalisé</i>		20 %	17 %
<b>Niveau de dotation prévisionnelle</b>	<b>25</b>	<b>27,6</b>	<b>25,2</b>
<i>Evolution par rapport au réalisé</i>		10 %	1 %

**Cadre de régulation**

La CRE retient un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis.

En dehors des indicateurs relatifs aux délais de raccordement, Gérédis a été globalement en ligne avec les objectifs fixés par la CRE. En particulier, les résultats sont satisfaisants sur la qualité de service des compteurs communicants évolués.

En ce qui concerne les délais de raccordement, sur la période 2022-2024, les performances de Gérédis ont été en-dessous des objectifs visés avec une dégradation importante du délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA. Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation. Le raccordement rapide et à un coût maîtrisé au réseau est donc un enjeu majeur pour permettre l'électrification des usages et in fine l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. La CRE décide ainsi de renforcer le niveau et les plafonds des incitations sur les raccordements au réseau de distribution.

Pour la qualité d'alimentation, Gérédis obtient des résultats contrastés avec l'atteinte des objectifs au global mais une année 2023 marquée par des résultats dégradés.

Enfin, Gérédis sera l'entreprise pilote pour mettre en œuvre le projet de portail aiguilleur. La CRE fixe un cadre de régulation incitant Gérédis à réaliser ce projet dans les meilleurs délais et aux meilleurs coûts, de façon proportionnée quant à la responsabilité de l'opérateur et au regard des enjeux du projet.

En dehors de ces évolutions, la CRE retient un cadre de régulation tarifaire dans la continuité des tarifs précédents.

## Sommaire

<b>1</b>	<b>Compétences de la CRE et processus d'élaboration.....</b>	<b>8</b>
1.1	Compétences de la CRE .....	8
1.2	Processus d'élaboration.....	8
<b>2</b>	<b>Cadre de régulation tarifaire .....</b>	<b>9</b>
2.1	Grands principes tarifaires.....	9
2.1.1	Durée de la période de dotation .....	9
2.1.2	Détermination du niveau de dotation prévisionnel .....	9
2.2	Régulation incitative à la maîtrise des coûts.....	14
2.2.1	Régulation incitative des charges d'exploitation.....	14
2.2.2	Régulation incitative des coûts d'investissements .....	20
2.3	Régulation incitative des raccordements au réseau.....	22
2.3.1	Rappel du dispositif de régulation incitative des raccordements de la période 2022-2025 .....	22
2.3.2	Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période 2022-2024 .....	23
2.3.3	Evolution du dispositif pour la période 2026-2029 .....	23
2.4	Régulation incitative de la qualité de service .....	26
2.4.1	Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service de la période 2022-2025 .....	26
2.4.2	Evolution du dispositif pour la période 2026-2029 .....	27
2.5	Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué .....	29
2.5.1	Rappel du dispositif de régulation incitative du comptage évolué de la période 2022-2025 .....	29
2.5.2	Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029.....	29
2.6	Régulation incitative de la qualité d'alimentation .....	31
2.6.1	Durée et fréquence moyenne de coupure .....	31
2.6.2	Pénalité pour coupure longue.....	33
2.7	Régulation incitative de la R&D et de l'innovation.....	33
2.7.1	Régulation de la R&D .....	33
2.7.2	Projets de réseaux électriques intelligents .....	34
2.8	Régulation incitative des projets prioritaires .....	35
2.8.1	Rappel du dispositif de régulation incitative des projets prioritaires.....	35
2.8.2	Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029.....	35
2.9	Régulation incitative liée aux obligations légales de débroussaillage.....	36
2.10	Evolution des niveaux de la régulation incitative .....	37
<b>3</b>	<b>Niveau des charges à couvrir et niveaux de dotations au titre du FPE.....</b>	<b>38</b>

<b>3.1 Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique).....</b>	<b>38</b>
3.1.1 Demande de Gérédis.....	39
3.1.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue .....	39
3.1.3 Analyse de la CRE.....	40
<b>3.2 Charges du système électrique .....</b>	<b>42</b>
3.2.1 Demande de Gérédis.....	43
3.2.2 Analyse de la CRE.....	43
<b>3.3 Paramètres de rémunération.....</b>	<b>44</b>
3.3.1 Demande de Gérédis.....	44
3.3.2 Analyse de la CRE.....	45
<b>3.4 Investissements et charges de capital normatives .....</b>	<b>46</b>
3.4.1 Trajectoire des dépenses d'investissements .....	46
3.4.2 Immobilisations en cours .....	47
3.4.3 Trajectoire des charges de capital.....	48
<b>3.5 Trajectoire d'évolution du revenu autorisé de Gérédis.....</b>	<b>48</b>
<b>3.6 Hypothèses d'évolution du nombre de clients et des volumes acheminés .....</b>	<b>49</b>
<b>3.7 Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2026-2029 .....</b>	<b>50</b>
<b>Décision de la CRE .....</b>	<b>51</b>
<b>Annexe 1 : Références pour le calcul du CRCP.....</b>	<b>52</b>
<b>Annexe 2 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau .....</b>	<b>60</b>
<b>Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité de service.....</b>	<b>61</b>
<b>Annexe 4 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation .....</b>	<b>70</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 Commission de régulation de l'énergie (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 « [l]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 « [l]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'écarter 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 gestionnaires de réseaux publics de distribution (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.

Gérédis est une entreprise locale de distribution (ELD) intervenant sur la partie rurale des Deux-Sèvres. Gérédis gère près de 15 100 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 169 000 consommateurs. En 2024, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux de Gérédis s'élevait à 1 592 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.

De plus, la CRE a auditionné Gérédis à deux reprises.

---

<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 Gérédis relative à ses charges d'exploitation pour la période 2026-2029, le cas échéant dans leur version non confidentielle.

## 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<sup>4</sup> 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 Gérédis 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 Gérédis (cf. partie 0), 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 Gérédis 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 Gérédis 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 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 ;

---

<sup>4</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)

- $CCN_{prév.N}$  : charges de capital prévisionnelles en année N ;
- $CNE_{prév.N}$  : 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 Gérédis 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 Gérédis 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 Gérédis 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 Gérédis se composent des charges liées aux montants facturés par RTE à Gérédis au titre du raccordement des postes sources de Gérédis au réseau de transport, des charges dites de « CART » (Contrat d'Accès au Réseau de Transport : tarif facturé par RTE à Gérédis, en application du TURPE HTB, au titre des soutirages générés sur le réseau de transport par les clients raccordés au réseau de distribution) et des charges liées à l'achat des pertes.

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 trois éléments :

- les CCN relatives au projet de compteurs évolués : elles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés des compteurs évolués (ci-après « BAR compteurs évolués ») ;
- les CCN hors projets de compteurs évolués : 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 travaux sur les postes sources en HTA, conformément aux modalités décrites au paragraphe 2.1.2.3.4.

S'agissant des modalités de calcul des CCN hors compteurs évolués, la CRE a établi, depuis la décision sur les niveaux de dotation au titre du FPE 2018-2021, 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 de 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 des CCN hors compteurs évolués inchangées pour la période FPE 2026-2029. 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, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (avant impôts) ;
- pour les éventuels emprunts financiers, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (après impôts).

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

##### Evolution de la base d'actifs hors compteurs évolués

La BAR hors compteurs évolués est définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier de l'année (hors immobilisations compteurs évolués, immobilisations financières et immobilisations en cours). La BAR hors compteurs évolués 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 (hors compteurs évolués).

##### Evolution de la base d'actifs régulée compteurs évolués

La BAR compteurs évolués réalisée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année correspond à la valeur nette comptable au 1<sup>er</sup> janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet compteurs évolués sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2027 (y compris coûts SI). La BAR compteurs évolués progresse ainsi principalement au rythme de la valeur des investissements compteurs évolués mis en service diminuée des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements compteurs évolués couvertes par le tarif.

##### Evolution des capitaux propres régulés

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 2018-21 et le 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 publique 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) de Gérédis 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 estimation du coût de la dette). 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°2022-76<sup>5</sup>, la CRE a retenu, pour la période FPE 2022-2025, un traitement des coûts échoués de Gérédis en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT 7, ATRD 6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB.

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

- les coûts récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- 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 a proposé dans sa consultation publique de reconduire le cadre existant pour la période FPE 2026-2029, pour Gérédis, en cohérence avec le maintien du cadre incitatif dans le tarif TURPE 7. Gérédis estime que l'examen par la CRE des coûts échoués exceptionnels basé sur un dossier argumenté ne donne pas de garantie au GRD de la bonne couverture de ces dépenses et alourdit les processus de gestion pour les GRD.

La CRE considère que ce cadre est suffisamment protecteur pour les GRD dans la mesure où celui-ci leur permet de couvrir des coûts échoués récurrents et exceptionnels sous réserve qu'ils soient dûment justifiés. A ce titre, la CRE décide de reconduire le cadre en vigueur pour la période 2026-2029.

---

<sup>5</sup> [Délibération n°2022-76 de la CRE du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation de Gérédis au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

### 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 de Gérédis, 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 ATRT 7, ATRD 6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE a retenu, pour la période de dotation FPE 2022-2025 de Gérédis, le traitement des cessions d'actifs immobiliers ou de terrains suivant :

- 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.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de maintenir le cadre en vigueur, pour la période FPE 2026-2029. Les répondants ne s'étant pas exprimés sur cette orientation, la CRE décide de reconduire le cadre en vigueur.

### **2.1.2.3.6 Projets de comptage évolué de Gérédis**

La délibération n°2019-241<sup>6</sup> de la CRE a fixé le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de Gérédis pour la période de déploiement massif. Ce cadre est organisé autour de trois enjeux : la maîtrise des coûts, la performance de la chaîne communicante et le respect du calendrier de déploiement.

La régulation mise en place par la CRE avait pour objectif d'inciter l'opérateur à réaliser les investissements du projet au meilleur coût pour la collectivité. Les incitations prévoient notamment que, chaque année, la BAR réalisée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année soit comparée à une BAR de référence. Cette régulation incitative prévoit notamment que, si la BAR réalisée est inférieure à la BAR de référence, l'opérateur bénéficie d'un bonus égal au produit de l'écart entre ces deux BAR et d'un taux de bonus égal à 2 %.

Une fois le déploiement massif terminé, il n'y a plus de nouveaux investissements associés au projet de comptage évolué de l'opérateur intégrant la BAR et donc l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective. A ce titre, la CRE décide de modifier la régulation sur les coûts unitaires d'investissements du projet de comptage évolué de Gérédis à partir FPE 2026-2029 de manière analogue à ce qui a été délibéré pour Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT (voir partie 2.5.2.2).

---

<sup>6</sup> [Délibération n°2019-241 de la CRE du 14 novembre 2019 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de Gérédis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA](#)

#### **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 Gérédis. 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 Gérédis 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. La CRE a proposé de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

En réponse à la consultation publique, Gérédis a proposé que le versement soit réalisé à l'été de l'année N afin de limiter l'éventuelle charge de trésorerie supportée par l'opérateur. La CRE rappelle que la date limite de versement du solde du CRCP est définie par l'article R. 121-50 du code de l'énergie et qu'en l'absence d'évolution réglementaire, elle n'est pas compétente pour faire évoluer les modalités de versement du solde du CRCP.

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 Gérédis.

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

### **2.2.1 Régulation incitative 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. A l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à prévoir ou à maîtriser pour Gérédis, les charges nettes d'exploitation de l'opérateur sont incitées à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs en réponse à la consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE reconduit ce principe pour la période 2026-2029.

Ainsi, à l'exception des postes de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.3.1.1 de la présente délibération, les écarts par rapport à la trajectoire fixée pour la période 2026-2029 seront à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

#### **2.2.1.1 Couverture au CRCP de certains postes**

##### **2.2.1.1.1 Cadre de régulation FPE 2026-2029**

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 2.1.2 de la présente délibération, 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 sur certains postes préalablement identifiés.

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 et ont conduit Gérédis à maîtriser ses charges d'exploitation comme le montre le bilan du cadre de régulation inclus dans la consultation publique du 10 octobre 2025. 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.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé plusieurs évolutions par rapport à la période FPE 2022-2025 concernant la couverture des charges et produits de Gérédis par le CRCP.

### Avantage en nature

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie Gérédis, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise faisant partie des IEG verse en contrepartie à EDF et Engie (principalement) chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût de fourniture de ce tarif par les fournisseurs. Dans le cadre actuel, ces charges sont entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de faire évoluer le cadre de couverture de ces charges applicable à Gérédis à l'aide d'un mécanisme simplifié, similaire à ce qui est envisagé pour les ELD de gaz, pour tenir compte de la taille de l'ELD.

La majorité des acteurs ne s'est pas opposée à cette proposition. La CRE décide de maintenir son orientation et de faire évoluer ce cadre. Ainsi, la CRE calculera chaque année l'écart entre les charges réellement dépensées par l'opérateur et la valeur de référence pour l'année N. 80 % de l'écart résultant sera couvert au CRCP, c'est-à-dire versé par l'opérateur en cas de montant réalisé inférieur à la valeur de référence ou versé à l'opérateur dans le cas inverse. L'opérateur est alors exposé à hauteur de 20 % de l'écart.

### Provisions retraites

Compte tenu de la volatilité constatée dans le passé, de l'incertitude sur les taux d'actualisation et de l'incertitude sur le futur système de retraite, Gérédis a demandé d'intégrer ce poste au CRCP.

Considérant que ce poste est raisonnablement prévisible et maîtrisable et rappelant que si de nouvelles dispositions étaient adoptées modifiant d'au moins 1 % le niveau de leurs CNE, les opérateurs pourraient avoir recours à la clause de rendez-vous, la CRE a proposé de ne pas accéder à la demande de l'opérateur.

La majorité des acteurs ne s'est pas opposée à cette orientation.

La CRE décide de maintenir son orientation.

### Dépenses relatives au portail commun

Compte tenu de la dépendance de l'absence de décision sur les modalités pratiques de mise en place du portail commun et d'une visibilité suffisante sur les coûts correspondants, Gérédis demande la couverture au réel des charges relatives au portail commun *via* le CRCP.

### *Analyse de la CRE*

Au regard de l'importance des enjeux et des coûts associés à ce projet, la CRE estime nécessaire d'inciter l'opérateur à réaliser ce projet dans les délais et à en maîtriser les coûts. Néanmoins, le niveau et les incitations envisagées doivent être proportionnés et donner les moyens nécessaires à l'opérateur pour réaliser le projet. La CRE a envisagé dans la consultation publique une incitation des charges d'exploitation et d'investissement (*via* un budget-cible) sur les coûts de mise en œuvre du portail et des développements SI.

La plupart des répondants se sont opposés à cette incitation indiquant des facteurs externes, non-maîtrisables par Gérédis, comme l'évolution de la stratégie d'Enedis concernant les webservices ou le périmètre des ELD rejoignant la solution qui peuvent complexifier et renchérir le projet.



La CRE décide en conséquence de modifier son orientation et propose un mécanisme assurant à Gérédis de disposer de la trésorerie nécessaire au développement dans les temps du portail commun tout en incitant Gérédis à la maîtrise de ses charges (partie 2.2.2.2).

#### Obligations légales de débroussaillage

Plusieurs répondants à la consultation publique ont indiqué que la parution des arrêtés relatifs aux obligations légales de débroussaillage induirait des charges supplémentaires pour les opérateurs dans la période suivante. Gérédis a par ailleurs chiffré ce besoin à environ 1 M€ sur la période dans sa réponse à la consultation publique.

Au regard des enjeux et de l'incertitude afférents aux nouvelles obligations légales de débroussaillage, la CRE décide de la mise en place d'un cadre spécifique décrit en partie 2.9

En conséquence, les postes inclus au périmètre du CRCP pour la période FPE 2026-2029 sont les suivants :

#### 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 Gérédis ;
- les charges liées au système électrique, prises en compte à 100 %, dont les charges liées à la compensation des pertes qui font, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative ad hoc (cf. partie 2.2.1.2 de la présente délibération) ;
- les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources de Gérédis et les charges liées au paiement du TURPE HTA-BT pour les interconnexions avec d'autres gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, prises en compte à 100 % ;
- les charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport ;
- 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>7</sup> ;
- les charges d'exploitation liées à la mise en œuvre du portail commun : la CRE décide par ailleurs d'introduire un mécanisme d'incitation au respect des coûts du projet (cf. partie 2.2.2.2) ;
- les postes de recettes et assimilés :
  - les recettes tarifaires de Gérédis ;
  - 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 2.2.1.3) ;
- les charges relatives aux pénalités pour coupures longues dépassant une trajectoire de références (cf. 2.6.2) ;

---

<sup>7</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](#)

- 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) ;
- les charges associées aux obligations légales de débroussaillage, prises en compte à 90 % (partie 2.9) ;
- les charges associées à l'avantage en nature énergie, prises en compte à 80 %.

Par ailleurs, le CRCP est utilisé pour gérer les bonus et malus générés par les incitations portant sur :

- les pertes électriques sur le réseau de Gérédis (cf. partie 2.2.1.2) ;
- le cadre spécifique au projet de comptage évolué, conformément aux délibérations de la CRE du 22 mars 2018 et du 14 novembre 2019 (cf. partie 2.2.2.2) ;
- la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. parties 2.4 et 2.6) ;
- les projets prioritaires (cf. partie 2.8) ;
- les charges de recherche et développement (R&D), conformément aux modalités de couverture détaillées en partie 2.7.

### 2.2.1.2 Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

Les pertes des réseaux de distribution d'électricité sont composées de pertes techniques liées à l'effet Joule, aux pertes fer générées par les transformateurs et aux pertes capacitives dans les câbles, et de pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée. Ces pertes non techniques sont liées notamment à des biais de comptage et à des fraudes. Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour les opérateurs. Pour la période 2022-2024, le volume de pertes moyen est estimé à 112 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 12,3 M€ pour Gérédis.

La CRE observe que les opérateurs disposent de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissement, de topologie du réseau, etc. Par ailleurs, le déploiement des compteurs numériques doit permettre de réduire les pertes non techniques. Les études technico-économiques des projets de comptage évolué de Gérédis, réalisée en 2018 par un cabinet externe, ont estimé que l'installation des compteurs numériques devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies.

#### 2.2.1.2.1 Rappel du dispositif en vigueur

La CRE a maintenu lors de la dernière période de dotation 2022-2025 pour Gérédis, une incitation sur le coût des pertes plafonnée respectivement 120 k€/an et ne prenant en compte que le volume de pertes selon les modalités suivantes :

- pour chaque année, le coût de l'énergie achetée par les opérateurs pour compenser ses pertes est entièrement couvert à travers le mécanisme de CRCP ;
- en complément, une incitation financière est calculée chaque année en se fondant sur la différence entre un volume de référence et le volume de pertes constaté *ex post*, sur la base de la présente formule :

$$- 20 \% \times (V_{\text{réel}} - V_{\text{réf.}}) \times P_{\text{réel}}$$

Où :

- $V_{\text{réel}}$  est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $V_{\text{réf.}}$  est le volume de référence de pertes établi à partir du taux historique :
  - $V_{\text{réf.}} = 6,4 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N \times (1 - 0,093 \times \text{taux de compteurs numériques posés au } 31/12/N-1 \times 1 / ((\text{Année initiale d'atteinte des gains}+3) - (\text{Année } N-1)) + \text{Nouvelles pertes techniques liées aux EnR} ;$

- $P_{réel}$  est le coût unitaire réel d'achat des pertes constaté ex post pour Gérédis.

#### 2.2.1.2.2 Adaptation de la régulation incitative pour la période 2026-2029

La CRE considère que ce dispositif permet effectivement d'inciter Gérédis à la maîtrise des volumes de pertes. En conséquence, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, de maintenir le dispositif pour la période 2026-2029 tout en faisant évoluer le niveau du taux de pertes.

##### Volume de référence des pertes

Gérédis indique dans sa demande une trajectoire haussière sur les volumes en précisant tenir compte de la croissance des capacités de production renouvelable raccordées sur son réseau sur la période à venir ainsi que des gains sur les pertes non techniques (PNT) attendus *via* le déploiement des compteurs communicants.

**Tableau 1 : Demande de Gérédis pour la régulation incitative des pertes**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)	1873	1750	1699	-	1739	1742	1750	1750
Volume pertes (GWh)	119	111	106		113	113	113	113
% Pertes	6,33 %	6,36 %	6,26 %		6,47 %	6,47 %	6,45 %	6,45 %

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de se fonder sur le taux historique des pertes constaté (6,34 %) et de lui appliquer les gains Linky attendus, avec l'hypothèse d'une baisse de 20 % des PNT à la fin du déploiement massif (2029) sans prise en compte des nouvelles pertes techniques liées au développement des énergies renouvelables.

Plusieurs répondants à la consultation ont exprimé une opposition à cette orientation. D'une part, ils indiquent une maîtrise limitée du volume des pertes par les opérateurs avec des investissements qui n'ont d'effet qu'à long terme et le raccordement de producteur qui impactent significativement, à la hausse le taux de perte. D'autre part, compte-tenu d'un changement de méthode en cours pour déterminer le volume calculé par bouclage des bilans globaux d'énergie, Gérédis a demandé, dans sa réponse à la consultation publique, de ne plus être incité, pour la période 2026-2029, sur le volume de pertes. Ce changement de méthode, permis par le déploiement des compteurs évolués, entraînerait selon l'opérateur une augmentation de leur taux de pertes en raison d'une surestimation du volume du RE bouclant par la méthode de reconstitution des flux. A défaut, Gérédis demande la prise en compte de ce changement de méthode pour fixer le niveau du taux de pertes, soit un taux de pertes demandé par Gérédis d'environ 9 %.

Sur la base des éléments transmis par Gérédis, la CRE considère que la prise en compte de nouvelles pertes techniques liées au raccordement des nouveaux producteurs n'est pas justifiée. Par ailleurs, la CRE considère que l'impact sur le niveau des pertes de Gérédis dû à ce changement de méthode est encore trop incertain pour être pris en compte à ce jour. A ce titre, la CRE décide de ne pas retenir la demande de Gérédis et de maintenir ses orientations sur la régulation incitative des pertes de Gérédis. Néanmoins, la CRE introduit une clause de revoyure activable en 2027 et permettant de prendre en compte les éventuels travaux menés par Gérédis sur l'impact de ce changement de méthode ou sur les pertes techniques.

**Tableau 2 : Taux de pertes retenu par la CRE**

	2026	2027	2028	2029
<b>Volume injection (GWh)</b>	1739	1742	1750	1750
<b>Volume pertes (GWh)</b>	106	104	104	103
<b>% Pertes</b>	<b>6,1 %</b>	<b>6,0 %</b>	<b>5,9 %</b>	<b>5,9 %</b>

### 2.2.1.3 Prise en compte des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques

Le cadre en vigueur relatif à la prise en compte des charges d'exploitation liées aux aléas climatiques prévoit 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. Gérédis supporte un risque financier égal à la différence entre le seuil de couverture au CRCP et le niveau de couverture forfaitaire.

#### 2.2.1.3.1 Dispositif de couverture des charges d'exploitation pour aléas climatiques

Dans son dossier de demande tarifaire, Gérédis a demandé la reconduction du dispositif en vigueur, avec une couverture forfaitaire prenant compte l'historique des charges constatées.

Dans sa consultation publique, la CRE a considéré la demande de Gérédis cohérente et proposé de retenir une couverture forfaitaire de 15 k€/an correspondant à la moyenne historique des charges constatées, ainsi qu'une couverture au CRCP pour les montants supérieurs à 155 k€ afin de conserver le niveau d'exposition de l'opérateur.

La majorité des répondants est favorable à la reconduction et l'actualisation de la couverture de Gérédis proposées par la CRE.

La CRE décide de maintenir son orientation.

#### 2.2.1.3.2 Evolution du périmètre des charges prises en compte

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

Les répondants à la consultation publique se sont montrés favorables aux orientations de la CRE. EDF SEI demande à rehausser le niveau de couverture forfaitaire des charges d'exploitation pour aléas climatiques d'un montant équivalent à celui résultant des charges exclues.

### *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 poste « Charges pour aléas climatiques » n'empêcherait pas l'opérateur d'engager ces dépenses, celles-ci seraient seulement engagées au sein de la trajectoire globale incitée.

## **2.2.2 Régulation incitative des coûts d'investissements**

### **2.2.2.1 Incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux**

Afin d'apprécier chaque année l'efficacité des investissements dans les réseaux réalisés par Gérédis, quels que soient le volume de chantiers et la quantité d'ouvrages mis en service par l'opérateur, la CRE a reconduit, pour la période 2022-2025, le suivi des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux pour Gérédis.

Dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE a proposé de reconduire le suivi des coûts unitaires d'investissement de Gérédis sur la période 2026-2029. Les répondants à la consultation publique ne se sont pas exprimés sur ce point.

La CRE décide de maintenir pour la période à venir le suivi par Gérédis des coûts et des caractéristiques techniques de chaque investissement relevant de l'une des natures d'ouvrages suivantes :

- ouvrages de réseau HTA souterrain ;
- ouvrages de réseau HTA aérien ;
- ouvrages de réseau BT souterrain ;
- ouvrages de réseau BT aérien ;
- branchements secs consommateurs  $\leq 36$  kVA ;
- branchements secs producteurs  $\leq 36$  kVA.

Par ailleurs, Gérédis poursuivra le suivi détaillé des charges d'exploitation et des charges de capital relatives aux investissements « hors réseaux ». A l'occasion de chaque mise à jour annuelle du niveau de dotation dont il bénéficie, Gérédis détaillera, notamment, les écarts sur le passé entre les dépenses d'investissement prévisionnelles et les dépenses d'investissement effectivement réalisées.

### **2.2.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts du « portail commun »**

Gérédis est chargé d'initier le projet de portail commun (voir partie 2.8.2) en finançant la plateforme commune tout en adaptant son SI et ses webservices sur le modèle d'Enedis.

Le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit encourager les opérateurs à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts. Afin d'assurer la soutenabilité des dépenses d'investissements, la CRE a proposé d'introduire une régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets de Gérédis. Seul le projet de portail commun et l'adaptation du SI associé seraient concernés et ont déjà fait l'objet d'un audit.

Une dynamique concurrentielle insuffisante a été constatée sur les territoires de desserte des GRD-ELD d'électricité et de gaz, en particulier sur le bas de portefeuille. Sur ces territoires hors ZNI, qui représentent respectivement 5 % et 4 % des utilisateurs, la dynamique concurrentielle observée reste inférieure aux zones de desserte des gestionnaires de réseaux nationaux Enedis et GRDF (qui représentent respectivement 95 % et 96 % des utilisateurs).

Pour répondre à ce constat, la CRE a manifesté, à travers sa délibération n°2021-121 du 10 juin 2021<sup>8</sup>, la volonté d'une convergence des flux et des webservices des GRD-ELD au format des GRD nationaux ainsi que le développement d'un portail commun permettant aux fournisseurs alternatifs d'accéder aux services des différents GRD-ELD au travers d'une unique plateforme.

Ce projet permettrait donc de simplifier, d'uniformiser les SI et limiter les coûts d'entrée sur le marché pour les fournisseurs alternatifs en harmonisant les données partagées entre les GRD-ELD en s'appuyant sur le référentiel d'Enedis.

La CRE a opté pour un déploiement séquentiel compte tenu des coûts élevés et du nombre important d'acteurs. Par conséquent, la CRE a proposé de commencer par un déploiement initial limité aux périmètres de Gérédis pour l'électricité et de R-GDS et Régaz pour le gaz. Cette délimitation est justifiée par plusieurs facteurs : (i) des coûts-bénéfices plus attractifs, avec seulement le SI de Gérédis à adapter pour l'électricité et des SI semblables à ceux de GRDF chez R-GDS et Régaz, (ii) une maîtrise plus aisée par la CRE des coûts associés, les coûts de Gérédis étant compensés par le FPE forfaitaire, et (iii) une gouvernance simplifiée grâce à un nombre réduit de GRD-ELD et d'éditeurs SI à coordonner.

Compte tenu de l'ampleur du projet et des charges engagées ainsi que des enjeux associés, la CRE a proposé en consultation publique d'introduire les charges associées à ce projet dans les charges prévisionnelles incitées (partie 0) et d'inciter le respect de la date de mise en service du portail sous forme de projet prioritaire. Les charges et la date de mise en service définies étaient fondées sur le dernier chiffrage disponible, correspondant à l'audit des coûts de réalisation du projet pour lequel la CRE avait mandaté un auditeur externe en 2024.

La majorité des acteurs s'étant exprimée sur cette incitation *via* un budget cible s'y est opposée et indique que le projet de portail commun comporte de nombreuses incertitudes techniques, financières et calendaires qui ne doivent pas être assumées par Gérédis.

Concernant les coûts du projet, la CRE introduit une incitation, similaire à celle appliquée à Régaz-Bordeaux et R-GDS, sur la maîtrise des coûts totaux du projet à terminaison. D'une part, afin de permettre aux ELD concernées de bénéficier de la trésorerie nécessaire à la mise en œuvre du portail fournisseurs, l'écart entre les CNE prévisionnelles détaillées ci-dessous et les CNE effectivement dépensées par Gérédis sera couvert à 100 % au CRCP sur la base de la trajectoire prévisionnelle suivante, révisée des hypothèses d'inflation mise à jour en décembre 2025 (cf. paragraphe 3.1) :

€ courants	2026	2027	2028	2029	Total
Gérédis	253 979	1 251 359	603 025	3 225 841	5 334 204

Par ailleurs, les CCN, non incitées, sont couvertes à 100 % au CRCP.

D'autre part, la CRE fixe le niveau total de coûts d'exploitation et d'investissements à terminaison du projet de portail commun sur la base des investissements estimés par l'auditeur mandaté par la CRE en 2024 et des coûts actualisés par Gérédis selon les modalités suivantes :

€ courants	Total
Charges nettes d'exploitation	5 334 204
CAPEX	8 388 100
<b>Coût total à terminaison</b>	<b>13 722 304</b>

- quelles que soient les dépenses réalisées par Gérédis, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses réalisées par Gérédis pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, Gérédis bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses réalisées ;

<sup>8</sup> [Délibération n°2021-121 de la CRE du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD](#)

- si les dépenses réalisées sont supérieures à 110 % du budget cible, Gérédis supportera un malus égal à 20 % de l'écart entre 110 % du budget cible et les dépenses réalisées.

Toutefois, compte tenu du risque d'évolution du périmètre et des coûts relatifs aux systèmes d'information à l'horizon de la mise en service de ce portail, la CRE introduit une clause de rendez-vous, activable en cas d'évolution significative des coûts du projet dû à un changement de périmètre de charges. La clause de rendez-vous n'est activable qu'après analyse détaillée de la CRE sur la base de la présentation d'un dossier argumenté par Gérédis.

## 2.3 Régulation incitative des raccordements au réseau

Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation sur le réseau. Dans un contexte d'électrification des usages et d'accélération du déploiement des énergies renouvelables, la régulation incitative des raccordements a pour objectif d'améliorer les délais des propositions et de travaux de raccordement aux réseaux.

Dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE a proposé de renforcer les incitations financières de Gérédis sur les raccordements.

### 2.3.1 Rappel du dispositif de régulation incitative des raccordements de la période 2022-2025

Pour la période 2022-2025, Gérédis faisant l'objet d'une analyse de son compte pour le FPE suit trois indicateurs incités financièrement.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance de Gérédis, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Les indicateurs incités financièrement (hors régulation spécifique au projet de comptage évolué) sont les suivants :

**Tableau 3 : Liste des indicateurs pour la régulation incitative des raccordements**

Indicateurs	
<b>Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé</b>	
<i>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</i>	Incité financièrement
<i>BT &gt; 36 kVA, collectif HTA</i>	Incité financièrement
<b>Délai moyen de raccordement (jours)</b>	
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	Incité financièrement
<i>Consommateurs BT &gt; 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau</i>	
<i>Producteurs BT &gt; 36 kVA et HTA</i>	
<b>Délai moyen de raccordement (jours)</b>	Incité financièrement



### 2.3.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période 2022-2024

Sur la période 2022-2024, les performances de Gérédis sont en-deçà des objectifs fixés. Les résultats des indicateurs sur l'activité de raccordement se sont particulièrement dégradés et notamment sur le segment BT > 36 kVA. Gérédis explique cette dégradation par un volume toujours plus important de demandes à traiter, et également par davantage de contraintes à gérer lors de la phase d'étude (congestion sur le réseau HTA et sur certains postes sources). Pour le raccordement des consommateurs BT ≤ 36 kVA, en 2024, Gérédis indique que ce délai serait en partie (plus de la moitié du résultat) de la responsabilité du client.

Les résultats des indicateurs sur la période 2022-2024 sont détaillés dans le tableau ci-dessous pour Gérédis :

**Tableau 4 : Bilan de la régulation incitative des raccordements de Gérédis 2022-2024**

Gérédis		2022	2023	2024
<b>Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé</b>				
Utilisateurs BT ≤ 36 kVA	Objectif	94,0%	94,0%	95,0%
	Résultat	87,0%	91,5%	93,9%
BT > 36 kVA, collectif HTA	Objectif	93,0%	95,0%	97,0%
	Résultat	88,3%	98,5%	43,2%
<b>Délai moyen de raccordement (jours)</b>				
Consommateur BT	Objectif	79	73	67
	Résultat	63	104	115
<b>Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements</b>	Objectif	92,0%	92,0%	92,0%
	Résultat	82,1%	90,1%	95,5%

Sur la période 2022-2024, la non-atteinte des objectifs des indicateurs de raccordement a conduit à ce que Gérédis supporte au global un malus total de 96 k€ avec des performances en-deçà des objectifs attendus.

### 2.3.3 Evolution du dispositif pour la période 2026-2029

La CRE constate que les délais de raccordement des petites affaires sont en augmentation importante (passant de 63 jours à 115 jours). La CRE constate également que le taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement des petites affaires est resté inférieur aux cibles.

Afin de maintenir une recherche d'amélioration et d'éviter toute dérive de ces performances, la CRE considère que les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

Constatant une dégradation de la performance de Gérédis, notamment sur les délais de raccordement, la CRE a proposé de faire évoluer le dispositif en vigueur en adoptant une méthodologie proche de celle appliquée pour le TURPE 7 HTA-BT d'Enedis :

- renforcer les niveaux d'incitation sur les délais de raccordement pour adapter le cadre de régulation aux enjeux d'accélération de l'électrification des usages ;
- fixer des objectifs ambitieux en tenant compte des performances passées ;
- simplifier et uniformiser la régulation incitative lorsque les conditions le permettent.

Les évolutions quant aux plafonds et aux forces d'incitation des indicateurs sont analysées en partie 2.10.

Dans leurs réponses à la consultation publique, les GRD soutiennent le principe d'une régulation incitative et insistent toutefois sur la nécessité que les objectifs fixés soient réalistes et atteignables, et qu'ils reflètent le niveau de performance attendu en tenant compte de ses spécificités comme de celles des autres gestionnaires.

2.3.3.1 Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé

2.3.3.1.1 Utilisateurs BT ≤ 36 kVA

En consultation publique, la CRE a envisagé des objectifs allant de 96 % à 97 % en fin de période.

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis a indiqué demander des objectifs inférieurs aux derniers objectifs 2025 compte tenu de la dégradation observée en 2024. Gérédis souhaite un allègement des objectifs arguant que ces objectifs n'ont jamais été atteints à date.

La CRE décide d'assouplir les objectifs et d'instaurer une plus grande progressivité en se rapprochant du niveau cible d'Enedis, soit de 95 à 96 %.

Tableau 5 : Objectifs décidés des taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé

Gérédis		2022	2023	2024	2026	2027	2028	2029
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé								
Utilisateurs BT ≤ 36 kVA	Résultat	87,0 %	91,5 %	93,9 %				
	Objectif fixé par la CRE				95,0 %	95,0 %	96,0 %	96,0 %

2.3.3.1.2 Utilisateurs BT > 36 kVA, collectif HTA Utilisateurs BT > 36 kVA, collectif HTA

Dans sa consultation publique, la CRE a envisagé un objectif fixe de 97 % au niveau du dernier objectif exigé sur la période précédente.

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis a indiqué demander des objectifs inférieurs au dernier objectif 2025 compte tenu de la dégradation observée en 2024. Gérédis souhaite un allègement des objectifs en justifiant du contexte très particulier des demandes exceptionnelles.

La CRE décide d'assouplir les objectifs en se rapprochant du niveau cible d'Enedis, soit de 91 à 92 %.

Tableau 6 : Objectifs décidés des taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé

Gérédis		2022	2023	2024	2026	2027	2028	2029
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé								
BT > 36 kVA, collectif HTA	Résultat	88,3 %	98,5 %	43,2 %				
	Objectif fixé par la CRE				91,0 %	91,0 %	92,0 %	92,0 %

### 2.3.3.2 Délai moyen de raccordement (jours)

De manière générale, les opérateurs jugent les trajectoires proposées par la CRE trop ambitieuses et suggèrent à la CRE de se concentrer sur l'indicateur relatif aux producteurs en maintenant un objectif raisonnable. Ils insistent également sur une révision complète des objectifs des indicateurs de délais moyens de raccordement.

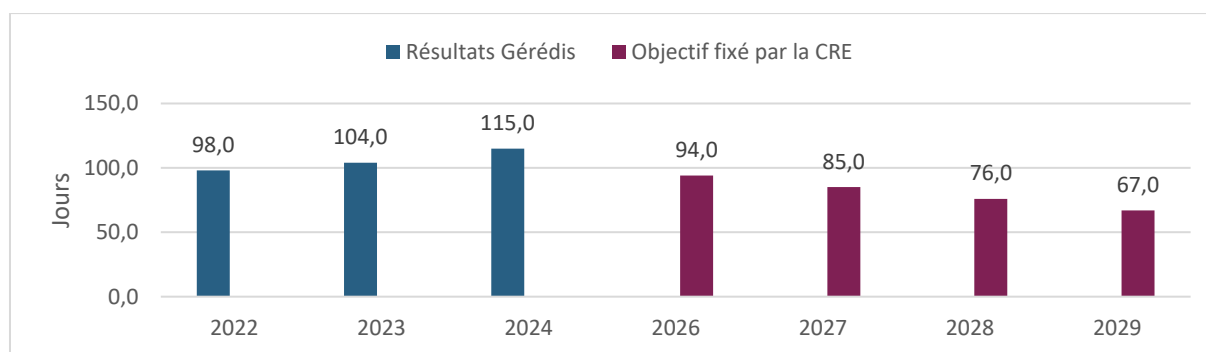
La CRE retient des objectifs plus ambitieux que les demandes des opérateurs. Les objectifs pour Gérédis tendent à se rapprocher des meilleurs délais déjà atteints en se fondant sur la moyenne réalisée des performances passées.

#### 2.3.3.2.1 Consommateurs BT ≤ 36 kVA

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis souhaite un allègement des objectifs. Gérédis indique que les modalités de calcul doivent bien reprendre le délai entre la demande du client et la facturation (et non la mise en service).

La CRE décide de maintenir sa proposition initiale concernant le niveau des objectifs, mais ajuste la définition de l'indicateur afin d'harmoniser les modalités de calcul avec Enedis.

Pour ce qui est du jalon de fin, la CRE maintient sa définition existante afin de maintenir une continuité de la méthode et établir une base comparative entre les ELD.



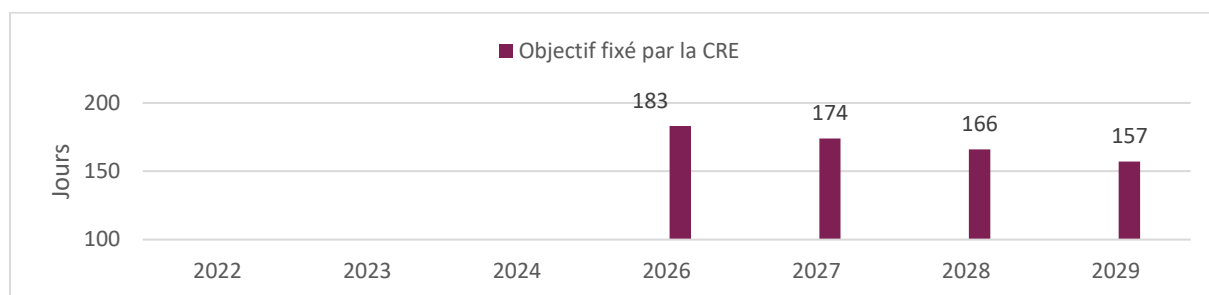
#### 2.3.3.2.2 Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuel et collectif avec aménagement réseau

Jusqu'à présent, Gérédis était incité sur le délai moyen de raccordement uniquement pour les affaires de raccordement de consommateurs ≤ 36 kVA. La CRE a envisagé de créer une unique incitation sur le délai moyen de raccordement pour une nouvelle catégorie comprenant les affaires de consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuel et collectif avec aménagement réseau. Les délais envisagés se fondent sur les délais prévus pour Enedis dans le TURPE 7 pour chacune des catégories, pondérés par le nombre d'affaires.

En consultation publique, la CRE a envisagé la création d'une incitation du délai moyen de raccordement de cette catégorie pour Gérédis.

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis souhaite un allègement des objectifs. Gérédis indique que la dynamique des objectifs proposés par la CRE pour la période 2026-2029 n'est pas réalisable dans un contexte de forte dynamique liée à la réalisation de production sur la même période.

La CRE décide de maintenir l'objectif final de l'année 2029 tout en réduisant l'ambition des premières années pour tenir compte des délais réalisés de Gérédis communiqués après la publication de la consultation publique. La croissance des raccordements des producteurs ne réduit pas la pertinence d'une incitation de cette catégorie de consommateurs et les objectifs fixés sont basés sur ceux demandés à Enedis.



### 2.3.3.3 Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a introduit une incitation financière basée sur la durée effective du raccordement remplaçant l'indicateur basé sur une date convenue de réalisation du raccordement au titre que ce dernier ne permettait pas réellement de mesurer précisément la performance de l'opérateur.

En cohérence avec cette évolution, la CRE a envisagé ainsi le remplacement de cet indicateur pour Gérédis par une incitation sur le délai moyen.

En l'absence de retour lors de la consultation publique, la CRE décide de supprimer cet indicateur.

## 2.4 Régulation incitative de la qualité de service

La régulation incitative a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu par Gérédis aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du système électrique.

### 2.4.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service de la période 2022-2025

Pour la période 2022-2025, Gérédis suivait 4 indicateurs incités financièrement. A ces indicateurs incités s'ajoutaient 5 indicateurs suivis sans incitation financière.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance de Gérédis, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés. Les indicateurs ont été fixés par la CRE après une consultation publique.

Les indicateurs incités financièrement (hors régulation spécifique au projet de comptage évolué) sont les suivants :

**Tableau 7 : Indicateurs de la qualité de service**

Indicateurs	Modalité
Nombre de rendez-vous 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	Incité financièrement
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Incité financièrement
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Incité financièrement
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Suivi
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils clients et dépannage	Suivi
Taux de respect des délais d'implémentation des flux	Suivi
Taux de respect des délais d'implémentation des webservices	Suivi
Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Suivi

## 2.4.2 Evolution du dispositif pour la période 2026-2029

Globalement, sur la période 2022-2024, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'inciter à la performance de Gérédis dans les domaines ciblés. Afin de rester efficaces et d'éviter toute dérive de ces performances, la CRE considère que les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

Pour la qualité de service de Gérédis, la CRE a adopté, en consultation publique, une approche similaire à celle retenue pour le TURPE 7 HTA-BT concernant Enedis :

- inciter à la performance de la relation client et adapter la régulation incitative au contexte post-déploiement massif, afin d'aligner le niveau d'exigence sur l'évolution des activités de Gérédis ;
- fixer des objectifs ambitieux en tenant compte des performances passées ;
- simplifier et uniformiser la régulation incitative lorsque les conditions le permettent.

Les évolutions quant aux plafonds et aux forces d'incitation des indicateurs sont analysées en partie 2.10.

### Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Gérédis a demandé que l'objectif soit maintenu au niveau de l'objectif de 2025, c'est-à-dire à 94 % pour ensuite s'établir à 95 % pour la période 2027-2029.

La CRE, compte tenu du réalisé de l'opérateur ayant atteint 96 % en 2023 mais 91 % en 2024, a proposé un objectif de 95 % à 96 % en consultation publique.

Les répondants à la consultation publique ont émis un avis défavorable à la proposition de la CRE jugeant que le niveau d'objectif proposé entraînerait une allocation non efficace des ressources du GRD. En conséquence, la CRE décide d'appliquer un objectif constant à 95 % sur la période 2026-2029.

Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires

Gérédis demande la suppression de cet indicateur.

Pour la période suivante, la CRE a proposé de maintenir un objectif de 0 pour cet indicateur reflétant la performance attendue d'un opérateur efficace.

Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA

Avec le déploiement du compteur numérique qui se termine, les compteurs seront désormais relevés tous les jours : Gérédis en demande la suppression.

Par cohérence avec le cadre d'Enedis, la CRE a proposé de supprimer les incitations financières pour cet indicateur.

Taux de réclamations multiples

La CRE a introduit une incitation financière en TURPE 6 sur le taux de réclamations multiples afin d'inciter Enedis à renforcer la qualité de ses premières réponses aux réclamations des utilisateurs. Les réclamations multiples concernent en général les réclamations les plus complexes, notamment liées à des demandes d'indemnisation ou à des perturbations d'alimentation.

Gérédis a demandé à fixer un objectif décroissant entre 15 % et 12 % entre 2026 et 2029.

La CRE a proposé d'introduire cet indicateur pour Gérédis avec un objectif à 12 % pour inciter l'opérateur à la qualité de ses réponses aux utilisateurs.

Concernant les trois indicateurs précités, les répondants à la consultation publique se sont exprimés en faveur des orientations de la consultation publique.

La CRE maintient son orientation précisée *supra*.

**Tableau 8 : Objectifs de la qualité de service pour la période 2026-2029**

Gérédis	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	91,3 %	95 %	95 %	95 %	95 %
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	13	0	0	0	0
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	97,0 %				
Taux de réclamations multiples	N/A	12 %	12 %	12 %	12 %

## **2.5 Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué**

La délibération n°2019-241 de la CRE du 14 novembre 2019 a mis en place le cadre de régulation incitative pour le projet de comptage évolué de Gérédis.

Ce cadre de régulation incite Gérédis à :

- maîtriser les coûts d'investissement lié au projet de comptage évolué ;
- respecter le calendrier de déploiement des compteurs évolués ;
- garantir le niveau de performance attendu du système de comptage évolué au travers d'indicateurs de qualité de service spécifiques au projet de comptage évolué.

### **2.5.1 Rappel du dispositif de régulation incitative du comptage évolué de la période 2022-2025**

Au cours de la période FPE 2022-2025, le cadre de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué de Gérédis s'est appuyé sur 6 indicateurs incités financièrement, portant sur la performance du système de comptage évolué ainsi que sur la qualité de la pose :

- taux de télé-relevés journaliers réussis ;
- taux de publication des index réels mensuels ;
- taux de disponibilité du portail internet « clients » ;
- taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ;
- taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs ;
- taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement.

### **2.5.2 Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029**

#### **2.5.2.1 Adaptation du mécanisme de régulation incitative de la performance**

Pour la période 2026-2029, la CRE a proposé d'adapter le mécanisme de régulation de la performance du système de comptage évolué pour Gérédis comme suit :

- fixer des objectifs plus ambitieux que précédemment pour les indicateurs existants, en cohérence avec la performance Gérédis sur la période 2022-2024 ;
- maintenir la force des incitations, dont les plafonds évoluent au même niveau que celui du revenu autorisé de l'opérateur.

Les évolutions quant aux plafonds et aux forces d'incitation des indicateurs sont précisées en partie 2.10.

Seul Gérédis s'est exprimé à propos de cette orientation de la CRE. L'opérateur est défavorable au relèvement des niveaux des objectifs et rappelle que les caractéristiques rurales de son réseau (faible résilience des équipements de télécommunication, longueur de réseau, niveau de couverture, etc.) sont à prendre en compte dans la définition des cibles.

La CRE considère que le cadre de régulation applicable au projet de comptage doit maintenir un niveau d'exigence élevé en termes de performance et doit rester cohérent avec ce qui est retenu pour les projets de comptage des autres GRD. A ce titre, la CRE décide de maintenir ses orientations et d'adapter les objectifs à la marge tels que :

- Taux de télé-relevés journaliers réussis : plafonnement de l'objectif à 98 % ;
- Taux de publication des index réels mensuels : augmentation progressive en débutant à 98,5 % pour tenir compte des performances réalisées.

La CRE décide de retenir les objectifs des indicateurs incités présentés dans le tableau ci-dessous, le détail de la définition des indicateurs est précisé en annexe 2 de la présente délibération :



**Tableau 9 : Objectifs retenus pour les indicateurs relatifs au comptage évolué**

Gérédis	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement	0,9 %	0,3 %	0,3 %		
Taux de télé-relevés journaliers réussis	97,3 %	97,5 %	98 %	98 %	98 %
Taux de publication des index réels mensuels	98,4 %	98,5 %	98,5 %	99 %	99 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0,7 %	0,7 %	0,6 %	0,6 %	0,5 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur	99,2 %	99 %	99 %	99 %	99 %

En outre, la CRE décide de supprimer le suivi incité de deux indicateurs :

- « Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement » : à compter de l'exercice 2028 pour tenir compte de la fin du déploiement massif ;
- « Taux de disponibilité du portail internet « clients » » à compter de l'exercice 2026.

Gérédis maintiendra le suivi de ces indicateurs.

Enfin, la CRE décide de mettre fin au suivi des indicateurs non incités suivants à la suite de l'atteinte du déploiement massif, soit une suppression dès 2028 pour Gérédis :

- « Taux de réclamations liées au déploiement » ;
- « Nombre de réclamations liées au déploiement » ;
- « Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI ».

#### **2.5.2.2 Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts du projet de comptage évolué de Gérédis**

La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter les GRD à réaliser les investissements de comptage du projet (hors investissements de systèmes d'information) au meilleur coût pour la collectivité. Le mécanisme repose sur l'attribution d'un bonus au GRD si ce dernier parvient à maintenir ses coûts d'investissements de comptage en deçà de ceux définis par la CRE dans une trajectoire de référence. A l'inverse, le GRD est pénalisé par un malus si ses coûts d'investissement dépassent la trajectoire de référence fixée par la CRE. La régulation mise en place par la CRE prévoit donc le calcul, chaque année, d'une BAR de référence fondée sur les coûts unitaires évalués avant le début du projet permettant le versement d'un bonus sur les investissements qui ont pu être évités.

Le déploiement massif s'achèvera en 2027 pour Gérédis. Passé cette échéance, il n'y a plus de nouveaux investissements associés au projet de comptage évolué intégrant la BAR comptage. Dans ces conditions, l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de plafonner les montants pouvant être versés à Gérédis au titre de la régulation incitative, à 20 % du montant des investissements évités, à l'image de ce qui a été retenu pour le projet Linky d'Enedis dans la délibération tarifaire TURPE 7 HTA-BT.

Certains acteurs ayant répondu à la consultation publique s'expriment en majorité en défaveur de l'orientation proposée par la CRE. Gérédis s'est quant à lui exprimé en faveur de la proposition de la CRE.

La CRE estime qu'il est pertinent que Gérédis perçoive une partie du bénéfice pour la collectivité permis par les investissements évités. Néanmoins, elle considère aussi que ces incitations doivent être limitées en proportion. La CRE considère que le versement d'un bonus calculé sur la base d'une BAR de

référence serait disproportionné en termes de montant, au regard des bénéfices du projet pour la collectivité en termes d'investissements évités, s'il était versé sans plafond sur la durée de vie des actifs, ce d'autant que son caractère incitatif disparaît avec la fin du déploiement massif.

La CRE maintient donc l'orientation présentée en consultation et met en place un plafond des montants pouvant être versés respectivement à Gérédis, au titre de la régulation incitative, à hauteur de 20 % du montant des investissements évités, rappelant que ce même mécanisme a déjà été appliqué pour Enedis.

## **2.6 Régulation incitative de la qualité d'alimentation**

La qualité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs des réseaux. La régulation incitative de la qualité d'alimentation vise à garantir que les gains de productivité réalisés par Gérédis n'ont pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation.

Pour la période 2022-2025, la continuité d'alimentation de Gérédis hors événements exceptionnels et hors coupures liées à la production d'électricité était suivie au moyen de 4 indicateurs :

- 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) ;
- mécanisme de coupures longues.

Pour la période 2022-2025, Gérédis n'était incité financièrement que sur les critères B et M, le critère F-BT était néanmoins suivi.

Afin de limiter le risque financier pour Gérédis associé aux indicateurs B et M, l'incitation financière de Gérédis cumulée de ces deux indicateurs était plafonnée à  $\pm 120$  k€ par an.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de reconduire le dispositif de régulation incitative de la qualité d'alimentation pour la période FPE 2026-2029, en adaptant le niveau des objectifs pour tenir compte, d'une part des niveaux de performance atteints par Gérédis, d'autre part de l'impact de la hausse des raccordements sur la qualité d'alimentation.

### **2.6.1 Durée et fréquence moyenne de coupure**

#### Durée moyenne de coupure

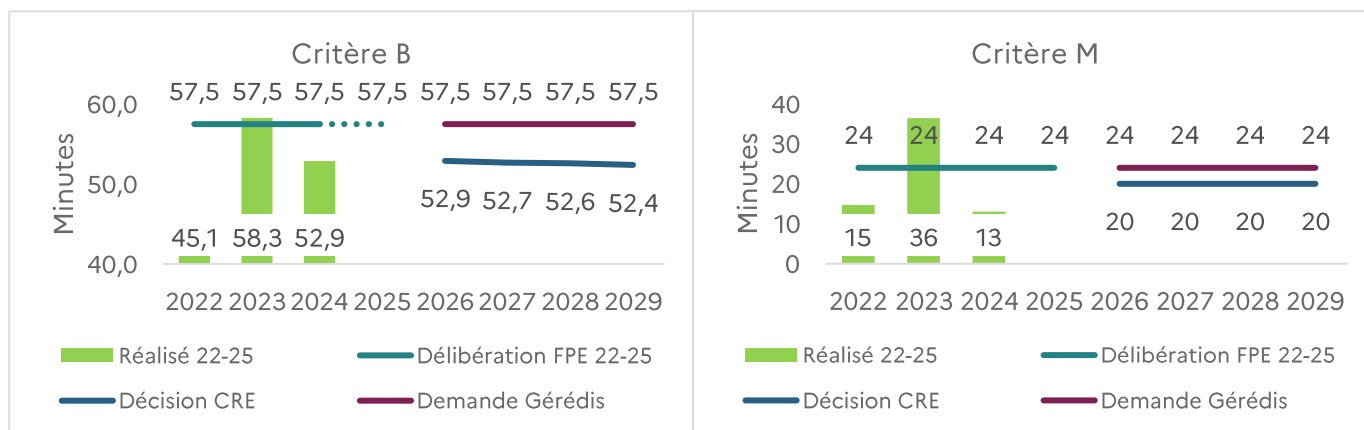
Dans la consultation publique, la CRE a proposé de renforcer les objectifs de Gérédis pour les critères B et M pour la période FPE 2026-2029 afin de tenir compte des performances passées. Ainsi, la CRE a proposé de retenir une valeur proche de la moyenne du réalisé 2022-2024 pour les critères B et M.

Enfin, la CRE avait proposé de maintenir le niveau d'incitation relatif aux critères B et M mais de relever le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supporté par Gérédis à  $\pm 360$  k€ par an.

Plusieurs gestionnaires de réseaux ou représentants de gestionnaires de réseaux se sont montrés défavorables aux évolutions envisagées par la CRE concernant le dispositif de régulation incitative de la qualité d'alimentation. En particulier, Gérédis considère qu'un optimum économique devrait être fixé plutôt que de viser une amélioration constante des objectifs, notamment dans un contexte jugé défavorable par l'opérateur lié à la hausse des raccordements producteurs. Dans sa réponse à la consultation publique, l'opérateur réitère son souhait de retenir une trajectoire équivalente à celle retenue pour la période précédente en intégrant une baisse de 2,5 % sur la période, soit 56,1 mn pour le critère B et 23,4 mn pour le critère M. En outre, Gérédis demande la prise en compte des caractéristiques de son réseau, essentiellement rural, dans la définition des incitations, soit une incitation de 12 k€/mn pour le critère B et 11 k€/mn pour le critère M.

La CRE rappelle que la méthode retenue pour la trajectoire future basée sur la moyenne passée permet de tenir compte des caractéristiques propres du réseau de l'opérateur ainsi que des dynamiques

récentes. Néanmoins, la CRE décide de retenir pour la période 2026-2029 une trajectoire légèrement modifiée pour le critère B, qui prend en compte une stabilisation de l'indicateur « B travaux » (indicateur impacté par la hausse des raccordements) au niveau de l'année 2024, mais conserve une progression équivalente à celle demandée à Enedis sur l'indicateur « B incident ». En revanche, la CRE décide de maintenir ses orientations relatives au critère M. Par ailleurs, la CRE rappelle que le niveau d'incitation de Gérédis a déjà été adapté à son activité et à la taille de son territoire de desserte et n'envisage pas de le réduire davantage. La CRE décide ainsi de maintenir ses orientations concernant le niveau d'incitation (28 k€/mn pour le critère B et 26 k€/mn pour le critère M).



**Tableau 10 – Objectifs et incitations des critères B et M de Gérédis pour la période FPE 2026-2029**

Minutes/an	2026	2027	2028	2029	Incitation (k€/mn)
Critère B	52,9	52,7	52,6	52,4	28
Critère M	20,0	20,0	20,0	20,0	26

#### Fréquence moyenne de coupure

Dans sa consultation publique relative à la période 2026-2029, la CRE a proposé d'introduire une incitation financière sur l'indicateur de fréquence de coupure moyenne en basse tension (critère F-BT), et de maintenir un suivi de l'indicateur de fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA (critère F-HTA).

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis réitère son souhait de ne pas être incité sur cet indicateur en raison d'un faible historique de calcul, et de reporter la mise en œuvre de cette incitation à la prochaine période tarifaire (2030-2034).

La CRE rappelle que pour la précédente période FPE 2022-2025, elle avait décidé de ne pas inciter le critère F-BT, critère dont le suivi a été mis en place à compter de la période 2028-2021, afin de permettre à ce dernier de disposer d'un meilleur historique et d'une donnée fiabilisée. Considérant que l'opérateur est censé disposer aujourd'hui d'un meilleur historique que la période passée, la CRE décide de maintenir son orientation relative aux critères F-BT et F-HTA et fixe un objectif de référence pour le critère F-BT égal à la moyenne des résultats 2022-2024, soit 2,6 coupures/an associé à une incitation de 29 k€/coupure.

#### Plafonds d'incitation

Afin de limiter le risque financier pour Gérédis lié aux indicateurs B, M et F-BT, le cadre intègre un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur à ±120 k€ par an.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de relever le niveau du plafond/plancher à 360 k€/an afin de prendre en compte notamment l'évolution du revenu autorisé de l'opérateur et de se rapprocher du cadre en vigueur applicable à l'opérateur national.

En lien avec les arguments développés au sujet des niveaux d'incitations envisagés par la CRE pour les critères B et M (voir partie 2.6.1), Gérédis sollicite un plancher/plafond à 153 k€/an afin de tenir compte des caractéristiques de son réseau.

La CRE considère que le niveau du plafond/plancher doit intégrer l'évolution du revenu autorisé de l'opérateur et rester cohérent avec le niveau d'incitation supporté par l'opérateur national A ce titre, la CRE décide de maintenir son orientation et retient un niveau de 360 k€/an.

## **2.6.2 Pénalité pour coupure longue**

Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues (voir détail en partie 2 de l'annexe 4) repose sur le versement, directement aux consommateurs concernés, de pénalités en cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance des réseaux publics.

A noter que le cadre prévoit que Gérédis puisse, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel (voir annexe 3), réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations doivent être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne peuvent être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales restent applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de reconduire le dispositif en vigueur. En l'absence de retour des acteurs sur cette orientation, la CRE décide de conserver cette orientation tout en actualisant la couverture *ex ante* pour tenir compte de l'historique récent de l'opérateur.

La couverture *ex ante* est fixée à 74 k€/an (ce montant est inclus dans les charges nettes d'exploitation). Le plafond au-delà duquel les sommes versées par Gérédis sont compensées *via* le CRCP est augmenté à 254 k€/an.

## **2.7 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation**

### **2.7.1 Régulation de la R&D**

Dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie et, particulièrement de l'électricité, la CRE attache une importance particulière à l'innovation, au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir mener des projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, qui peuvent notamment nécessiter d'importants budgets SI, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux et pour faire évoluer les outils d'exploitation de leurs réseaux. Ils se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources. Ils doivent plus généralement faire évoluer leurs pratiques et les conditions d'accès au réseau autant que nécessaire pour favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs du système électrique.

Dans la délibération de fixation de la dotation FPE de Gérédis du 10 mars 2022, la CRE a introduit un dispositif destiné à donner à Gérédis les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux futurs en garantissant, notamment, l'absence de frein réglementaire pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants.

Ce mécanisme de régulation incitative concerne les dépenses de R&D et s'appuie, comme pour les autres opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D incitée de manière asymétrique : en fin de période de dotation, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge de Gérédis ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D, et d'un rapport public bisannuel.

Le bilan provisoire des dépenses de R&D pour la période 2022-2024, pour Gérédis, est le suivant :

**Tableau 11 : Montants des charges d'exploitation de R&D soumis à la régulation incitative 2022-2024**

	2022	2023	2024
Délibéré inflaté (M€ courants)	0,3	0,3	0,3
Réalisé (M€ courants)	0,1	0,3	0,3

Concernant Gérédis, le montant de R&D soumis à la régulation incitative a été légèrement inférieur au montant délibéré en 2022, puis au niveau des montants incités chaque année en 2023 et 2024.

La CRE a envisagé dans sa consultation publique de reconduire le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel pour Gérédis pour la période 2025-2029.

Dans leurs réponses à la consultation publique, tous les répondants se sont montrés favorables aux orientations de la CRE.

Pour donner suite à la consultation publique, la CRE décide de reconduire le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel Gérédis pour la période 2025-2029, qui prévoit la publication d'un rapport public tous les deux ans.

## 2.7.2 Projets de réseaux électriques intelligents

La délibération de la dotation FPE de Gérédis du 19 juillet 2018<sup>9</sup> a introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pouvait aller au-delà des projets déjà identifiés. Celui-ci permettait à Gérédis de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents.

Cette intégration est possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 150 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade.

Le dispositif n'ayant jamais été sollicité par Gérédis, la CRE a envisagé de supprimer le mécanisme « projets de réseaux intelligents » dans une démarche de simplification du cadre de régulation et en cohérence avec l'orientation retenue dans le TURPE 7 HTA-BT.

Dans leurs réponses à la consultation publique, tous les répondants se sont exprimés en faveur à l'orientation de la CRE.

La CRE décide donc de supprimer le mécanisme « projets de réseaux intelligents » dans une démarche de simplification du cadre de régulation et en cohérence avec l'orientation retenue dans le TURPE 7 HTA-BT.

<sup>9</sup> [Délibération n°2018-163 de la CRE du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour GÉRÉDIS Deux-Sèvres au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé](#)

## **2.8 Régulation incitative des projets prioritaires**

### **2.8.1 Rappel du dispositif de régulation incitative des projets prioritaires**

Lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques<sup>10</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.

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 pénalité 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, la CRE a décidé de mettre en place ce même mécanisme Gérédis sur la période 2022-2025 avec :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif ;
- un délai d'exécution associé à chacune des actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec Gérédis et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 500 €/mois de retard est appliquée ;
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 1 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6<sup>e</sup> mois pour Gérédis ;
  - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 2 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12<sup>e</sup> mois pour Gérédis ;
  - le montant global de l'ensemble des pénalités versées est plafonné à 50 k€ par an pour Gérédis.

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

### **2.8.2 Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029**

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 a envisagé dans sa consultation publique de reconduire ce dispositif pour Gérédis, en réhaussant le niveau des incitations financières et en y intégrant une liste de projets prioritaires.

---

<sup>10</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](#) :



Dans la consultation publique, la CRE n'a identifié qu'une seule action prioritaire pour Gérédis, le portail commun pour les fournisseurs, décrit en partie 2.8.

La majorité des répondants s'est exprimée en défaveur de la mise en place d'une telle incitation, considérant que la mise en place de ce portail dépend de décision d'acteurs externes non maîtrisable par Gérédis.

Au regard des enjeux afférents aux projets et des moyens accordés à Gérédis pour développer ce portail, la CRE considère nécessaire la mise en place d'une incitation, équilibrée au regard des montants associés, pour inciter l'opérateur à mettre en œuvre ce projet dans les délais. La CRE fixe ainsi les incitations suivantes :

**Tableau 12 : Synthèse des paramètres envisagés pour la régulation incitative des projets prioritaires**

	Gérédis
Pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	1 000
Pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	2 000
Pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	4 000
Plafonnement des incitations financières (k€)	<b>100</b>

Des actions supplémentaires pourront être intégrées au mécanisme en cours de période tarifaire en suivant le mécanisme décrit précédemment.

## 2.9 Régulation incitative liée aux obligations légales de débroussaillage

Les gestionnaires de réseau, y compris Gérédis, demandent pour la période à venir une augmentation des charges liées aux obligations légales de débroussaillage (OLD). La CRE, consciente de la nécessité pour les opérateurs de respecter ces obligations souhaite leur donner les moyens de les mettre en œuvre. Toutefois, une incertitude demeure sur la capacité des opérateurs à mener à bien les trajectoires présentées, et sur les surfaces concernées en raison notamment du potentiel recouvrement avec d'autres acteurs obligés. En conséquence, la CRE accompagne la prise en compte des charges additionnelles demandées par l'opérateur de la mise en place d'une régulation incitative de ces charges. En effet, la CRE incite les charges d'OLD de Gérédis selon les principes suivants : une trajectoire de référence est déterminée pour la période. Chaque année, la CRE calculera l'écart entre les charges réellement dépensées par l'opérateur et la valeur de référence pour l'année N. 90 % de l'écart résultant sera couvert au CRCP, c'est-à-dire versé par l'opérateur en cas de montant réalisé inférieur à la valeur de référence ou versé à l'opérateur dans le cas inverse. L'opérateur est alors exposé à hauteur de 10 % de l'écart.

Compte tenu du montant raisonnable pour Gérédis, la CRE prévoit à ce stade que cette modalité s'applique sur l'ensemble de la période tarifaire. Si toutefois des obligations venaient renchérir significativement ces dépenses, la CRE pourra examiner des modalités alternatives, comme la mise en place de coûts unitaires.



La trajectoire de référence des charges associées aux OLD pour 2026-2029 est la suivante :

En M€	2026	2027	2028	2029
<b>Charges liées aux obligations légales de débroussaillage*</b>	0,26	0,26	0,27	0,27

\*ces valeurs sont arrondies, des valeurs plus précises seront prises en compte dans le calcul de l'incitation.

## 2.10 Evolution des niveaux de la régulation incitative

Le revenu autorisé demandé par l'opérateur est en forte augmentation et aboutit à une augmentation de 14 % entre les deux périodes. Par un effet mécanique, cette hausse du revenu autorisé affaiblit en proportion les incitations actuelles.

Afin de maintenir la force de la régulation incitative, la CRE a proposé de faire évoluer les montants du niveau des incitations ainsi que des plafonds de bonus/malus associés.

La CRE maintient ainsi son orientation en tenant compte du revenu autorisé final fixé pour la prochaine période tarifaire.

### Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

La CRE a proposé d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative des pertes à hauteur de l'évolution du revenu autorisé.

### Régulation incitative relative aux raccordements

La CRE a proposé de renforcer la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution pour la période 2026-2029 au regard des enjeux de cette activité (cf. partie 2.3). A ce titre, la hausse des plafonds de bonus et malus serait supérieure à la seule évolution du revenu autorisé, du fait de l'enjeu majeur que représentent la réduction et le respect des délais de raccordement.

Les plafonds de Gérédis ont été particulièrement augmentés en raison d'un niveau d'incitation faible comparé aux autres opérateurs concernés par la consultation publique et l'opérateur national : sur la période 2022-2025, le plafond de 50 100 € rapporté au revenu autorisé représentait 0,05 % contre 0,27 % pour Enedis ou 0,15 % pour EDF SEI.

De plus, la CRE a proposé une symétrisation des plafonds et des niveaux de malus/bonus afin que l'opérateur puisse obtenir un bonus potentiel équivalent au malus potentiel sur l'ensemble de ces indicateurs.

La CRE a proposé que les niveaux des incitations suivent la même évolution.

### Régulation incitative de la qualité de service

La CRE a proposé d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative de la qualité de service à hauteur de l'évolution du revenu autorisé.

Pour rappel, la CRE a proposé la suppression de l'incitation sur l'indicateur « Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA » et l'introduction de l'indicateur « Taux de réclamation multiples ».

### Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué

La CRE a proposé d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative du comptage évolué à hauteur de l'évolution du revenu autorisé.

Pour rappel, la CRE a proposé la suppression de l'incitation sur l'indicateur « Taux de disponibilité du portail internet « clients » ».

### Régulation incitative de la qualité d'alimentation

La CRE a proposé d'augmenter les plafonds liés à qualité d'alimentation au-delà de l'évolution du revenu autorisé en raison d'un niveau d'incitation faible comparé aux autres opérateurs : sur la période précédente, le plafond de 120 000 € rapporté au revenu autorisé représentait 0,12 % contre 0,55 % pour Enedis ou 0,50 % pour EDF SEI.

### Régulation incitative des projets prioritaires

La CRE a proposé d'augmenter le plafond de bonus et malus de la régulation incitative des projets prioritaires pour tendre vers le niveau d'incitation d'Enedis.

Les répondants à la consultation publique sont majoritairement défavorables aux orientations de la CRE exprimées en consultation publique. En effet, les acteurs indiquent que la mesure du revenu autorisé n'est pas pertinente pour calibrer les incitations et que ces nouveaux niveaux de plafond peuvent diminuer l'espérance de gain pour Gérédis.

Le revenu autorisé est composé de l'ensemble des charges de capital et charges nettes d'exploitation (charges de personnel, consommation externe et coût des pertes principalement) auxquelles s'ajoutent les résultats des incitations. La CRE considère qu'il est une mesure représentative de l'activité des GRD et notamment des coûts des réseaux pour les consommateurs finals. A ce titre, un maintien de l'incitation à un niveau stable, couplé à une croissance du revenu autorisé et des moyens accordés à l'opérateur entraînerait mécaniquement une diminution de l'incitation. Par ailleurs, cette méthodologie d'évolution couplée au revenu autorisé a été appliquée à Enedis en TURPE 7. En conséquence, la CRE décide de maintenir son orientation exprimée en consultation publique et fait évoluer le revenu autorisé de Gérédis selon l'orientation exprimée *supra*.

Enfin, la CRE avait proposé une évolution couplée à une hausse prévisionnelle du revenu autorisé de 14 % en consultation publique en indiquant que celle-ci serait remplacée par l'évolution finale du revenu autorisé précisé dans la présente délibération. Les plafonds dont l'évolution est couplée au revenu autorisé de l'opérateur évoluent donc de 17 %.

Les valeurs plafond et plancher des incitations sont précisées pour chaque indicateur dans les annexes 2, 3 et 4 relatives aux pertes, à la qualité de service et à la qualité d'alimentation.

## **3 Niveau des charges à couvrir et niveaux de dotations au titre du FPE**

Le revenu autorisé de Gérédis est la somme des éléments suivants, présentés dans chacune des sous-parties de la consultation publique relatives au niveau tarifaire :

- des charges d'exploitation nettes, qui comprennent les charges d'exploitation brutes (charges de personne, achats, etc.) minorées des recettes extratarifaires et de la production immobilisée (cf. partie 2.1) ;
- les charges liées au système électrique, qui recouvrent le coût d'achat des pertes. Ces charges sont quasi-intégralement couvertes au CRCP (cf. partie 2.2.1.2) ;
- les charges de capital normatives, résultant des paramètres de rémunération retenus (cf. partie 3.4.2 et de la trajectoire d'investissements de Gérédis (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 de Gérédis ;
- 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 Gérédis

Dans son dossier tarifaire, Gérédis a formulé sa demande d'évolution tarifaire sur la base des hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

	2025	2026	2027	2028	2029
Inflation(%)	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

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

**Tableau 13 : Demande de CNE de Gérédis pour la période 2026-2029 (en M€ courants)**

En M€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	32,1	37,9	41,2	42,3	43,8
<i>Evolution (%)</i>		18 %	9 %	3 %	3 %

Gérédis a présenté une demande de 41,3 M€/an en moyenne de CNE hors charges liées au système électrique soit +18 % en 2026 par rapport à 2024 suivie d'une évolution de +5 %/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 +4,6 M€/an principalement associée aux besoins d'entretien des postes sources qui seront en augmentation (S3R) ainsi qu'à l'augmentation des coûts informatiques, notamment en raison de la modernisation des SI de Gérédis ;
- une hausse des charges de personnels de +2,3 M€/an associée à l'augmentation des besoins pour la gestion des postes sources, des raccordements et de la flexibilité ;
- une hausse des redevances de concession de +1,5 M€/an en lien avec l'augmentation du volume d'actif de la concession ;
- la disparition des charges associées au FACE (-1,3 M€/an) ;
- enfin l'évolution d'autres charges pour +2,1 M€/an.

### 3.1.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

La CRE a demandé à Gérédis de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers niveaux réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2024 inflaté et en décomposant chaque poste au premier euro, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne puissent pas être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin.

La CRE a mandaté les cabinets PIA-AEC pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation (hors charges de système électrique) de Gérédis. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2025. Les rapports des auditeurs, fondés sur la demande des opérateurs, sont publiés en même temps que le présent document de consultation publique. Ces audits permettent à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période précédente et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées pour la période tarifaire à venir.

Les audits ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation de Gérédis pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2022-2024) et prévisionnelles (2025-2029) ; de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour les dotations prévisionnelles futures.

### 3.1.3 Analyse de la CRE

#### 3.1.3.1 Résultats de l'audit externe

Le périmètre des coûts audité par les consultants inclut les charges nettes d'exploitation, et ne comprend pas les charges de système électrique, présentées en partie 3.2

**Tableau 14 : Résultats de l'audit externe sur les CNE (hors système électrique) de Gérédis**

Ajustements préconisés par l'auditeur sur les CNE (hors système électrique) (en M€)	2026	2027	2028	2029
Trajectoire demandée par Gérédis	37,9	41,2	42,3	43,8
Trajectoire du consultant	35,1	36,9	38,0	39,3
Ecart avec la demande de Gérédis	-2,8	-4,3	-4,3	-4,5

Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur portent sur les postes « Achats et services » (en particulier les postes Entretien réseau MT/BT Postes, frais de télécommunication et fournitures), « Autres charges » et « Charges de personnel ». Le total des ajustements préconisés par l'auditeur sur la période s'élève à 16,5 M€, soit 4,1 M€ en moyenne annuelle, soit -9,9 % par rapport à la demande de Gérédis.

Les conclusions des rapports d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Gérédis dans le courant du mois de juillet 2025. L'opérateur a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant.

#### 3.1.3.1.1 Analyse de la CRE du périmètre hors système électrique

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre Gérédis et la CRE sur un certain nombre de postes de charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de la prise en compte des positions exprimées dans les réponses à la consultation publique, des échanges avec Gérédis et des analyses propres de la CRE sur les ajustements recommandés par l'auditeur.

##### Achats et services

- Entretien réseau MT BT Postes : l'auditeur préconise un ajustement de 1 M€ pour corriger une double comptabilisation de l'inflation ;
- Frais de télécommunication : l'auditeur recommande un ajustement de 0,5 M€, considérant que le niveau de référence des charges additionnelles liées à la hausse du nombre d'OMT (Organe de Manœuvre Télécommandé) et au projet Linky devant être comptabilisé ne peut être le prévisionnel 2025 (non connu) mais le réalisé 2024 ;
- Fournitures : l'auditeur ajuste la trajectoire de 0,6 M€ en raison d'une croissance des besoins insuffisamment justifiée par l'opérateur.

##### *Analyse de la CRE*

Les échanges qui se sont tenus entre la CRE et l'opérateur ont notamment porté sur les sous-postes frais de télécommunication et fournitures. Ces échanges ainsi que l'analyse des éléments transmis par l'opérateur (contrat de fourniture d'électricité, devis de locations de bureaux) ont conduit la CRE à réduire le niveau de certains ajustements portant notamment sur les sous-postes fournitures et locations (année 2026 couverte par le contrat de fourniture en cours, charges additionnelles de location de bureaux liées à la mise en conformité décret tertiaire). En revanche, la CRE décide de maintenir son orientation sur les autres sous-postes, notamment sur les frais de télécommunication pour lesquels la CRE considère que la trajectoire proposée permet à l'opérateur de faire face à la hausse de ses besoins.

Par ailleurs, en raison des nouvelles obligations légales de débroussaillage intervenues depuis la publication de la consultation publique, Gérédis a formulé une nouvelle demande de charges afin de se conformer à ses nouvelles obligations (+1 M€). L'analyse de la demande de Gérédis conduit la CRE à retenir le niveau proposé par l'opérateur, considérant celle-ci cohérente avec le niveau des exigences réglementaires.

#### Autres charges

La CRE a maintenu l'ajustement préconisé par l'auditeur concernant la rémunération fournisseur de supprimer les charges associées (6,2 M€) à ce poste puisqu'elles sont compensées entièrement par le terme tarifaire  $R_t$ .

#### Charges de personnel

- **Avantage en nature** : le consultant ajuste de 1,3 M€, retenant la moyenne du réalisé 2022-2023 par ETP, corrigée de l'inflation et indexée au nombre d'ETP et à une hypothèse d'évolution des TRVE/PRVG sur la prochaine période ;
- **Rémunération statutaire** : le consultant ajuste un montant 1,1 M€ sur la période 2026-2029 sur la base de l'évolution moyenne de la qualification des profils sur la période.

#### *Analyse de la CRE*

La CRE a procédé à l'analyse de l'évolution de la masse salariale telle que demandée par Gérédis sur la base des éléments à sa disposition. Au vu des recrutements prévus par Gérédis, et de l'évolution salariale moyenne tenant compte des nouveaux profils recrutés, la CRE décide de maintenir l'ajustement proposé par l'auditeur. Concernant l'avantage en nature énergie, la CRE construit la trajectoire de référence 2026-2029 à partir du réalisé 2024 indexé aux prévisions d'évolution des prix de l'énergie.

#### Portail commun fournisseur

Concernant le portail commun, Gérédis n'a pas intégré dans son dossier tarifaire de coûts prévisionnels et demande à être couvert au réel sur ces charges *via* le CRCP.

La CRE a proposé en consultation publique d'intégrer les charges associées au portail commun sur la base du chiffrage médian de l'audit externe qu'elle avait réalisé en 2024 concernant ce projet, soit 0,7 M€ de charges d'exploitation et 15,3 M€ d'investissement sur la période 2026-2029. Par ailleurs, au regard de l'importance du projet et des charges associées, la CRE a proposé d'introduire une régulation incitative de type action prioritaire pour inciter Gérédis à la mise en œuvre de ce projet dans les délais prévus (cf. partie 4.1.8).

En réponse à la consultation publique, Gérédis a actualisé son estimation des charges pour, d'une part, développer le portail aiguilleur et, d'autre part, adapter son SI afin de proposer et d'harmoniser ses webservices sur le modèle de ceux d'Enedis.

#### *Analyse de la CRE*

La CRE a procédé à l'analyse des nouvelles charges demandées en les comparant notamment aux charges obtenues par le précédent audit. La CRE constate que ces charges ne couvrent pas uniquement les besoins de Gérédis et bénéficieront aux autres ELD qui rejoindraient le projet dans un second temps.

Le financement du projet pour les autres ELD et la distinction précise des charges imputables à Gérédis étant complexes, la CRE décide d'acter un financement par la dotation de Gérédis de ces charges.

#### R&D

Gérédis a indiqué dans son dossier tarifaire qu'un partenariat est en cours d'élaboration pour un projet de R&D ayant pour objectif d'analyser les données métiers afin d'apporter une aide à la décision et améliorer la qualité de service. Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de retenir un ajustement de 0,9 M€, dans la mesure où les nouveaux projets s'ajoutent à un socle de dépenses qui n'a pas été justifié par Gérédis.

### *Analyse de la CRE*

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis a révisé sa demande concernant les projets d'intelligence artificielle à la baisse, avec une demande de 100 k€/an afin d'investiguer les opportunités apportées par l'IA pour son métier de gestionnaire de réseau. En particulier, Gérédis prévoit de développer des démonstrateurs sur des cas spécifiques. La CRE décide de retenir la demande de Gérédis.

### 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. Gérédis a construit sa demande tarifaire en se fondant sur les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE.

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. La trajectoire de CNE retenue par la CRE pour la période à venir est exprimée avec l'inflation mise à jour.

%	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 %
Inflation mise à jour	1,10 %	1,30 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %
Inflation cumulée depuis 2024	101,10 %	102,41 %	104,36 %	106,34 %	108,36 %

### **3.1.3.1.2 Synthèse des ajustements et de la trajectoire retenue par la CRE**

En synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) résultant des ajustements retenus par la CRE pour la période à venir :

**Tableau 15 : Synthèse des ajustements totaux sur les CNE**

M€	2026	2027	2028	2029
Demande Gérédis retraitée <sup>11</sup>	37,7	42,0	42,5	46,6
Ajustements totaux CNE (hors système électrique)	-2,6	-3,9	-3,9	-3,8
Trajectoire retenue par la CRE	35,1	38,1	38,6	42,8

La CRE retient, pour les charges nettes d'exploitation de Gérédis (hors charges du système électrique) de la période FPE 2026-2029, une hausse de +9 % entre 2024 et 2026, suivie d'une hausse de +7 % par an en moyenne sur la période 2027-2029.

## **3.2 Charges du système électrique**

Les charges de système électrique de Gérédis sont principalement composées :

- des achats d'énergie pour compenser les pertes, qui font par ailleurs l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. partie 2.2.1.2) ;
- du coût d'accès au réseau de transport, c'est-à-dire le TURPE HTB dont les opérateurs s'acquittent auprès de RTE ;
- des raccordements de postes sources au réseau public de transport.

Ces charges sont intégralement couvertes au CRCP, et font l'objet d'une régulation incitative donnant lieu à un bonus ou un malus.

<sup>11</sup> Le niveau des charges demandées par Gérédis a été retraité de l'inflation réalisée 2025 et prévisionnelle 2026

### 3.2.1 Demande de Gérédis

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 16 : Demande de CNE de Gérédis pour la période 2026-2029**

M€	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
<b>Charges de système électrique</b>	23,8	20,3	20,0	20,3	21,0
<b>Evolution (%)</b>		- 15 %	- 1 %	1 %	4 %

La demande de Gérédis conduirait à des variations des charges liées au système électrique sur la période suivante de -3,5 M€, soit -15 %, par rapport au réalisé 2024. La baisse des charges s'explique majoritairement par une baisse du coût unitaire des pertes de 30 % par rapport à 2024 sur la période compensée en partie par une hausse des volumes acheminés.

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

**Tableau 17 : Demande de CSE de Gérédis pour la période 2026-2029**

	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
<b>Gérédis</b>					
Volume pertes (GWh)	106,1	112,6	112,7	113,0	113,0
Taux de pertes (%)	6,7 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %
Prix des pertes en M€	10,4	8,2	7,4	7,5	7,6
Coût unitaire en €/MWh	97,8	72,4	65,8	66,3	67,4

### 3.2.2 Analyse de la CRE

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé des ajustements sur le niveau de charges de système électrique de Gérédis en cohérence avec le niveau des incitations sur le volume de pertes décrites précédemment (cf. partie 2.2.1.2), à savoir la matérialisation des gains liés au déploiement des compteurs évolués ainsi que la non prise en compte des pertes techniques liées au développement des énergies renouvelables.

Défavorable au niveau d'incitation envisagé par la CRE sur le volume de pertes, Gérédis considère que le niveau de charges du système électrique proposé par la CRE en consultation publique, qui fait l'objet d'une couverture au CRCP, va entraîner un effort de trésorerie de la part l'opérateur. En particulier, l'opérateur demande la prise en compte des pertes additionnelles liées au changement prévu de méthode de calcul du volume RE bouclant (+30 GWh) dans la trajectoire de charges du système électrique, soit une hausse de 2 M€/an en moyenne.

La CRE rappelle que les charges du système électrique sont fixées en cohérence avec le niveau des incitations retenues sur le volume de pertes, et décide de maintenir son orientation.



**Tableau 18 : Charges de système électrique Gérédis**

Charges de système électrique	2026	2027	2028	2029
<b>Charges accès aux réseaux amonts</b>				
– Demande de Gérédis (M€)	12,5	13,0	13,3	13,5
<b>Charges de raccordement RTE</b>				
– Demande de Gérédis (M€)	-	-	-	0,5
<b>Charges relatives aux pertes</b>				
– Demande de Gérédis (M€)	8,2	7,4	7,5	7,6
<b>Taux de pertes demandé par Gérédis</b>	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %
<b>Taux de pertes retenu par la CRE</b>	6,1 %	6,0 %	5,9 %	5,9 %
<b>Ajustement (M€)</b>	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6
<b>Charges de système électrique retenues par la CRE (M€)</b>	20,3	20,0	20,3	21,0

### 3.3 Paramètres de rémunération

Les principes de calcul des charges de capital de Gérédis (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 2.1.2.3.1).

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 Gérédis

La demande de Gérédis 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 à celui du taux actuel (2,3 %), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 5,4 % contre 4,8 % actuellement ;
- un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 2,1 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celui du taux actuel (1,7 %) portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux emprunts financiers + marge sur actif) à 4,6 % contre 4,2 % actuellement ;
- un taux de rémunération total des actifs relatifs au déploiement des compteurs numériques de 6,49 % identique au taux actuel (6,49 %).

### **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 que Gérédis est favorable à la méthode de rémunération envisagée.

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 % (en cohérence avec le taux de rémunération appliqué dans le TURPE 7 HTB) et, un taux de rémunération relatif au programme de déploiement des compteurs évolués de 7,1 %.

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis se dit favorable à la proposition de la CRE sur le taux de rémunération appliqué aux compteurs évolués.

Enfin, en application de la délibération n°2019-241 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de Gérédis dans le domaine de tension BT  $\leq 36$  kVa du 14 novembre 2019, la CRE applique les nouveaux paramètres en vigueur permettant de calculer au plus juste la rémunération des compteurs évolués.

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 de 2,1 %
- et un taux de rémunération des compteurs évolués de 7,1 %.

**Tableau 19 : Taux de rémunération**

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>	$(B \times C) / (1 - D)$
<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 Gérédis 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 Gérédis.

### 3.4 Investissements et charges de capital normatives

#### 3.4.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

Gérédis 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 de ses investissements s'explique principalement par la mise en place de cinq postes source (+20 M€/an par rapport au niveau moyen 2022-2024) compensée en partie par la baisse des investissements du projet de comptage évolué (-4 M€/an).

**Tableau 20 : Trajectoire prévisionnelle d'investissement**

Gérédis (M€)	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2026-2029	Moyenne annuelle 2022-2024
Raccordement	14,7	14,1	9,8	9,5	9,3	10,7	14,0
Réseau	16,3	18,7	19,9	20,2	20,5	19,8	15,8
Postes sources	3,8	6,9	17,5	37,0	40,8	25,5	5,5
IRVE	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,5	2,3
Projet comptage évolué	6,1	3,0	0,6	0,6	0,1	1,1	5,0
Divers	6,8	2,3	2,3	4,6	2,2	2,8	5,9
<b>Total</b>	<b>50,3</b>	<b>47,4</b>	<b>52,6</b>	<b>74,6</b>	<b>75,5</b>	<b>62,5</b>	<b>48,5</b>

#### 3.4.1.1 Analyse de la CRE

La CRE considère que la hausse prévue par Gérédis est globalement cohérente et traduit la croissance de l'activité du GRD sur la période à venir. Si cette hausse ne se réalise pas, les utilisateurs du réseau bénéficieront des économies correspondantes puisque les charges de capital « réseaux » sont couvertes à 100 % au CRCP.

En cohérence avec l'analyse formulée en partie 2.2.1.1, la CRE introduit les charges relatives au projet de portail commun dans les trajectoires prévisionnelles d'investissement.

**Tableau 21 : Synthèse des ajustements sur les trajectoires d'investissements**

	Demande initiale 2026-2029	Ajustement CRE	Trajectoire ajustée 2026-2029
Gérédis (M€)	250	+7	257

#### 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 de Gérédis 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, Gérédis 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

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 Gérédis pour les années 2026-2029 seraient les suivantes :

**Tableau 22 : Niveaux prévisionnels des bases d'actifs régulés de Gérédis**

Au 01/01/N (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
<b>BAR (hors comptage évolué)</b>	704,3	742,3	786,7	848,7	770,5
<b>dont portail commun</b>	0	2,6	4,6	4,9	4,0
dont CPR	81,2	93,0	109,5	127,9	102,9
dont Emprunts financiers	25,9	26,7	28,3	43,1	31,0
<b>BAR comptage évolué</b>	23,9	27,3	27,1	26,9	26,3

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

**Tableau 23 : Trajectoire de CCN retenue par la CRE**

Charges de capital de Gérédis retenues par la CRE (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
<b>Charges de capital (hors comptage évolué)</b>	<b>53,1</b>	<b>54,5</b>	<b>57,1</b>	<b>60,8</b>	<b>56,4</b>
dont application de la marge sur actif	17,6	18,5	19,6	21,1	19,2
dont rémunération des CPR	2,4	2,7	3,2	3,7	3,0
dont dotations	32,6	32,8	33,8	35,0	33,5
dont rémunération des emprunts	0,5	0,6	0,6	0,9	0,7
<b>Charges de capital portail commun</b>	-	0,7	1,3	1,5	0,9
<b>Charges de capital comptage évolué</b>	<b>3,1</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>
<b>Charges de capital totales</b>	<b>56,2</b>	<b>58,5</b>	<b>61,7</b>	<b>65,6</b>	<b>60,5</b>

La CRE a appliqué deux corrections à la demande de charges de capital associées au projet de comptage évolué de Gérédis. D'un côté, la CRE applique le taux de rémunération en ligne avec les paramètres en vigueur (comme expliqué dans la partie 3.3.2). De l'autre côté, la CRE n'applique pas de rémunération des CPR sur les actifs de comptage évolué étant donné que ces actifs sont déjà rémunérés au CMPC.

### 3.5 Trajectoire d'évolution du revenu autorisé de Gérédis

Le tableau ci-dessous récapitule le niveau de charges à couvrir retenu par la CRE pour Gérédis pour la période 2026-2029.

**Tableau 24 : Evolution du revenu autorisé de Gérédis pour la période FPE 2026-2029**

Gérédis En M€ courants	Réalisé 2024	Estimé 2025	2026	2027	2028	2029
<b>Charges nettes d'exploitation hors CSE (I)</b>	32,1	35,9	35,1	38,1	38,6	42,8
<b>Charges du système électrique (II)</b>	23,8	Non disponible	20,3	20,0	20,3	21,0
<b>Charges de capital normatives (III)</b>	49,2	Non disponible	56,2	58,5	61,7	65,6
<b>Revenu autorisé (I + II + III)</b>	<b>105,1</b>	<b>Non disponible</b>	<b>111,6</b>	<b>116,6</b>	<b>120,5</b>	<b>129,5</b>
<b>Evolution N/N-1</b>		Non disponible	Non disponible	4,5 %	3,3 %	7,4 %

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

Les trajectoires de volume acheminé de Gérédis sont en légère hausse (+0,6 %/an) sur la période 2024-2029. Cette hausse se traduit par une hausse du même ordre des recettes prévisionnelles après application du TURPE :

**Tableau 25 : Trajectoire des volumes acheminés et des recettes prévisionnelles pour la période 2026-2029**

		2026	2027	2028	2029
Gérédis	Volume acheminé (GWh)	1 626	1 629	1 638	1 638
	Recettes prévisionnelles (k€)	89 841	91 563	93 697	95 315

La CRE considère que les trajectoires de Gérédis sont cohérentes avec la dynamique de leur territoire et décide de retenir les prévisions proposées par Gérédis en termes d'évolution du nombre de consommateurs raccordés et de volumes d'énergie soutirée.

#### Application de la composante additionnelle pour comptage non communicant délibérée par le TURPE 7 HTA-BT

La date prévisionnelle de fin du déploiement massif des compteurs évolués sur le périmètre de desserte de Gérédis est fixée au 31 décembre 2027. Passé cette échéance, certains utilisateurs sont susceptibles d'être toujours équipés de compteurs non communicants. Si la relève à distance permise par les compteurs communicants génère des économies significatives, contribuant à l'équilibre financier du projet Linky, le maintien d'une activité de relève spécifique pour les compteurs non communicants entraîne une désoptimisation, et donc des coûts supplémentaires.

La délibération de la CRE du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis a fixé un cadre pour s'assurer que ces coûts de désoptimisation ne soient pas supportés par l'ensemble de la collectivité, mais par les consommateurs qui les génèrent.

Ainsi, la délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT a introduit une « Composante additionnelle pour comptage non communicant » facturée par Enedis à tous les clients non équipés d'un compteur évolué (sauf si l'installation n'a pas pu être réalisée pour des raisons d'impossibilités techniques indépendantes du client), et précisé les modalités de calcul de cette composante.

Cette même délibération prévoyait notamment que les mêmes composantes de relève résiduelle s'appliquent également à l'ensemble des consommateurs raccordés à des ELD et dans les ZNI, sous réserve que le taux de déploiement des compteurs évolués sur ces territoires ait atteint 90 %, et dans un délai maximum d'un an après l'atteinte de ce taux.

En application des modalités d'application prévue par cette délibération, le calendrier de mise en œuvre de cette composante pour Gérédis est le suivant :

**Tableau 26 : Synthèse des dates d'application de la composante additionnelle pour comptage non communicant**

	Gérédis
Date d'atteinte du taux de 90% de compteurs communicants	21/12/2027
Date limite de mise en œuvre de la composante additionnelle pour comptage non communicant	31/12/2028

La facturation de la composante additionnelle pour comptage non communicant est détaillée en partie 5.2.1.3. de la délibération de la CRE du 13 mars 2025.

La CRE s'assurera que la facturation de cette composante est mise en œuvre par Gérédis au plus tard un an après que le taux de déploiement des compteurs évolués a atteint 90 % sur la zone de desserte de Gérédis. En cas de mise en place tardive et après analyse, la CRE se réserve la possibilité de retraiter les recettes non perçues au CRCP.

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

Le niveau de dotations de Gérédis sur la période 2026-2029 retenu par la CRE est présenté dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 27 : Niveau de dotation prévisionnel**

Gérédis En M€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
(A) Chiffre d'affaires TURPE	82,2	91,4	93,4	95,6	97,2
(B) Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	32,1	35,1	38,1	38,6	42,8
(C) Charges du système électrique	23,8	20,3	20,0	20,3	21,0
(D) Charges de capital normatives	49,2	56,2	58,5	61,7	65,6
<b>(E) Niveau de dotation prévisionnelle</b>	<b>23,0</b>	<b>20,2</b>	<b>23,2</b>	<b>25,0</b>	<b>32,3</b>
(B) + (C) + (D) - (A)					
Evolution (%) N/N-1		-13 %	15 %	8 %	29 %

\* Ces charges comprennent les charges relatives à l'ajout des charges du portail commun par la CRE



## Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les niveaux de dotation de Gérédis 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.

Elle fixe notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de régulation incitative applicables à Gérédis pour la période 2026-2029 (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 (partie 3).

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

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Dotation prévisionnelle de Gérédis au titre du FPE	20,2	23,2	25,0	32,3

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera notifiée à Gérédis et transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie 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 : Références 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 Gérédis, 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 référence 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 Gérédis, prises en compte à 100 % ;
  - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100 % et faisant, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative ad hoc (cf. 2.2.1.2) ;
  - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par Gérédis en tant que GRD 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 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. 2.2.1.3) ;
  - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 7 (cf 2.1.2.3.5) ;
  - les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
  - les charges associées aux obligations légales de débroussaillage, prises en compte à 90 % pour 2026-2027 (cf.2.9), et prise en compte à hauteur de l'effet volume pour les années 2028 et 2029 ;
  - les charges associées à l'avantage en nature énergie, prises en compte à 80% (cf. 2.2.1.1) ;

- 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 2.1.2.3.5), à hauteur de 80 % c'est-à-dire que Gérédis 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 :
  - la régulation incitative de la qualité de service ;
  - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
  - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué de Gérédis ;
  - la régulation incitative des pertes ;
  - pour l'année 2029, les montants retenus au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), le cas échéant, sont déduits du revenu autorisé (cf. 2.7) ;
  - la régulation incitative des projets prioritaires (cf. 2.8).

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

## 2.1 Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

### 2.1.1 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 Gérédis en tant que GRD aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique, des impayés, des charges relatives à l'avantage en nature énergie, des charges relatives aux indemnités pour coupures longues, des charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités, des charges d'exploitation relatives aux dépenses du portail commun 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 :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	39,5	41,6	42,7	44,4

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 :

	2025	2026	2027	2028	2029
Inflation prévisionnelles entre l'année N-1 et l'année N <sup>12</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 (référéncé INSEE 1763852) constaté sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2024.

### 2.1.2 Charges de capital supportées par l'opérateur

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

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

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	56,2	58,5	61,7	65,6

### 2.1.3 Charges relatives à la compensation des pertes

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

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les charges relatives au système électrique	20,3	20,0	20,3	21,0

### 2.1.4 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 Gérédis des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2016.

<sup>12</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 3.1.1 de la présente délibération.

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

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	0,15	0,15	0,15	0,16

### 2.1.5 Charges relatives à la contrepartie versée par l'opérateur en tant que GRD aux fournisseurs 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 aux fournisseurs par Gérédis en tant que GRD 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 les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives à la contrepartie versée par l'opérateur en tant que GRD aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique	0	0	0	0

### 2.1.6 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 15 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, 155 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 155 k€, le montant de ce poste est égal au niveau de couverture *ex ante*, soit 15 k€).

### 2.1.7 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 s'élève à 704 k€.

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 Gérédis.

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

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

## 2.1.8 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 de Gérédis.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités sont d'environ 0,3 M€/an.

## 2.1.9 Charges associées aux obligations légales de débroussaillage

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.9, l'écart entre le réalisé et la valeur de référence en lien avec les obligations légales de débroussaillage est couvert à 90 % au CRCP pour les années 2026 et 2027.

Pour les années 2028 et 2029, seul l'effet volume est couvert à 100 % au CRCP.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux obligations légales de débroussaillage sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives aux obligations légales de débroussailllements*	0,26	0,26	0,27	0,27

\*Ces valeurs sont arrondies, des valeurs plus précises seront prises en compte dans le calcul de l'incitation.

## 2.1.10 Charges associées à l'avantage en nature énergie

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.2.1.1.1, l'écart entre le réalisé et la valeur de référence en lien avec l'avantage en nature énergie est couvert à 80 % au CRCP.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à l'avantage en nature énergie sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives à l'avantage en nature énergie*	0,97	0,96	1,00	1,03

\*Ces valeurs sont arrondies, des valeurs plus précises seront prises en compte dans le calcul de l'incitation.

## 2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif

### 2.2.1 Contributions des utilisateurs au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes effectivement perçues par Gérédis 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 :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	6,1	6,2	6,4	6,5

## **2.2.2 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.

## **2.2.3 Ecart 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 Gérédis 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 n°2025-162 du 19 juin 2025<sup>13</sup> ;
- les recettes qu'aurait perçues Gérédis 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 n°2025-162 du 19 juin 2025.

## **2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative**

### **2.3.1 Régulation incitative de la qualité de service**

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour Gérédis sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par Gérédis à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour Gérédis doit être rendu public sur leur site internet.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2026. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par Gérédis à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service de Gérédis pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La liste des indicateurs de qualité de service de Gérédis définis pour la période 2026-2029 figure en annexe 3 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de Gérédis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1 de l'annexe 3.

### **2.3.2 Régulation incitative de la qualité d'alimentation**

Un suivi de la qualité d'alimentation est mis en place pour Gérédis. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par Gérédis. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité d'alimentation mis en place pour Gérédis doit être rendu public sur leur site internet.

La liste des indicateurs relatifs à la qualité d'alimentation de définis pour la période 2026-2029, y compris le mécanisme de pénalité pour coupures longues, figure en annexe 4 de la présente délibération.

---

<sup>13</sup> [Délibération n°2025-162 de la CRE du 19 juin 2025 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité](#)



Les indicateurs de Gérédis relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en BT et en HTA sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2026.

Le mécanisme de suivi de la qualité d'alimentation de Gérédis pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de Gérédis, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme :

- dans la limite globale de  $\pm$  360 k€, de la somme des trois incitations financières définies au paragraphe 0 de l'annexe 3 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par Gérédis l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini dans l'annexe 4, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 254 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 254 k€, aucun montant n'est donc pris en compte).

### 2.3.3 Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué de Gérédis

Le montant de référence retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué de Gérédis, constituées :

- des régulations incitatives sur les coûts et les délais du projet de comptage évolué de Gérédis, telles que définies par les délibérations de la CRE du 14 novembre 2019 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de Gérédis ;
- des incitations financières définies à l'annexe 3 pour les indicateurs de qualités de services spécifiques au projet de comptage évolué de Gérédis.

### 2.3.4 Régulation incitative des pertes

Pour la période 2026-2029, la régulation incitative des pertes sera calculée tous les deux ans. Ainsi, la régulation incitative des années 2026 et 2027 sera calculée lors du calcul du CRCP de l'année 2027 et celle des années 2028 et 2029 sera calculée lors du calcul du CRCP de l'année 2029. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de Gérédis, au titre de la régulation incitative des pertes est égal, dans la limite globale de 280 k€ pour chaque échéance de calcul de la régulation incitative, au montant défini dans la partie 2.2.1.2 de la présente délibération.

### 2.3.5 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Les montants de référence pour les dépenses de R&D pris en compte pour l'élaboration de la dotation FPE de Gérédis pour la période 2026-2029 sont les suivants :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative*	0,41	0,42	0,43	0,44

\*Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période. Par ailleurs, ces valeurs sont arrondies, des valeurs plus précises seront prises en compte dans le calcul de l'incitation.

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2026-2029 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration de la dotation FPE recalés de l'inflation réalisée, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

### **2.3.6 Régulation incitative des projets prioritaires**

La présente délibération renouvelle la régulation incitative des projets prioritaires décrite en partie 2.8.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N, au titre des projets prioritaires est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de cette régulation au titre de l'année N.

### **2.3.7 Régulation incitative à la maîtrise des coûts des projets d'investissement (budgets cibles des grands projets)**

La présente délibération introduit une régulation incitative relative à la maîtrise des coûts des projets d'investissement telle que décrite en partie 2.2.2.1.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N, au titre du partage de la maîtrise des coûts d'investissement, est égal au montant du bonus ou du malus résultant de l'application de cette régulation au titre de l'année N.

### **2.3.8 Régulation incitative à la maîtrise des coûts du « portail commun »**

La présente délibération introduit une régulation incitative relative à la maîtrise des coûts des projets d'investissement telle que décrite en partie 2.2.2.2.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N, au titre du partage de la maîtrise des coûts d'investissement, est égal au montant du bonus ou du malus résultant de l'application de cette régulation au titre de l'année N.

### **2.3.9 Régulation incitative liée aux charges associées aux obligations légales de débroussaillage**

La présente délibération introduit une régulation incitative relative au déploiement des compensateurs synchrones telle que décrite en partie 2.9.

Conformément aux dispositions prévues, l'écart entre le réalisé et la valeur de référence en lien avec les obligations légales de débroussaillage est couvert à 90 % au CRCP pour les années 2026 et 2027.

## Annexe 2 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

A ce stade, la formule envisagée par la CRE en application des évolutions décrites au paragraphe 2.2.1.2 est la suivante :

$$20 \% \times (V_{\text{réel}} - V_{\text{réf}}) \times P_{\text{réel}} \text{ et où :}$$

- $V_{\text{réel}}$  est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $P_{\text{réel}}$  est le coût unitaire réel d'achat des pertes constaté *ex post* ;
- $V_{\text{réf}}$  est le volume de référence calculé à partir du
  - volume d'énergie injecté réalisé ;
  - du taux de pertes définis.

	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh) (prévisionnel)	1739	1742	1751	1751
Volume pertes (GWh) (prévisionnel)	106	104	104	103
% Pertes	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%

## Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité de service

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions retenues par la CRE en complément du mécanisme en vigueur pour Gérédis dans le cadre du TURPE 7 HTA-BT.

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

### 1 Indicateurs donnant lieu à une incitation financière

#### 1.1 Indicateurs relatifs à la qualité de service

##### 1.1.1 Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	<i>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</i>
Périmètre	<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>
Suivi	<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>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés</li> </ul>
Incitations	<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 <i>via</i> 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>

##### 1.1.2 Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	<i>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 l'opérateur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD</li> <li>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- Toutes catégories d'utilisateurs</li> <li>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par l'opérateur</li> </ul>
Suivi	<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> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 95 % du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2029.</li> </ul>

<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : 44 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- Bonus : 44 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- Valeur plancher des incitations : -7 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> <li>- La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2026-2029</li> </ul>
--------------------	---

### 1.1.3 Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires

<b>Calcul</b>	<u>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 le GRD</u>
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD</li> <li>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- Toutes catégories d'utilisateurs</li> <li>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le 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> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours.</li> <li>- Valeur plancher des incitations : -1,6 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> <li>- La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2026-2029</li> </ul>

### 1.1.4 Taux de réclamations multiples

<b>Calcul</b>	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation/nombre total de réclamations
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes les réclamations reçues par le GRD (dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur)</li> <li>- tous canaux de transmission de la réclamation</li> <li>- tous fournisseurs, tous types de consommateurs confondus</li> </ul>
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 12,0 %</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 1 décimale</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- pénalités : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : ±50 k€</li> </ul>

Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2026
-----------------------	------------------------------

## 1.2 Indicateurs relatifs aux raccordements

### 1.2.1 Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé

Calcul	<u>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage ou en injection
Suivi	<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> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<p><u>Objectifs pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 95 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 96 %</li> </ul> <p><u>Objectifs pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 91,0 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 92,0 %</li> </ul>
Incitations	<p><u>Incitations pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (223 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (223 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> </ul> <p><u>Incitations pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (726 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (726 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher des incitations : ±62,5 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

## 1.2.2 Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement

Calcul	<u>Nombre moyen de jours calendaires entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date d'envoi de la facture par Gérédis suite à la réalisation du raccordement.</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage ou en injection pour lesquels la date de mise en exploitation est comprise dans le mois de calcul.
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- <u>pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA en jours calendaires</u> : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 94 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 85 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 76 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 67 jours</li> </ul>
	- <u>pour les raccordements consommateurs BT &gt; 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau en jours calendaires</u> : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 183 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 174 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 166 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 157 jours</li> </ul>
Incitations	<u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA :</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (6 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher des incitations : ±75,2 k€</li> </ul> <u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT &gt; 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau :</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (12 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT &gt; 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (12 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT &gt; 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher des incitations : ±37,6 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>



### 1.3 Indicateurs relatifs au comptage évolué

#### 1.3.1 Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement

Calcul	<i>Numérateur : nombre de ré-interventions au cours de l'année</i> <i>Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés au cours de l'année</i>
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué a été effectuée
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 0,3 %</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de (1,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année</li> <li>- Les bonus sont de (1,5 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher de l'incitation : ±4,4 k€</li> <li>- Le versement se fait au travers du CRCP</li> </ul>

#### 1.3.2 Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	<i>Numérateur : nombre de télé-relevés des index réussis dans la journée le jour J</i> <i>Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants</i>
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97,5 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2029 : 98,0 %</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de (4,5 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les bonus sont de (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Valeur plancher de l'incitation : ±56,5 k€</li> </ul>

### 1.3.3 Taux de publication des index réels mensuels

<b>Calcul</b>	<i>Numérateur : nombre de séries d'index réels (i.e. télé-relevé jusqu'à J-5.) publiées mensuellement</i> <i>Dénominateur : nombre de séries d'index réels à publier mensuellement</i>
<b>Périmètre</b>	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 98,5 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 99,0 %</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les bonus sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Valeur plancher de l'incitation : <math>\pm 56,5 \text{ k€}</math></li> </ul>

### 1.3.4 Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois

<b>Calcul</b>	<i>Numérateur : nombre de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois</i> <i>Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants</i>
<b>Périmètre</b>	Compteurs évolués déclarés communicants
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 0,7 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2028 : 0,6 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 0,5 %</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les bonus sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Valeur plancher de l'incitation : <math>\pm 37,7 \text{ k€}</math></li> </ul>

### 1.3.5 Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur

<b>Calcul</b>	<p><i>Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour J demandé par le fournisseur</i></p> <p><i>Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandés par le fournisseur le jour J</i></p>
<b>Périmètre</b>	Compteurs évolués déclarés communicants
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	- du 1 <sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 99,0 %
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de (33 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année</li> <li>- Les bonus sont de (33 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher de l'incitation : ±413 k€</li> <li>- Le versement se fait au travers du CRCP</li> </ul>

## 2 Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le GRD / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage.	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Délai de réalisation des raccordements producteurs par catégories d'utilisateurs (production et soutirage)	Délai moyen de réalisation d'un raccordement entre la date d'accord du client sur el devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage	Mensuelle	2022
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	2019

Taux de respect des délais d'implémentation des flux	Nombre de flux communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs, implémentés dans un délai de 6 mois après leur mise à disposition par l'éditeur / Nombre de flux communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs	Annuelle	2022
Taux de respect des délais d'implémentation des webservices	Nombre de webservices communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs, implémentés dans un délai de 6 mois après leur mise à disposition par l'éditeur / Nombre de webservices communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs	Annuelle	2022
Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle	2022
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Nombre d'heures de disponibilité du portail internet « clients » durant la semaine S/Nombre d'heures d'ouverture du portail internet « clients » durant la semaine S	Hebdomadaire	2026
Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur (électromécanique, électronique classique ou évolué) actifs ou inactifs depuis moins de six mois	Mensuelle	2018
Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Mensuelle	2018
Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Nombre de compteurs évolués communicants dans le SI	Mensuelle	2018
Taux de transmission quotidienne des données de consommation au fournisseur	Nombre de séries de données de consommation (index ou courbe de mesures) publiées par le SI dans le mois / nombre de séries de données de consommation à publier dans le mois	Mensuelle	2018
Taux d'index estimés sur demandes de résiliation	Nombre d'index estimés sur demandes de résiliation / Nombre de demandes de résiliation	Mensuelle	2018

Nombre de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation, par nature	Nombre de réclamations liées aux données de consommation émises par des clients finals ou le fournisseur ouvertes dans le mois M par nature (total, qualité des données affichées, accès au portail, accès aux données, autres motifs)	Mensuelle	2018
Taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation	Nombre de réclamations liées aux données de consommations émises par des clients finals ou le fournisseur au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N / nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N	Mensuelle	2018

## Annexe 4 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions retenues par la CRE en complément du mécanisme en vigueur pour Gérédis dans le cadre du TURPE 7 HTA-BT.

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par Gérédis 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 phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

### 2 Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, y compris les ELD desservant moins de 100 000 clients. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

<b>Calcul</b>	Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures</li> <li>- En cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité</li> </ul>

	<p>ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux gérés par le GRD, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont</li> <li>- Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure</li> <li>- Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure</li> <li>- Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure</li> </ul> <p><i>Les ELD (dont Gérédis) gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. Chaque GRD devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.</i></p>
<b>Date de mise en œuvre</b>	1 <sup>er</sup> août 2017

### 3 Qualité d'alimentation

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de Gérédis ainsi que les incitations financières correspondantes.

L'incitation financière de Gérédis cumulée des trois indicateurs relatifs aux durées et fréquences moyennes de coupure est plafonnée à ±360 k€ par an pour la période 2026-2029.



### 3.1 Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de Gérédis donnant lieu à incitation financière

#### 3.1.1 Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (<math>DMC_N^{BT}</math>), 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.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{14} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>DMC_N^{BT}</math> est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.</li> </ul>
Suivi	<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> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<p>(<math>DMC_{Nref}^{BT}</math>) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 52,9 minutes</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 52,7 minutes</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 52,6 minutes</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2029 : 52,4 minutes</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 28 k€/minute <math>\times</math> (<math>DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT}</math>)</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

#### 3.1.2 Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (<math>DMC_N^{HTA}</math>), 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.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{15} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>DMC_N^{HTA}</math> est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.</li> </ul>
Suivi	<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> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<p>(<math>DMC_{Nref}^{HTA}</math>) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 20 minutes</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 26 k€/minute <math>\times</math> (<math>DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}</math>)</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

<sup>14</sup> Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

<sup>15</sup> Ibid.

### 3.1.3 Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (<math>FMC_N^{BT}</math>), 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.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{16} \text{ et brèves}^{17} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $FMC_N^{BT}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	<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> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<p>(<math>FMC_{Nref}^{BT}</math>) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 2,6 coupures/an</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = <math>29 \text{ k€}/\text{coupure annuelle} \times (FMC_N^{BT} - FMC_{Nref}^{BT})</math></li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

### 3.2 Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de Gérédis ne donnant pas lieu à incitation financière

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Critère F-HTA	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (<math>FMC_N^{HTA}</math>), 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.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{18} \text{ et brèves}^{19} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020

<sup>16</sup> Ibid.

<sup>17</sup> Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

<sup>18</sup> Ibid.

<sup>19</sup> Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.