

CONSULTATION PUBLIQUE N°2026-16

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2026 relative au niveau de dotation de Electricité de Mayotte (EDM) au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2027 à 2029 et au cadre de régulation associé

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER et Nadia FAURE, 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-BT¹ est entré en vigueur le 1^{er} 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.

Electricité de Mayotte est un opérateur intégré qui produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité à Mayotte. EDM est en situation de monopole pour ce qui concerne la distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. En revanche, l'activité de production est partagée entre (i) EDM qui continue à exploiter le parc historique de production et (ii) des producteurs tiers (Albioma, TotalEnergies, Sunzil...). EDM gère près de 1 300 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 54 000 consommateurs. En 2025, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EDM s'élevait à 388 GWh.

¹ [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 \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

Les dotations prévisionnelles sont fixées par la CRE tous les 4 ans. S'agissant de la période 2026-2029, la CRE a délibéré en début d'année 2026. Compte tenu de la situation particulière de Mayotte après le passage du cyclone Chido, la CRE n'a fixé de dotation que pour l'année 2026², et a repoussé d'un an l'exercice de prévision des dotations 2027 à 2029. EDM a transmis à la CRE au 2^e trimestre 2026 sa demande exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2027-2029 ainsi que sa demande relative au cadre de régulation.

La présente consultation présente les orientations préliminaires de la CRE sur le cadre de régulation qu'elle envisage de retenir pour EDM sur la période 2027-2029, ainsi que les orientations de la CRE concernant les niveaux de dotations dont bénéficiera le GRD au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) sur cette même période.

La CRE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur l'ensemble de ces éléments avant de prendre sa décision, prévue entre la fin de l'année 2026 et le début de l'année 2027 sur la dotation au titre du FPE pour EDM sur la période 2027-2029.

Principaux enjeux de la dotation FPE 2027-2029 pour EDM

La décision de la CRE pour la dotation FPE devra répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2027-2029), mais aussi préparer le réseau de distribution d'électricité d'EDM aux défis de moyen et long terme du système électrique et de sa spécificité locale.

La période tarifaire à venir sera marquée par une croissance de l'activité du GRD (+33 % de km de réseau, +22 % d'énergie livrée au réseau, +11 % de clients), liée notamment à une dynamique démographique et économique soutenue, ainsi qu'à la réponse apportée par les autorités publiques à la suite du cyclone Chido, à travers notamment la loi de programmation pour la refondation de Mayotte³ promulguée le 11 août 2025 qui prévoit la construction ou l'extension de nombreuses infrastructures (aéroport, usine de dessalement, centre hospitalier, etc.) entre 2025 et 2031.

En outre, la dotation FPE pour les années 2027-2029 devra permettre à EDM d'accompagner la croissance des raccordements et la sécurisation de son réseau, tout en poursuivant le déploiement des compteurs évolués (2025-2032) ainsi que les actions de mise en conformité des branchements et compteurs sur son périmètre de desserte. La dotation FPE et le cadre de régulation associé devront inciter l'opérateur à viser un haut degré d'efficacité et une qualité de service à un niveau élevé.

Niveau prévisionnel des dotations annuelles

EDM a formulé une demande d'évolution du niveau de sa dotation annuelle, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2027-2029, ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

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

Nombre de points de livraison desservis en 2025	Total des charges à couvrir (M€ courants/an)		Evolution
	Réalisé 2022-2025	Demande 2027-2029	
53 967	44,1*	56,5	+28 %

*hors Chido

² [Délibération n°2026-19 de la CRE du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDM au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour l'année 2026](#)

³ [LOI n° 2025-797 du 11 août 2025 de programmation pour la refondation de Mayotte \(1\) - Légifrance](#)

Une augmentation des besoins de charges nettes d'exploitation

EDM prévoit une croissance de ses besoins de charges nettes d'exploitation en lien avec sa hausse d'activité. En particulier, les charges nettes d'exploitation demandées par EDM s'élèvent à 30,8 M€/an, soit une hausse de 45 % (+ 9,6 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2025 hors impacts liés au cyclone Chido. Cette trajectoire est portée par un renforcement des effectifs de l'opérateur, un rattrapage des charges d'entretien et de réparations ainsi qu'à une croissance de ses charges de maintenance informatique.

La CRE a procédé à une première analyse de la demande d'EDM et s'est également appuyée sur un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de l'opérateur (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2027-2029.

Une forte hausse des investissements sur le réseau

EDM prévoit une augmentation significative de ses investissements dans un contexte de sécurisation de son réseau électrique. EDM prévoit 54,1 M€/an de dépenses d'investissement soit une hausse de 124 % (+29,9 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2025, portée par la sécurisation post-Chido (enfouissement du réseau HTA aérien, sécurisation BT de zones de vie et mise en place d'un compensateur synchrone) et le développement d'infrastructures HTB (lignes sous-marines Badamiers-Kawéni et sécurisation du poste source de Longoni).

Une hausse des paramètres de rémunération du capital

EDM demande par ailleurs que les investissements soient rémunérés selon des paramètres supérieurs à ceux retenus pour le TURPE HTA-BT, avec notamment une marge sur actifs de 2,8 %, un taux de rémunération des capitaux propres régulés (CPR) à 6,8 % et un taux des emprunts financiers à 2,8 %. EDM justifie cette demande par l'évolution des taux d'intérêt et du risque géographique lié à la spécificité du territoire mahorais.

En outre, EDM indique que le nouveau contrat de concession prévoirait, à partir d'avril 2027, l'arrêt du mécanisme de dotations aux provisions pour renouvellement. Ces dotations constituant un mécanisme de lissage des charges, non décaissées, étaient intégrées dans le périmètre des charges de capital. Leur suppression donne lieu à la baisse des charges de capital normatives, de l'ordre de 8,3 M€ par an en moyenne entre 2027 et 2029.

Une hausse des charges de système électrique liée à la hausse des pertes non techniques

En dépit d'une baisse du coût unitaire d'achat des pertes estimée pour la période 2027-2029 par rapport à la période précédente (-21 %), EDM anticipe une hausse de ses charges liées aux pertes (+24 % en moyenne par rapport à la période passée). L'opérateur justifie cette hausse notamment par l'impact du cyclone Chido sur le volume de pertes non techniques à compter de 2025, et par le délai anticipé par l'opérateur pour revenir à une situation pré-crise. Ainsi, EDM demande 5,2 M€/an en moyenne pour les charges de système électrique sur la période future, contre 4,2 M€/an en moyenne sur la période 2022-2025.

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 à EDM 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 2027-2029, EDM prévoit une hausse des soutirages prévisionnels et des recettes tarifaires tirées par la hausse du TURPE, du nombre de raccordements et la croissance globale de son parc. Les recettes tarifaires d'EDM devraient augmenter d'environ 10 M€ (+47 %) sur la période 2027-2029 par rapport à la période précédente, et jouer ainsi à la baisse sur la dotation prévisionnelle.

Synthèse du niveau de dotation demandé

La dotation annuelle d'EDM au titre du FPE est calculée en comparant, pour chaque année de la période 2027-2029, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE 7 perçues par EDM 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.

En M€ courant		Réalisé 2022-2025	Demande 2027-2029	Evolution
EDM	Dotation moyenne	23,5*	26,2	+12,1 %
	Charges nettes d'exploitation	21,2*	30,8	+45,4 %
	Charges du système électrique	4,2	5,2	24,4 %
	Charges de capital normatives	18,7	20,5	9,7 %
	Recettes TURPE	20,6	30,3	46,7 %

* retraité des coûts directement liés à Chido à des fins de comparabilité

La CRE envisage des ajustements sur la demande d'EDM

A ce stade, la CRE envisage une hausse des charges à couvrir moins forte que celle demandée par EDM. La consultation publique présente une fourchette à l'intérieur de laquelle la CRE envisage de fixer les différentes composantes du revenu autorisé d'EDM pour la période 2027-2029 :

- pour les charges d'exploitation hors système électrique, la borne basse est constituée de la prise en compte de l'ensemble des ajustements proposés par l'auditeur et des ajustements complémentaires de la CRE. La demande d'EDM constitue la borne haute ;
- les charges d'exploitation relatives au système électrique ont été directement analysées par la CRE : ses ajustements constituent la borne basse et la demande d'EDM constitue la borne haute ;
- pour la rémunération du capital, la CRE envisage à ce stade, de retenir les mêmes paramètres de rémunération que pour EDF SEI lors du FPE 2026-2029⁴, à savoir une marge sur actif de 2,5 %, une rémunération des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts à 2,1 % pour les actifs HTA-BT et un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 5,0 % incluant un coût de la dette de 2,9 %, pour les actifs HTB. La CRE n'envisage pas à ce stade de retenir une prime de rémunération des actifs au titre du risque géographique, telle que demandée par EDM. La CRE estime en effet que le cadre tarifaire envisagé couvre déjà les coûts et risques spécifiques aux ZNI ;
- pour la trajectoire d'investissements, les éléments apportés par EDM ne permettent pas à ce stade de s'assurer de l'efficacité du gestionnaire du réseau au regard des solutions proposées, du calendrier ou du dimensionnement des ouvrages pour certains grands projets (enfouissement des lignes HTA, compensateur synchrone, sécurisation BT, lignes sous-marines et poste source à Badamiers). La CRE envisage donc de ne pas retenir dans la trajectoire prévisionnelle les montants associés à ces projets. Néanmoins, si l'opérateur démontre l'efficacité de ces investissements et des coûts demandés, ils pourront faire l'objet d'une couverture au CRCP.

Dotations prévisionnelles et total des charges à couvrir envisagés par la CRE

Les ajustements cumulés de l'auditeur et de la CRE pourraient mener aux évolutions des dotations moyennes sur la période, exprimées en borne basse :

M€	2022-2025 Réalisé	2027-2029 Borne haute	2027-2029 Borne Basse
Total des charges à couvrir	44,1*	56,5 +28,1 %	43,0 -2,5 %
Dotation moyenne	23,5*	26,2 +12,1 %	12,3 -47,4 %

*Hors Chido

Cadre de régulation

Pour la période 2027-2029, la CRE envisage de retenir un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour EDF SEI.

⁴ [Délibération n°2026-16 de la CRE du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2026 à 2029](#)

En dehors des indicateurs relatifs aux délais de raccordement, EDM a été globalement en ligne avec les objectifs fixés par la CRE pour la période 2022-2025. En particulier, les résultats sont satisfaisants sur le taux de pertes et en voie d'amélioration sur la qualité de service.

En ce qui concerne les délais de raccordement des clients BT $\leq$ 36 kVA sur la période 2022-2025, les performances d'EDM se sont avérées inférieures aux objectifs, en raison d'une accumulation des demandes de raccordement sur la période. Néanmoins, la CRE note positivement les efforts entrepris par l'opérateur pour industrialiser le traitement des demandes de raccordement et qui se sont matérialisés dans l'amélioration du délai de traitement des demandes de raccordement effectuées en 2024 et 2025. 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 propose ainsi de renforcer le niveau et les plafonds des incitations sur les raccordements au réseau de distribution.

Sur la période 2022-2025, EDM n'était pas incité sur les indicateurs de qualité d'alimentation en raison d'une forte hétérogénéité des résultats constatée sur la période 2018-2021. Néanmoins, la CRE a constaté une amélioration du critère B d'EDM au cours de cette période tarifaire d'environ 9 %/an malgré l'impact des événements sociaux sur la durée moyenne de coupure. Compte tenu de l'amélioration tendancielle constatée sur le critère B, la CRE envisage d'inciter l'opérateur sur cet indicateur pour la période 2027-2029.

Par ailleurs, le projet de comptage évolué lancé par EDM en 2025 va se poursuivre sur la période à venir, la CRE envisage de retenir les mêmes niveaux d'objectifs et d'incitations que ceux retenus dans la délibération du 11 juin 2025⁵ relative au cadre de régulation de ce projet.

Enfin, le cadre de régulation envisagé prévoit une incitation pour EDM à réaliser les projets considérés comme prioritaires dans les meilleurs délais :

- mise en service du nouvel outil de conduite SAWA au 1^{er} janvier 2028 ;
- réalisation du schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S2REnR) au 31 décembre 2029.

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

Paris, le 15 octobre 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

⁵ [Délibération n°2025-149 de CRE du 11 juin 2025 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué d'Electricité de Mayotte](#)

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le **18 novembre 2026**, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Sommaire

1. Liste des questions	8
2. Compétences de la CRE.....	11
3. Dotation FPE 2027-2029 d'EDM	12
3.1. Cadre de régulation tarifaire	12
3.1.1. Grands principes tarifaires	12
3.1.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts	17
3.1.3. Régulation incitative des raccordements au réseau.....	26
3.1.4. Régulation incitative de la qualité de service	28
3.1.5. Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué	30
3.1.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation.....	32
3.1.7. Régulation incitative de l'innovation et de la R&D	34
3.1.8. Régulation incitative des projets prioritaires	35
3.1.9. Evolution des niveaux de la régulation incitative	37
3.2. Niveau de dotation	39
3.2.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique)	39
3.2.2. Charges du système électrique.....	43
3.2.3. Paramètres de rémunération	45
3.2.4. Investissements	46
3.2.5. Trajectoire des charges de capital	50
3.2.6. Charges à couvrir prévisionnelles	52
3.2.7. Hypothèses d'évolution du nombre de clients et des volumes acheminés.....	53
3.2.8. Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2027-2029	54
Annexe 1 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau	55
Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service.....	56
Annexe 3 : Régulation incitation de la qualité d'alimentation	63

1. Liste des questions

Cadre de régulation tarifaire du FPE d'EDM pour 2027-2029

La partie 3.1 de la présente consultation publique porte sur le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour EDM, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période FPE 2027-2029.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les grands principes tarifaires (cf. partie 3.1.1 / p.12)

Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation tarifaire d'EDM pour la période 2027-2029 ?

Question 2 Êtes-vous favorable à la séparation de la BAR existante entre une BAR HTA-BT rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTA-BT et une BAR HTB rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTB ?

Question 3 Êtes-vous favorable à la prise en compte des données de court terme dans la fixation des taux de rémunération afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ?

Question 4 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de ne pas appliquer une prime géographique sur la rémunération du capital d'EDM ?

Question 5 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le maintien du traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués et actifs cédés) pour la période FPE 2027-2029 ?

Question 6 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé d'EDM ?

- la régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. partie 3.1.2.1-2 / p.17)

Question 7 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période 2027-2029 ?

Question 8 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période 2027-2029 ?

Question 9 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relatif aux aléas climatiques ?

Question 10 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relatif aux mises en conformité des branchements et compteurs ?

- la régulation incitative des investissements (cf. partie 3.1.2.3 / p.25)

Question 11 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relatif à la maîtrise des coûts des grands projets ?

- la régulation incitative des raccordements (cf. partie 3.1.3 / p.26)

Question 12 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires envisagées par la CRE sur la régulation incitative des raccordements pour la période 2027-2029 ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. partie 3.1.4 / p.28)

Question 13 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires envisagées par la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2027-2029 ?

- la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué (cf. partie 3.1.5 / p.30)

Question 14 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires envisagées par la CRE sur la régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué d'EDM pour la période 2027-2029 ?

Question 15 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire envisagée par la CRE concernant les modalités de calcul des coûts unitaires de référence ?

- la régulation incitative de la qualité d'alimentation (cf. partie 3.1.6 / p.32)

Question 16 Partagez-vous les modalités envisagées par la CRE pour le dispositif de régulation incitative de la qualité d'alimentation ?

- la régulation incitative de l'innovation et de la R&D (cf. partie 3.1.7 / p.34)

Question 17 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le cadre de régulation incitative de la R&D pour EDM ?

Question 18 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la suppression du guichet « projets de réseaux électriques intelligents » pour EDM ?

- la régulation incitative des projets prioritaires (cf. partie 3.1.8 / p.35)

Question 19 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant les évolutions du cadre de régulation incitative des projets prioritaires pour EDM ?

- l'évolution des niveaux de la régulation incitative (cf. partie 3.1.9 / p.37)

Question 20 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE relative au rehaussement des niveaux d'incitation de la régulation incitative ?

Niveau tarifaire du FPE d'EDM pour 2027-2029

La partie 3.2 de la présente consultation publique (cf. p. 39) porte sur la demande tarifaire de l'opérateur, les résultats des audits sur les charges nettes d'exploitation et le taux de rémunération, ainsi que les ajustements préliminaires de la CRE concernant le niveau du revenu autorisé de l'opérateur pour la période tarifaire 2027-2029.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les charges nettes d'exploitation (cf. partie 3.2.1 / p.39)

Question 21 Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation d'EDM sur la période 2027-2029 ?

- les charges du système électrique (cf. partie 3.2.2 / p.43)

Question 22 Avez-vous des observations sur le niveau de charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période 2027-2029 ?

- les paramètres de rémunération (cf. partie 3.2.3 / p.45)

Question 23 Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération envisagés pour la période FPE 2027-2029 ?

- les investissements (cf. partie 3.2.4 / p.46)

Question 24 Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par EDM ?

- les charges de capital (cf. partie 3.2.5 / p.50)

Question 25 Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital pour EDM sur la période FPE 2027-2029 ?

Autres

Question 26 Avez-vous d'autres remarques concernant l'objet de la consultation publique ?

2. 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.

3. Dotation FPE 2027-2029 d'EDM

3.1. Cadre de régulation tarifaire

Stable dans ses grands principes depuis trois périodes tarifaires, le cadre de régulation tarifaire des réseaux et infrastructures de gaz et d'électricité poursuit trois objectifs principaux :

- inciter les gestionnaires de réseaux et les opérateurs d'infrastructures à maîtriser leurs coûts pour limiter le poids des tarifs de réseaux sur la facture du consommateur final ;
- permettre aux opérateurs de financer les investissements dans les infrastructures ;
- maintenir un haut niveau de qualité de service.

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes de régulation visant à inciter les gestionnaires de réseaux à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de quatre ans et le principe d'incitations financières pluriannuelles sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation laisse une large liberté de gestion aux gestionnaires de réseau, leur permettant de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes pour atteindre les objectifs fixés.

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service et en offrant une visibilité satisfaisante aux utilisateurs des réseaux. La CRE a fait évoluer le cadre de régulation lorsque des circonstances exceptionnelles le justifiaient, comme lors de la crise des prix de l'énergie pendant le TURPE 6.

Compte tenu de ce bilan, la CRE envisage de reconduire pour la période 2027-2029 l'essentiel du cadre actuel pour permettre d'accompagner EDM à la croissance des raccordements et la sécurisation de son réseau, tout en poursuivant le déploiement des compteurs évolués (2025-2032) ainsi que les actions de mise en conformité des branchements et compteurs sur son périmètre de desserte. La dotation FPE et le cadre de régulation associé devront inciter l'opérateur à viser un haut degré d'efficacité et une qualité de service à un niveau élevé.

Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation tarifaire d'EDM pour la période 2027-2029 ?

3.1.1. Grands principes tarifaires

3.1.1.1. 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 est entré en vigueur le 1^{er} août 2025 pour une période d'environ 4 ans.

Afin de permettre à EDM de faire face aux conséquences du cyclone Chido intervenu en décembre 2024, la CRE a décidé, dans sa délibération du 27 janvier 2026⁶, d'établir une trajectoire tarifaire pour l'année 2026 uniquement, sur la base des éléments à sa disposition, puis de reprendre le processus classique de mécanique tarifaire au cours de l'année 2026 pour fixer la trajectoire tarifaire des années 2027 à 2029. Ainsi, la présente consultation publique concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour EDM au titre des années 2027 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 EDM (cf. § 3.1.1.2.4), la définition des montants définitifs de dotation au titre des années 2027, 2028 et 2029 nécessitera la prise en compte, en année N, du solde du CRCP de l'année N-1.

⁶ Délibération n°2026-19 de la CRE du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDM au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour l'année 2026

Par ailleurs, la CRE envisage de reconduire, comme c'était le cas sur la période de dotation 2022-2025, une clause de rendez-vous, activable par EDM. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient 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 %.

3.1.1.2. Détermination du niveau de dotation prévisionnel

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

Ainsi, les niveaux de dotation, que la CRE définira dans sa délibération prévue entre la fin de l'année 2026 et le début de l'année 2027, seront déterminés par la CRE en comparant, pour chaque année de la période 2027-2029, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE perçues par EDM avec le niveau de charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau 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 :

$$\text{Dotation ou contribution}_N = \text{Recettes acheminement}_{\text{prév.}N} - \text{CCN}_{\text{prév.}N} - \text{CNE}_{\text{prév.}N}$$

Avec (cf. détails aux § 3.1.1.2.1 à 3.1.1.2.3) :

- *Recettes acheminement* *prév. N* : recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N ;
- *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 à EDM au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité. Au contraire, un écart positif fixe le montant de contribution dont EDM est redevable au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité.

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

3.1.1.2.1. 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^{er} août 2025.

Par conséquent, les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE sur la période 2027-2029 sont calculées par EDM à partir :

- de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2025 ;
- des hypothèses d'évolution du nombre de consommateurs raccordés, des puissances souscrites et des volumes d'énergie soutirée.

3.1.1.2.2. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation d'EDM 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 d'EDM se composent de charges liées à l'achat des pertes et à l'achat des services systèmes.

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

3.1.1.2.3. Charges de capital normatives

3.1.1.2.3.1. Principes généraux

Un concessionnaire tel qu'EDM a dans son portefeuille d'actifs aussi bien les actifs affectables au domaine de tension HTA-BT (actifs HTA-BT) que les actifs affectables au domaine de tension HTB (actifs HTB).

Dans le cadre applicable jusqu'à présent à EDM, l'ensemble des actifs sont rémunérés selon les modalités suivantes :

- la couverture des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
- l'application d'une marge sur actif à l'ensemble des actifs de la base d'actifs régulés (BAR), EDM ayant la responsabilité d'exploiter ces actifs, même lorsqu'ils ont été remis par un concédant ;
- l'application d'une rémunération supplémentaire au taux sans risque (avant impôts) pour les capitaux propres régulés (CPR), qui constituent les capitaux réellement investis par EDM ;
- pour les éventuels emprunts financiers, l'application d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (après impôts).

La CRE envisage, à ce stade, pour déterminer le niveau des charges de capital relatives aux actifs affectables au domaine de tension HTA-BT, supportées par EDM pour les années 2026 à 2029, de se fonder sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans la délibération du TURPE 7 HTA-BT, définissant le niveau prévisionnel des charges de capital d'Enedis pour les années 2025 à 2028.

3.1.1.2.3.2. Traitement des actifs HTB

Les actifs HTB sont réputés être financés par de la dette financière à hauteur de 60 %, en cohérence avec le taux d'endettement financier retenu dans les délibérations du TURPE HTB, tandis que les actifs HTA-BT sont réputés financés selon les mêmes proportions que les actifs de la société Enedis.

EDM ne formule pas de demandes d'évolution concernant la méthode de rémunération de ses actifs HTB, ses actifs restants rémunérés dans cette demande comme les actifs HTA-BT.

En cohérence avec les précédentes délibération FPE, la CRE envisage à ce stade de retenir une séparation la BAR d'EDM en deux BAR distinctes :

- une BAR HTA-BT, qui serait rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTA-BT d'Enedis et
- une BAR HTB, qui serait rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTB⁷ de RTE.

Cette proposition permet d'assurer un cadre de rémunération transparent et d'appliquer un traitement de la base d'actifs HTB cohérent avec celle d'EDF SEI avec l'application d'une rémunération au coût moyen pondéré du capital (CMPC).

⁷ [Délibération n°2025-77 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

Question 2 Êtes-vous favorable à la séparation de la BAR existante entre une BAR HTA-BT rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTA-BT et une BAR HTB rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTB ?

3.1.1.2.3.3. Paramètres de rémunération

Le taux de rémunération supplémentaire pour les CPR, ainsi que le taux de rémunération des emprunts financiers sont calculés sur la base de la moyenne du taux sans risque observée sur les dix dernières années.

Dans ses délibérations pour les TURPE 7 HTA-BT, HTB et les dotations prévisionnelles de EDF SEI⁸, Gérédis et EEWf pour la période 2026-2029, 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 (ATRT8, ATRD7 et ATS3).

Ainsi, pour transposer les évolutions du cadre de régulation de ces décisions TURPE 7, la CRE envisage 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.

Dans son dossier tarifaire, EDM demande également de bénéficier de l'introduction de données de marché de court terme pour la détermination de son taux sans risque et de retenir les paramètres les plus à jour.

La prise en compte des données de court terme pourrait se faire de la manière suivante :

- pour les actifs HTA-BT : le taux sans risque utilisé dans le calcul du taux de rémunération des CPR, pondération identique à celle appliquée à EDF SEI dans le FPE 2026-2029 ;
- pour les actifs HTB : le CMPC identique à celui appliqué à EDF SEI dans le FPE 2026-2029.

Question 3 Êtes-vous favorable à la prise en compte des données de court terme dans la fixation des taux de rémunération afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ?

3.1.1.2.3.4. Modalité de rémunération des actifs et des immobilisations en cours (IEC) en lien avec la spécificité des ZNI

Au cours de la période 2018-2021 et de la période 2022-2025, afin de tenir compte des spécificités de l'activité d'EDM qui exploite également des réseaux HTB, les IEC (c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à une mise en service d'actifs) d'EDM relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB étaient rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire. En revanche, le cadre actuel ne prévoit pas de rémunération des IEC dans le domaine de tension HTA-BT, hors poste source.

Pour la période 2027-2029, la CRE envisage de maintenir la rémunération des IEC au coût de la dette, en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 7 HTB, ce qui constitue une incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des opérateurs.

⁸ Délibération n°2026-16 de la CRE du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2026 à 2029

Dans le cadre de sa demande concernant les paramètres de rémunération, EDM a sollicité l'octroi d'une prime géographique, visant à prendre en compte les spécificités et les enjeux des territoires desservis, spécifique à ces territoires, et qui sont à l'origine d'après EDM de chantiers plus longs et de coûts de portage accrus.

La CRE considère à ce stade que le cadre réglementaire applicable à EDM intègre déjà les spécificités observées dans les ZNI, notamment dans le niveau des charges d'exploitation octroyé et qu'il protège EDM des risques spécifiques rencontrés en ZNI *via* plusieurs mécanismes réglementaires (prise des investissements au réel dans la BAR en cas de dépassement des coûts, couverture des coûts des aléas climatiques, CRCP versé en N+1, etc.). Eu égard à ce cadre de régulation, la CRE considère que le risque supporté par EDM est similaire à celui porté par les opérateurs en France hexagonale et que le niveau de rémunération appliqué à Enedis n'a pas vocation à être majoré par la prise en compte d'une prime additionnelle.

Question 4 Etes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de ne pas appliquer une prime géographique sur la rémunération du capital d'EDM ?

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

Traitement des coûts échoués

Dans sa délibération n°2022-76⁹, la CRE a retenu, pour la période FPE 2022-2025, un traitement des coûts échoués d'EDM en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB.

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

- les coûts récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle (voir partie 3.1.2.2) ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par l'opérateur. 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.

A ce stade, la CRE envisage de maintenir le cadre existant pour la période FPE 2027-2029, en cohérence avec le maintien du cadre incitatif dans le tarif TURPE 7.

Traitement des actifs cédés

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

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

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE a retenu, pour la période de dotation FPE 2022-2025 d'EDM, 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 ;

⁹ [Délibération n°2022-76 de la CRE du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'EDM au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

- 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.

A ce stade, la CRE propose de maintenir le cadre en vigueur, pour la période FPE 2027-2029.

Question 5 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le maintien du traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués et actifs cédés) pour la période FPE 2027-2029 ?

3.1.1.2.4. 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 d'EDM. 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 EDM 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^{er} 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 envisage de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

Dès lors, chaque année de la période 2027-2029, la CRE envisage de publier 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.

Question 6 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé d'EDM ?

3.1.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

3.1.2.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation

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

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

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

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne se résume pas à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement l'opérateur (cf. partie 3.1.2.1.1).

3.1.2.1.1. Principes de couverture au CRCP des charges nettes d'exploitation

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

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

Les niveaux d'incitation des postes de charges incitées ou partiellement incitées envisagés par la CRE sont détaillés dans la partie 3.1. de la présente consultation publique.

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

Il n'est pas problématique qu'EDM batte la trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation est justement d'obtenir des gains de performance opérationnelle dans la durée dans l'intérêt des consommateurs finals. Néanmoins, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif de la performance atteinte par l'opérateur sur les périodes précédentes. De manière générale, la CRE envisage pour la période de dotation FPE 2027-2029 d'EDM, de modifier le périmètre des postes de charges et de recettes du CRCP en cohérence avec le périmètre d'incitation appliqué à Enedis sur la période du TURPE 7.

3.1.2.2. Couverture au CRCP de certains postes

3.1.2.2.1. Cadre de régulation FPE 2022-2025

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

Les postes concernés pour la période tarifaire FPE 2022-2025 sont rappelés ci-après.

Postes couverts en totalité au CRCP

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

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

- les charges de capital supportées par l'opérateur ;
- 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. § 3.1.2.2.3.) ;
- 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 2018¹⁰ ;
- les charges relatives à la mise en conformité des branchements et des compteurs selon les modalités prévues au § 3.1.2.2.5 ;
- les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet « *smart grids* »), pris en compte à 100 % ;
- les postes de recettes et assimilés :
 - les recettes tarifaires de l'opérateur ;
 - 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 3.1.2.2.4) ;
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains, prises en compte à 80 % (cela signifie que l'opérateur aura une incitation sur ce poste à hauteur de 20 %) (cf. partie 3.1.1.2.3.5) ;
- les coûts échoués, au cas par cas (cf. partie 3.1.1.2.3.5).

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 l'opérateur (cf. partie 3.1.2.2.3) ;
- le cadre spécifique au projet de comptage évolué, conformément à la délibération de la CRE du 11 juin 2025¹¹ (cf. partie 3.1.5) ;
- la qualité de service (cf. parties 3.1.4) ;
- les projets prioritaires (cf. partie 3.1.8).

3.1.2.2.2. Demandes d'évolution d'EDM et orientations préliminaires de la CRE

Dans son dossier tarifaire, EDM a demandé l'intégration au CRCP des postes de charges « Impôts et taxes » et « Redevance de concession » au regard de sa faible maîtrise des charges associées.

Impôts et taxes

EDM demande, compte tenu de la forte volatilité et de l'absence de maîtrise par l'opérateur, l'intégration de ce poste au CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que ce poste est raisonnablement prévisible et maîtrisable dans la mesure où l'assiette d'imposition du GRD est elle-même prévisible et maîtrisable. De plus, si de nouvelles dispositions étaient adoptées et si le niveau des charges nettes d'exploitation se trouvait modifié d'au moins 1 %, EDM pourrait avoir recours à la clause de rendez-vous.

¹⁰ [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](#)

¹¹ [Délibération n°2025-149 de CRE du 11 juin 2025 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué d'Electricité de Mayotte](#)

Redevance de concession

EDM demande, compte tenu des négociations en cours en vue du renouvellement du contrat de concession et de l'absence de visibilité sur le niveau de redevance qui sera demandé par l'autorité concédante, l'intégration de ce poste au CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

Le contrat de concession actuellement en vigueur arrive à échéance en avril 2027. A cette échéance le niveau de la redevance de concession pourrait faire l'objet d'une évolution. La CRE prend note de l'ambition des parties de conclure un contrat de concession dans les prochains mois, le montant de la redevance devant reposer sur des hypothèses à convenir entre EDM et son autorité concédante.

La CRE est à ce stade défavorable à une couverture au CRCP de la redevance de concession. En effet, comme pour les autres gestionnaires de réseau de distribution, la CRE estime que ces charges sont suffisamment prévisibles et maîtrisables par les opérateurs, en ce qu'elles résultent d'une négociation avec les autorités concédantes. La CRE suivra avec attention la progression du processus de conclusion du nouveau contrat de concession d'ici la publication de la délibération tarifaire.

Par ailleurs, la CRE envisage plusieurs évolutions en cohérence notamment avec les orientations retenues pour la période FPE 2026-2029 d'EDF SEI et Gérédis.

Prise en compte des bonus et malus résultant des nouvelles incitations financières envisagées

La CRE envisage à ce stade d'introduire de nouvelles incitations financières portant sur la qualité d'alimentation et la maîtrise des coûts des grands projets. En cohérence avec les autres incitations financières (qualité de service, pertes, etc.), la CRE envisage de prendre en compte les éventuels bonus et malus générés par ces nouvelles incitations *via* le CRCP.

Prise en compte de l'impact d'un éventuel changement de doctrine comptable sur la production immobilisée

En cas de modification de la doctrine comptable, tout transfert de charges d'exploitation incitées vers des dépenses d'investissements couvertes au réel en cours de période tarifaire introduit un effet d'aubaine pour l'opérateur : les charges correspondantes sont couvertes une première fois par la trajectoire incitée et une deuxième fois par les charges de capital prises en compte au réel. La CRE veille systématiquement à ce que de telles évolutions ne bénéficient pas à l'opérateur.

Historiquement, EDM ne comptabilise pas, au titre des dépenses d'investissement, les charges de personnel correspondant aux effectifs de l'opérateur mobilisés sur des chantiers d'investissement. Toutefois, EDM a indiqué à la CRE étudier l'opportunité d'un changement de méthode comptable dans les années à venir, pouvant entraîner l'immobilisation des charges de personnel susmentionnées, sans en préciser d'échéance.

Compte tenu de cette incertitude, la CRE envisage d'introduire un mécanisme de restitution équivalent à celui retenu dans le TURPE 7 HTB de RTE. Ainsi, en cas de modification de doctrine comptable entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissements, ces montants seraient restitués aux utilisateurs du RPD par le CRCP.

Tout changement de doctrine comptable devrait ainsi faire l'objet d'une information immédiate de la CRE et d'un dossier détaillé en fin de période tarifaire afin que la CRE puisse contrôler les montants à restituer aux utilisateurs du RPD *via* le CRCP.

Question 7 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période 2027-2029 ?

3.1.2.2.3. 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 l'opérateur. Pour la période 2022-2025, le volume de pertes moyen est estimé à 33 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 2,4 M€ pour EDM.

La CRE observe qu'EDM dispose de plusieurs leviers pour 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. L'étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDM, réalisée en 2024 par un cabinet externe, a estimé que l'installation des compteurs numériques devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies.

3.1.2.2.3.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des pertes en vigueur

La CRE a maintenu lors de la dernière période de dotation 2022-2025 pour EDM, une incitation sur le coût des pertes plafonnée respectivement à 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 l'opérateur 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 :

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

Où :

- $V_{réel}$ est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $V_{réf.}$ est le volume de référence de pertes établi à partir du taux historique (8,3 %) :
 - $V_{réf.} = 8,3 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N$
- $P_{réel.}$ est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes d'EDM (67 €/MWh).

3.1.2.2.3.2. Bilan du dispositif sur la période 2022-2025

Le bilan du dispositif pour la période 2022-2025 est présenté dans le tableau ci-dessous avec une atteinte des objectifs pour EDM sur l'ensemble de la période. Pour l'année 2025, compte tenu de l'impact du cyclone Chido sur le réseau électrique Mahorais et sur l'activité de l'opérateur, la CRE a décidé de suspendre la régulation incitative sur la maîtrise des pertes¹².

EDM explique notamment le volume de pertes 2025 par l'impact des raccordements d'urgence effectués par les cohortes d'Enedis et EDF SEI durant la phase de réalimentation post Chido (raccordements effectués sans équiper le point de livraison d'un compteur), ainsi que des raccordements sauvages intervenus après le passage de Chido sur le réseau.

¹² [Délibération n°2025-135 de la CRE du 10 juin 2025 portant sur la modification du cadre de régulation du FPE d'Électricité de Mayotte à la suite du passage du cyclone Chido](#)

Tableau 1 : Bilan de la régulation incitative des pertes d'EDM pour la période 2022-2025

	2022	2023	2024	2025
Vref (GWh)	33	35	36	36
Vréel (GWh)	30	33	31	40
Incitation (k€) (+ gain pour l'opérateur ; - perte pour l'opérateur)	+44	+37	+67	Suspension RI (mesure Chido)

3.1.2.2.3.3. Evolutions envisagées pour la période 2027-2029*Demande d'EDM*

EDM indique dans sa demande une trajectoire haussière sur les volumes de pertes par rapport à la période 2022-2024. L'opérateur justifie cette hausse par l'impact du contexte social post Chido sur les raccordements sauvages et le délai nécessaire à un retour à la normale.

Tableau 2 : Demande d'EDM pour la régulation incitative des pertes

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)	401	426	436	429		490	539	573
Volume pertes (GWh)	30	33	31	40		45	48	49
% Pertes	7,48%	7,65%	7,15%	9,37%		9,20%	8,90 %	8,60 %

Analyse préliminaire et orientation de la CRE

A ce stade, la CRE considère qu'EDM doit être incité à retrouver un niveau de performance pré-Chido au plus vite, et au plus tard d'ici la fin de l'année 2029. En effet, la CRE considère que les raccordements d'urgence réalisés par les cohortes étaient nécessaires pour tenir les objectifs de réalimentation de l'ensemble des usagers, mais qu'ils doivent être mis en conformité par EDM dans les meilleurs délais, au même titre que les raccordements sauvages, afin que cela ne se traduise pas par une charge financière pour les usagers à moyen terme. A ce titre, la CRE salue les mesures prises par EDM pour renforcer la détection et le traitement des situations de non-conformité (signature de conventions avec les services de police et de gendarmerie, assermentation d'agents, etc.).

Ainsi la CRE envisage à ce stade de retenir la demande d'EDM pour l'année 2027, mais de viser en 2029 un niveau de performance identique à celui constaté sur la période 2022-2024 (7,4 %).

Par ailleurs, en cohérence avec les orientations retenues pour EDF SEI et Gérédis concernant l'impact du déploiement des compteurs évolués sur les pertes non techniques, la CRE envisage d'appliquer les gains Linky attendus à la trajectoire de pertes d'EDM (-0,1 %/an), avec l'hypothèse d'une baisse de 20 % des PNT à la fin du déploiement généralisé (2032).

Par ailleurs, la CRE envisage de faire évoluer le coût unitaire d'achat des pertes utilisé pour le calcul de l'incitation financière en retenant le coût unitaire réel d'achat des pertes constaté *ex post*, plutôt que le coût unitaire passé moyen utilisé sur la période 2022-2025 (67 €/MWh). Cette évolution se justifie par la décorrélation entre le coût unitaire passé moyen et le coût réel d'achat des pertes d'EDM, ainsi que par la dynamique d'harmonisation des cadres de régulation entre opérateurs (Gérédis).

Ainsi, la CRE envisage de retenir la trajectoire de pertes suivante (voir détail en annexe) :

Tableau 3 : Orientation de la CRE pour la régulation incitative des pertes - EDM

2025	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)	490	539	573
Volume pertes (GWh)	45	43	40
% Pertes	9,2 %	8,0 %	7,1 %

En outre, le montant global d'incitation qui percevrait l'opérateur serait plafonné à un niveau réhaussé par rapport à la période précédente afin de tenir compte de la hausse de son revenu autorisé (voir partie 3.1.9).

Question 8 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période 2027-2029 ?

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

3.1.2.2.4.1. Rappel du dispositif en vigueur et bilan de la période 2022-2025

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. L'opérateur supporte un risque financier égal à la différence entre le seuil de couverture au CRCP et le niveau de couverture forfaitaire :

Tableau 4 : Cadre de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques

M€	EDM
Couverture forfaitaire	0
Exposition financière	0,5
Seuil de couverture au CRCP	> 0,5

La période 2022-2025 a été particulièrement marquée par la survenue du cyclone Chido en décembre 2024, seul évènement climatique ayant généré des charges d'exploitation pour aléa climatique au cours de la période.

L'impact de cet évènement sur l'île de Mayotte et notamment le réseau électrique a été majeur et a généré 32,8 M€ de charges d'exploitation additionnelles pour EDM au titre de l'année 2025. Ces charges étant couvertes par le poste dédié au CRCP, et afin de garantir la viabilité financière de l'opérateur, la CRE a modifié le cadre de régulation dans sa délibération n°2025-135 du 10 juin 2025 pour permettre à EDM de percevoir des avances sur le solde du CRCP 2025. Ainsi, EDM a perçu un premier versement en juin 2025 de 14,4 M€ et un second en novembre 2025 de 13,8 M€¹³. Enfin, la CRE a fixé le montant restant à percevoir par EDM sur le solde du CRCP 2025, déduction faite des deux premiers versements anticipés, à 4,6 M€¹⁴.

13 Délibération n°2025-244 de la CRE du 6 novembre 2025 portant décision relative au niveau des charges pour aléas climatiques devant faire l'objet d'un versement anticipé à EDM

14 Délibération n°2026-157 de la CRE du 16 juillet 2026 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE) pour l'année 2026 pour Electricité de Mayotte

3.1.2.2.4.2. Evolution envisagées pour la période 2027-2029*Demande d'EDM*

EDM demande la reconduction du dispositif en vigueur.

Analyse préliminaire et orientation de la CRE

Compte tenu de la forte variabilité des charges pour aléa climatique constatées par EDM, la CRE envisage à ce stade de reconduire le dispositif en vigueur.

Par ailleurs, en cohérence avec l'évolution du périmètre de couverture des charges d'exploitation intervenue pour la période 2026-2029 d'EDF SEI, Gérédis et EEWF, la CRE envisage de retenir pour EDM un périmètre identique à celui-retenu pour ces trois opérateurs.

A ce titre, la CRE envisage 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, la CRE s'assurera que le tarif de réseau ne couvre pas deux fois les charges employées avec, d'une part, les revenus autorisés actés par les délibérations tarifaires et d'autre part, les couvertures au ponctuelles au CRCP des événements exceptionnels.

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.

Question 9 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relatif aux aléas climatiques ?

3.1.2.2.5. Charges relatives au projet MCBC**3.1.2.2.5.1. Rappel du dispositif en vigueur et bilan de la période 2022-2025**

EDM étant particulièrement affecté par les situations de branchements non conformes sur son réseau (panneau de comptage bois à remplacer, reprise de branchement, accès aux ouvrages difficile ou risqué, etc.), la CRE a introduit dès 2018¹⁵, à la demande d'EDM, un mécanisme de couverture des charges liées aux opérations de mise en conformité des branchements et compteurs (projet MCBC) avec restitution des charges non utilisées en fin de période tarifaire. Entre 2018 et 2021, EDM a perçu 3,5 M€ de charges d'exploitation entre 2018 et 2021 pour la réalisation de 4 611 MCBC.

En 2022, la CRE a reconduit ce dispositif pour la période 2022-2025 en se basant sur un volume prévisionnel d'opérations, avec restitution par l'opérateur des charges d'achat externes variables (achats réseau et sous-traitance) non utilisées du fait des opérations non réalisées. Entre 2022 et 2025, EDM a perçu 7,9 M€ pour la réalisation de 7 685 MCBC (sur un total de 14 016 opérations).

3.1.2.2.5.2. Evolution envisagées pour la période 2027-2029*Demande d'EDM*

Compte tenu du solde d'opération non réalisées, des enjeux persistants de mise en conformité des branchements, et de l'opportunité créée par le projet de déploiement des compteurs communicants pour traiter les opérations de MCBC résiduelles, l'opérateur demande à prolonger le dispositif en vigueur afin de pouvoir réaliser les opérations restantes. D'après un document transmis par l'opérateur en septembre 2026, le stock d'opérations restantes est estimé à 15 000.

¹⁵ [Délibération n°2018-070 de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé](#)

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

Au regard de la nécessité de traiter les mises en conformité des branchements sur le réseau du GRD, la CRE considère qu'EDM doit poursuivre les opérations de mise en conformité des branchements et envisage de reconduire le dispositif en vigueur.

A ce titre, la CRE envisage de reconduire le budget de charges d'achat externes en se basant sur le coût unitaire constaté en 2026 et le volume annuel moyen constaté sur la période 2022-2025. A l'issue de la période de dotation 2027-2029, lors du calcul du CRCP pour l'année 2029, la CRE procéderait au calcul des charges définitives à couvrir au titre du projet MCBC sur la base du nombre d'opérations réellement effectuées. Ainsi, si EDM réalise un nombre de mises en conformités inférieur ou supérieur aux prévisions, les montants correspondant à l'écart du nombre de mises en conformité réalisées seraient pris en compte *via* le CRCP. En revanche, du fait de la mutualisation des opérations MCBC avec le déploiement des compteurs évolués et de l'externalisation des opérations MCBC, la CRE envisage de ne pas reconduire les charges d'achats externes fixes et les charges de main d'œuvre.

Question 10 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relatif aux mises en conformité des branchements et compteurs ?

3.1.2.3. Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets

Comme décrit dans la partie 3.2.4, EDM prévoit une hausse significative des investissements qui passeraient de 24 M€/an sur la période 2022-2025 à 54 M€/an (+125 %) sur la période 2027-2029. EDM prépare de grands projets sur le niveau de tension HTB, notamment la construction de deux liaisons sous-marines et d'un poste source.

Le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt d'EDM avec celui de la collectivité, doit encourager l'opérateur à mener à bien les investissements les plus utiles dans les meilleures conditions de coûts. Afin d'assurer la soutenabilité des dépenses d'investissements, et en cohérence avec l'incitation prévue par le cadre de régulation d'EDF SEI pour la période 2026-2029, la CRE envisage d'introduire une régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'EDM portant sur les projets d'investissements HTB d'un budget supérieur à 10 M€, à l'exception du projet de sécurisation du poste source de Longoni dont les délais de commande ne sont pas compatibles avec la mise en œuvre d'une telle régulation.

Compte tenu des orientations envisagées par la CRE pour les investissements HTB d'EDM, en particulier sur la nécessité pour l'opérateur de justifier de l'efficacité des investissements et des coûts associés proposés avant de les mettre en œuvre, cette régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets ne concernerait aucun projet à ce stade. En revanche, dans l'hypothèse où EDM démontrerait l'efficacité des investissements et des coûts relatifs aux projets de liaisons sous-marines entre Kawéni et Badamiers et de poste source à Badamiers et souhaiterait les mettre en œuvre sur la période 2027-2029, ces deux projets seraient alors soumis à cette régulation incitative.

En outre, la CRE se réserverait la possibilité de soumettre de nouveaux projets à cette régulation incitative en cours de période tarifaire.

Pour les projets inclus dans le périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets :

- la CRE auditerait le budget présenté par EDM, préalablement à l'engagement des dépenses relatives aux travaux, et fixerait un budget cible. La CRE pourrait recourir à un prestataire externe pour les audits des projets présentant les plus gros enjeux financiers ;
- quelles que soient les dépenses d'investissements réalisées par EDM, pour autant qu'elles soient efficaces, la CRE intégrerait l'actif dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
 - si les dépenses d'investissements réalisées par l'opérateur pour ce projet se situaient entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne serait attribuée ;

- si les dépenses d'investissements réalisées étaient inférieures à 90 % du budget cible, l'opérateur bénéficierait d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissements réalisées ;
- si les dépenses d'investissements réalisées par l'opérateur étaient supérieures à 110 % du budget cible, l'opérateur supporterait une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et 110 % du budget cible.

Question 11 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relatif à la maîtrise des coûts des grands projets ?

3.1.3. 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 travaux de raccordement aux réseaux.

3.1.3.1. Rappel du dispositif en vigueur et bilan de la période 2022-2025

Pour la période 2022-2025, les opérations de raccordement d'EDM faisaient l'objet d'un suivi au moyen d'un indicateur incité financièrement (délai moyen de raccordement des utilisateurs BT <36 kVA) et d'un indicateur de suivi non incité relatif au délai moyen de raccordement en injection et soutirage des autres catégories d'utilisateurs.

Les incitations financières reposaient sur l'établissement d'un « bandeau neutre » constitué d'un objectif minimal et d'un objectif cible. Ainsi, EDM percevait un bonus lorsque le délai moyen de réalisation de raccordement était inférieur à 45 jours et une pénalité lorsque le délai moyen dépasserait 60 jours. Lorsque la valeur de l'indicateur se situait entre l'objectif cible et l'objectif minimal (soit entre 45 jours et 60 jours), EDM ne percevait ni pénalité, ni bonus. En outre, le montant d'incitation annuel était plafonné à -18 k€/an pour les malus et +9 k€ pour les bonus.

Sur la période 2022-2025, les performances d'EDM sur le raccordement des consommateurs BT < 36 kVA sont très en deçà des objectifs. L'opérateur justifie ce bilan par l'accumulation des demandes de raccordement depuis 2021 et les délais d'obtention des autorisations de voiries jugés anormalement élevés. Toutefois, la CRE note qu'EDM a initié des travaux visant à industrialiser les opérations de raccordement (externalisation des opérations de raccordement, restructuration du service, création d'un portail raccordement). En particulier, la CRE constate qu'EDM est parvenu à apurer le stock de demandes de raccordement et à atteindre un niveau de performance pour les flux annuels de demandes de raccordement effectuées en 2024 et 2025 (respectivement 55 jours et 57 jours).

Compte tenu de ces résultats, EDM a perçu un malus de 54 k€ sur la période 2022-2025. La CRE rappelle que la régulation incitative relative aux raccordements a été suspendue en 2025 afin de permettre à EDM de faire face aux conséquences du cyclone Chido.

EDM n'a pas communiqué les données relatives au délai moyen de raccordement des autres catégories d'utilisateurs.

Tableau 5 : Bilan de la régulation incitative des raccordements 2022-2025

		2022	2023	2024	2025
Délai moyen de raccordement (jours)					
<i>Consommateurs BT ≤ 36kVA</i>	Plancher/cible	45/60	45/60	45/60	45/60
	Résultat	<i>n.c.</i>	174	231	175
	<i>Dont stock*</i>			302	438
	<i>Dont hors stock</i>			55	57
<i>Consommateurs BT ≥ 36kVA et HTA</i>		<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>
<i>Producteurs BT ≥ 36kVA et HTA</i>		<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>	<i>n.c.</i>

*demandes de raccordement accumulées par EDM depuis 2021

3.1.3.2. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2027-2029

Pour la régulation incitative des raccordements d'EDM, la CRE envisage d'adopter une méthodologie proche de celle appliquée pour le cadre FPE 2026-2029 d'EDF SEI :

- 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 ;
- introduire une incitation visant à inciter EDM à mettre en place au plus vite un schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S2REnR) ;
- fixer des objectifs ambitieux en tenant compte des performances passées ;
- simplifier et uniformiser la régulation incitative lorsque les conditions le permettent.

Les évolutions des plafonds et des niveaux d'incitations financières sont analysées en partie 3.1.9.

Délai moyen de raccordement

Demande d'EDM

Dans son dossier tarifaire, EDM demande de fixer un objectif cible pour chacune des catégories d'utilisateurs et de viser l'atteinte de cet objectif cible pour environ 80 % à 90 % des demandes de raccordement :

- Raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA : 80 % des dossiers réalisés sous 60 jours, avec un objectif de 90 % en fin de période ;
- Raccordements consommateurs BT > 36 kVA et opérations collectives sous maîtrise d'ouvrage EDM, avec aménagement de réseau : 80 % des dossiers réalisés sous 250 jours ;
- Raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA : 80 % des dossiers réalisés sous 500 jours, avec un objectif de 90 % en fin de période.

L'approche d'EDM visant à raisonner en pourcentage de dossiers atteignant l'objectif fixé aurait pour intérêt selon l'opérateur de refléter plus fidèlement la performance opérationnelle, en limitant l'effet des dossiers présentant des délais atypiques.

Analyse préliminaire et orientation de la CRE

La CRE considère que les indicateurs utilisés dans les régulations incitatives des différents opérateurs doivent, dans la mesure du possible, rester cohérents entre eux. Par ailleurs, elle considère que le GRD doit être incité à réduire l'ensemble des délais des affaires, y compris les plus anciennes. Pour ces raisons, la CRE envisage de retenir un dispositif d'incitations similaire à celle retenue pour les autres GRD.

Considérant que le stock de demandes de raccordement est apuré et que l'activité de raccordement chez EDM a gagné en maturité, la CRE envisage, pour la période 2027-2029, de fixer une trajectoire ambitieuse et cohérente avec la performance passée d'EDM.

Concernant les consommateurs BT<36 kVA, la CRE envisage de supprimer le « bandeau neutre » de 45 à 60 jours, de se baser sur les performances atteintes par EDM en 2024 et 2025 sur les demandes de raccordement effectuées la même année (56 jours).

Par ailleurs, au vu du faible volume prévisionnel de demandes de raccordement pour les autres catégories d'utilisateurs (injection et soutirage BT > 36 kVA et HTA), la CRE n'envisage pas de les inciter pour la période à venir. En revanche, la CRE demande à EDM de suivre précisément les délais de raccordement de ces catégories et veillant à distinguer les niveaux de tension.

Tableau 6 : Objectifs envisagés des délais moyens de raccordement

EDM	2027	2028	2029
Délai moyen de raccordement (jours)			
Consommateur $BT \leq 36kVA$ Objectif	56	56	56
Consommateur $BT \geq 36kVA$ et HTA	Suivi		
Producteurs $BT \geq 36kVA$ et HTA	Suivi		

Afin de tenir compte de la hausse du revenu autorisé de l'opérateur, la CRE envisage de rehausser le montant d'incitation (pénalité/bonus) relatif à cet indicateur. En outre, le montant global d'incitation serait plafonné afin de limiter le risque pour l'opérateur (voir partie 3.1.9).

Question 12 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires envisagées par la CRE sur la régulation incitative des raccordements pour la période 2027-2029 ?

3.1.4. Régulation incitative de la qualité de service

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

3.1.4.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période 2022-2025, la CRE avait fixé 6 indicateurs, parmi lesquels 4 étaient incités financièrement.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'EDM, 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 suivis de la qualité de service

Indicateurs	Suivi / Incitation
Nombre de rdv planifiés non respectés ayant donné lieu au versement d'une pénalité	Suivi (versement direct au client)
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	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

3.1.4.2. Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période 2022-2025

Sur la période 2022-2025, les performances d'EDM ont été globalement proches des objectifs fixés à l'exception des années 2022, marquée par un mouvement social important impactant l'acheminement et induisant une hausse des réclamations traitées dans des délais élevés, et 2025 marquée par l'événement climatique Chido. Le GRD a supporté un malus global de 75 k€ sur la période 2022-2025 pour les indicateurs de qualité de service.

Les résultats des indicateurs sur la période 2022-2025 sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8 : Bilan de la régulation incitative de la qualité de service d'EDM 2022-2025

		2022	2023	2024	2025
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Objectif	91,0 %	92,0 %	93,0 %	94,0 %*
	Résultat	75,6 %	89,6 %	95,3 %	88,6 %
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Objectif	0	0	0	0*
	Résultat	558	48	21	50
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Objectif	94,0 %	95,0 %	96,0 %	97,0 %
	Résultat	97,0 %	96,7 %	97,3 %	96,4 %

* ces indicateurs ont été suspendus du fait de l'impact de l'événement climatique Chido

3.1.4.3. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2027-2029

Globalement, sur la période 2022-2025, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'inciter à la performance de l'opérateur dans les domaines ciblés. Afin de rester efficace 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 d'EDM, la CRE envisage d'adopter une approche similaire à celle retenue pour le TURPE 7 HTA-BT concernant Enedis et le FPE 2026-2029 de EDF SEI et de Gérédis :

- inciter à la performance de la relation client ;

- 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 3.1.9.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

EDM demande que l'objectif soit maintenu au niveau de l'objectif de 2024, c'est-à-dire à 93 % pour la période 2027-2029.

Compte tenu de la performance déjà atteinte par EDM (95,3 % en 2024), la CRE envisage de rehausser l'objectif cible à 95 % et ainsi aligner le niveau d'objectif avec ceux d'EDF SEI et Gérédis.

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

Pour la période suivante, EDM demande que l'objectif soit maintenu au niveau d'objectif de la période précédente, à savoir aucune réclamation supérieure à 30 jours. La CRE envisage de maintenir un objectif nul 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

EDM demande que l'objectif soit maintenu à 97 % sur la période 2027-2029, soit un objectif identique à celui de l'année 2025.

Sur la période 2022-2025, EDM a dépassé les objectifs fixés à l'exception de l'année 2025 où le résultat était légèrement inférieur à l'objectif. Par ailleurs, EDM a atteint un niveau réalisé à 97,3 % en 2024, soit un niveau supérieur à l'objectif le plus haut de la période 2022-2025 et l'objectif demandé par EDM pour la période 2027-2029. A ce titre, la CRE envisage de rehausser l'objectif à 98 % pour la période 2027-2029 afin d'inciter l'opérateur à améliorer sa performance au regard du réalisé.

Tableau 9 : Objectifs envisagés de la qualité de service

	2024* (réalisé)	2027	2028	2029
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	95,3 %	95 %	95 %	95 %
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	21	0	0	0
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	97,3 %	98 %	98 %	98 %

*L'année 2025 est neutralisée du fait de l'événement climatique Chido

Question 13 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires envisagées par la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2027-2029 ?

3.1.5. Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué

La délibération n°2025-149 de la CRE du 11 juin 2025 a mis en place un cadre de régulation incitative pour le projet de comptage évolué d'EDM à compter de 2025.

Ce cadre de régulation incite EDM 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.

3.1.5.1. Rappel du dispositif de régulation incitative du comptage évolué en vigueur

Le cadre de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDM s'appuie sur plusieurs mécanismes :

- Une régulation incitative des délais et des coûts d'investissement pour la période de déploiement massif (2025-2032) et jusqu'à 2034 en cas de non atteinte du taux de déploiement cible. La première échéance pour comparer les taux de déploiement prévisionnels et réalisés sera au 31 décembre 2027 ;
- Une régulation incitative portant sur la performance du système de comptage évolué, basée sur 6 indicateurs incités financièrement et 11 indicateurs suivis et mise en œuvre à compter du 1^{er} janvier 2026. Les indicateurs de performance du système de comptage évolué incités financièrement sont les suivants :
 - taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement ;
 - 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.

3.1.5.2. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2027-2029

Les objectifs des indicateurs précités ayant été définis en 2025 pour les années 2026 et suivantes, la CRE envisage de les maintenir tels que définis dans la délibération n°2025-149, à l'exception de l'indicateur relatif aux télé-prestations demandées par les fournisseurs qu'elle envisage de supprimer en raison du fait qu'EDM est un opérateur intégré. Ainsi, les indicateurs incités envisagés par la CRE sont présentés dans le tableau ci-dessous, le détail de la définition des indicateurs est précisé en annexe 3 de la présente consultation publique :

Tableau 10 : Objectifs envisagés pour les indicateurs relatifs au comptage évolué

	2027	2028	2029
Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement	2,6 %	1,8 %	0,9 %
Taux de télé-relevés journaliers réussis	88 %	90 %	90 %
Taux de publication des index réels mensuels	91 %	95 %	95 %
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	97%	98%	98%
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	1,5 %	1,5 %	1,5 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur			

Par ailleurs, la CRE propose de mettre fin au suivi des indicateurs non incités relatifs au taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur et au taux de transmission des données de consommation au fournisseur d'une part du fait que l'indicateur de taux de réclamations liées au déploiement permet de tenir compte des réclamations des clients d'une part, et d'autre part car EDM est un opérateur intégré.

3.1.5.3. Mise à jour de la trajectoire des coûts unitaires de référence

La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter les GRD à réaliser les investissements de comptage du projet (compteurs, concentrateurs, coûts de pilotage, 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.

Lors du calcul de la dotation définitive de l'année 2026, EDM a indiqué à la CRE que les coûts de pilotage du projet de comptage évolué supportés en 2025 ont été comptabilisés en charges d'exploitation et non en dépenses d'investissement comme prévu dans leur plan d'affaire. Afin de permettre à l'opérateur de faire face à ces charges (820 k€), la CRE a décidé d'inclure les charges correspondantes au CRCP de l'exercice 2025. Compte tenu de ce changement, la CRE propose de mettre à jour le coût unitaire de référence de l'année 2025 afin d'y soustraire les coûts de pilotage.

Pour les années 2026 et suivantes, compte tenu des incertitudes portant sur la méthode de comptabilisation par EDM des coûts de pilotage, la CRE envisage de définir deux trajectoires de coûts unitaires de référence, l'une comprenant les coûts de pilotage dans le calcul et l'autre non. Les coûts unitaires qui s'appliqueront dépendront ainsi du mode de comptabilisation par EDM des coûts de pilotage.

Question 14 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires envisagées par la CRE sur la régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué d'EDM pour la période 2027-2029 ?

Question 15 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire envisagée par la CRE concernant les modalités de calcul des coûts unitaires de référence ?

3.1.6. 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 EDM n'aient pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation.

3.1.6.1. Rappel du dispositif en vigueur et bilan de la période 2022-2025

Durée moyenne et fréquence de coupure

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

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

Toutefois, seul le critère B a été suivi par EDM sur la période passée. L'opérateur a indiqué à la CRE que le suivi des autres indicateurs est conditionné à la mise en service du nouvel outil de conduite SAWA et que les données de ces indicateurs ne peuvent être suivies autrement.

Sur la période 2022-2025, le critère B d'EDM a été fortement marqué par un contexte social dégradé ainsi que par le cyclone Chido. En particulier, les mouvements de grèves de 2022 et 2025 ont entraîné quatre coupures généralisées tandis que le cyclone Chido de décembre 2024 a entraîné une interruption de l'alimentation durant 15 jours. Malgré une volatilité marquée sur la période 2022-2025, le critère B a connu une amélioration moyenne annuelle de 9 %/an sur la période.

Tableau 11 : Bilan du critère B sur la période 2022-2025

Critère B (minutes)	2022	2023	2024	2025
Critère B total	994	610	16 763	7 613
<i>Dont événements sociaux</i>	231	140	0	457
<i>Dont Chido</i>			16 350	6 491
<i>Dont indisponibilité d'installations de production</i>	49	106	210	410
Critère B incité (hors événements exceptionnels et indisponibilités d'installations de production)	945	504	203	712

Mécanisme pour coupures longues

Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues 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.

Sur la période 2022-2025, EDM n'était pas soumis au mécanisme de pénalités pour coupures longues.

3.1.6.2. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2027-2029

Demande d'EDM

Dans son dossier tarifaire, EDM a précisé une trajectoire prévisionnelle de critère B hors événements exceptionnels et mouvements sociaux. En particulier, l'opérateur demande à ne pas être incité sur la part de critère B attribuable à des événements sociaux en raison de la volatilité sous-jacente. Néanmoins, EDM a transmis à la CRE une seconde trajectoire prévisionnelle de critère B alternative intégrant l'impact moyen des événements sociaux constaté sur la période passée.

En outre, EDM indique mener de nombreux travaux visant à améliorer le critère B (enfouissement du réseau HTA, professionnalisation des agents, harmonisation du matériel posé sur le réseau, révision de la politique de maintenance, mise en service d'un nouveau réseau radio, etc.).

Tableau 12 : Trajectoires prévisionnelles d'EDM de critère B

Indicateur	2027	2028	2029
Critère B (hors événements sociaux)	300	280	260
Critère B (avec événements sociaux)	507	487	467

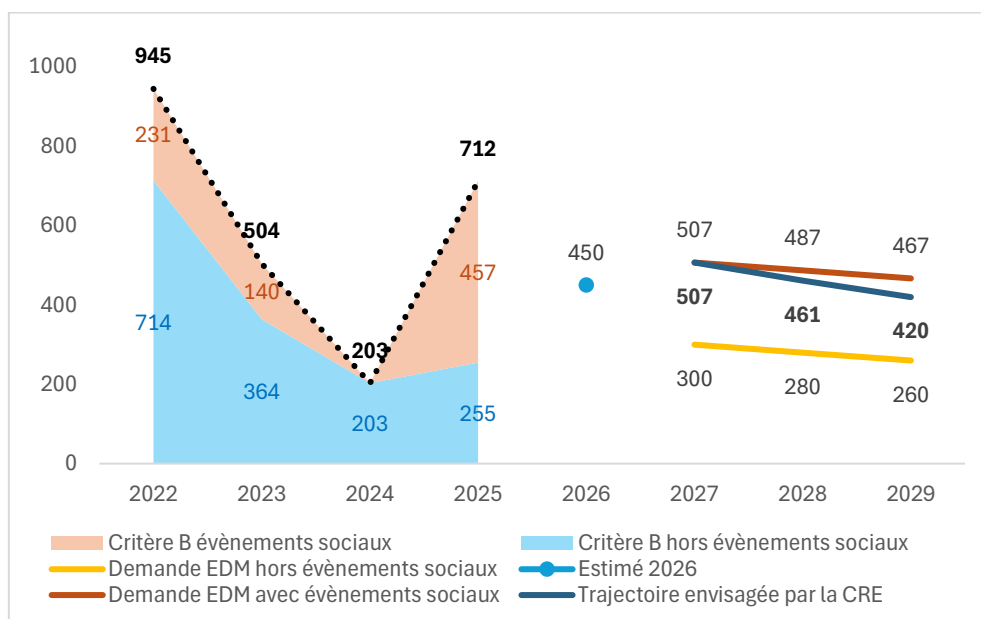
Par ailleurs, EDM indique ne pas être en mesure de suivre les indicateurs M, F-HTA et F-BT, dont le suivi est dépendant de la mise en service de son nouvel outil de conduite SAWA prévue au 1^{er} janvier 2028.

Analyse préliminaire et orientation de la CRE

Critère B

La CRE considère que la méthode de calcul des indicateurs de régulation incitative doit rester cohérente avec les différents GRD. A ce titre, la CRE n'envisage pas d'exclure l'impact des événements sociaux du calcul du critère B pour EDM.

Compte tenu de l'impact moyen des événements sociaux sur le critère B d'EDM sur la période passée, la CRE envisage de retenir la demande d'EDM pour l'année 2027 (507 minutes), et d'y appliquer une progression équivalente à celle constatée sur la période passée (-9 %/an).



Critère M, F-BT, F-HTA

Pour les critères M, F-BT et F-HTA, en l'absence de données relatives à ces indicateurs, la CRE ne prévoit pas d'introduire d'incitations financière pour 2027. En revanche, la CRE envisage de s'appuyer sur les données générées par le futur outil de conduite SAWA à compter de sa mise en service pour introduire une régulation incitative sur ces indicateurs en cours de période tarifaire.

Par ailleurs, la CRE envisage d'inscrire le projet de mise en service de l'outil de conduite SAWA dans la liste des projets prioritaires (voir partie 3.1.8).

Incitations financières

La CRE envisage de retenir un montant d'incitation financière pour le critère B d'EDM égal à celui d'Enedis, calculé au prorata de revenu autorisé d'EDM, soit un montant de 17 k€/min.

Afin de limiter le risque financier pour EDM lié à la mise en place de l'incitation susmentionnée, la CRE envisage d'introduire un plafond/plancher global de l'incitation financière (bonus/malus) supportée par l'opérateur à ± 235 k€ par an.

Mécanisme pour coupures longues

Pour la période 2027-2029, la CRE n'envisage pas d'introduire ce mécanisme pour EDM.

Question 16 Partagez-vous les modalités envisagées par la CRE pour le dispositif de régulation incitative de la qualité d'alimentation ?

3.1.7. Régulation incitative de l'innovation et de la R&D

3.1.7.1. 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 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.

Pour rappel, le mécanisme de régulation incitative concernant les dépenses de R&D introduit chez d'autres opérateurs tels que EDF SEI ou Gérédis s'appuie 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 l'opérateur ;
- 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.

Compte tenu de l'absence de demande de la part d'EDM portant sur un budget de R&D et d'innovation, la CRE n'avait pas introduit de tel dispositif dans sa délibération n°2022-75 du 10 mars 2022. Dans son dossier tarifaire pour la période 2027-2029, EDM n'a pas non plus formulé de demande concernant un budget de R&D. Ainsi, la CRE n'envisage pas l'introduction d'un cadre de régulation spécifique de la R&D d'EDM.

3.1.7.2. Projets de réseaux électriques intelligents

La délibération 2018-164 du 19 juillet 2018 relative au niveau de dotation FPE d'EDM, a introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pouvait aller au-delà des projets déjà identifiés. La CRE a reconduit le dispositif pour la période tarifaire 2022-2025 dans sa délibération n°2022-75 de dotation FPE 2022-2025 d'EDM.

Le dispositif permet à EDM de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liés 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 15 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 EDM, la CRE envisage 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.

Question 17 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le cadre de régulation incitative de la R&D pour EDM ?

Question 18 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la suppression du guichet « projets de réseaux électriques intelligents » pour EDM ?

3.1.8. Régulation incitative des projets prioritaires

3.1.8.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des projets prioritaires

La CRE a mis en place, dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT d'Enedis et du FPE 2022 -2025 d'EDF SEI, un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par le GRD 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 pour EDM 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 EDM 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 150 €/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 300 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6^e mois ;
 - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 600 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12^e mois ;
 - le montant global de l'ensemble des pénalités versées est plafonné à 15 k€ par an.

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

3.1.8.2. Propositions d'évolutions du dispositif pour la période 2027-2029

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 envisage à ce stade de reconduire ce dispositif pour EDM, en réhaussant le niveau des incitations financières et du plafond à hauteur du revenu autorisé et en y intégrant une liste de projets prioritaires.

A ce stade, la CRE identifie deux actions prioritaires pour EDM. Ces actions, ainsi que leur délai de mise en œuvre associé, sont décrites ci-après.

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

3.1.8.2.1. Projets prioritaires envisagés pour EDM

- Mise en service du nouvel outil de conduite SAWA

Dans son dossier tarifaire relatif à la période FPE 2022-2025, EDM avait identifié la nécessité de remplacer son outil de conduite afin de répondre aux enjeux de gestion de l'équilibre offre-demande et d'intégration des énergies renouvelables. En outre, ce nouvel outil de conduite devait permettre à EDM de suivre, à compter de 2024, les indicateurs relatifs au suivi des indicateurs de durée moyenne de coupure et de fréquence moyenne de coupure demandés par la CRE.

Initialement envisagée sur la période 2022-2024, la mise en service de ce nouvel outil a finalement été reportée au 1^{er} janvier 2028.

Dans la mesure où ce nouvel outil constitue un prérequis essentiel à la bonne gestion du réseau électrique d'EDM, et afin d'inciter l'opérateur à suivre de façon fiable les indicateurs de qualité d'alimentation au plus vite, la CRE envisage d'introduire un projet prioritaire ciblant la mise en service dans les délais du nouvel outil de conduite SAWA avec une date de mise en œuvre fixée au 1^{er} janvier 2028.

- Réalisation du schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S2REnR)

La loi n°2010-788 du 12 juillet 2010, dite « Grenelle 2 » prévoit que les GRD en ZNI doivent mettre en place un schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S2REnR) sur la base de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du territoire, afin d'anticiper et d'organiser les capacités d'accueil pour le raccordement des énergies renouvelables.

A ce jour, EDM n'a pas mis en place de tel schéma tandis que la PPE a fait l'objet d'une révision par le conseil départemental en avril 2025 à la suite du cyclone Chido. Par ailleurs, la loi n°2025-797 du 11 août 2025 de programmation pour la refondation de Mayotte prévoit que la PPE de Mayotte sera « *très prochainement adoptée* ».

De plus, le décret n°2026-393 du 22 mai 2026 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées précise que « *Le schéma révisé est publié dans un délai indicatif de deux ans à compter de l'engagement de la procédure de révision* ».

A ce titre, la CRE considère qu'EDM doit être incité à mettre en place le S2RenR sur la période 2027-2029, sur la base de la PPE qui sera finalement adoptée, et envisage de retenir ce projet dans la liste des projets prioritaires avec une date de rendu fixée deux ans après la date de publication du décret relatif à l'approbation de la PPE de Mayotte.

3.1.8.2.2. Synthèse du niveau de l'incitation

Pour inciter l'opérateur à mettre en œuvre ces projets, la CRE propose de retenir les incitations suivantes :

Tableau 13 : Synthèse des paramètres envisagés pour la régulation incitative des projets prioritaires

Pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE	200 €/mois de retard
Pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE	400 €/mois de retard
Pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE	800 €/mois de retard
Plafonnement des incitations financières	30 k€/an

Question 19 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant les évolutions du cadre de régulation incitative des projets prioritaires pour EDM ?

3.1.9. Evolution des niveaux de la régulation incitative

Le revenu autorisé demandé par l'opérateur connaît une forte augmentation et aboutit dans sa demande à une augmentation de 26 % 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 envisage de faire évoluer les montants du niveau des incitations ainsi que des plafonds de bonus/malus associés.

Les évolutions indexées au revenu autorisé sont à ce stade présentées avec une hausse de +26 %. Ce taux sera revu dans la délibération finale après détermination du revenu autorisé de l'opérateur pour la prochaine période tarifaire.

Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

La CRE envisage d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative des pertes à hauteur de l'évolution du revenu autorisé. Le plafond proposé sur la période 2027-2029 s'établit à 119 k€ (95 k€ sur la période 2022-2025) correspondant à 0,3 % du revenu autorisé d'EDM.

Régulation incitative relative aux raccordements

La CRE envisage de renforcer la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution pour la période 2027-2029 au regard des enjeux de cette activité. 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 représente le respect des délais de raccordement.

De plus, la CRE envisage 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. Les niveaux des incitations suivraient la même évolution.

Ainsi, le plafond de bonus et malus relatifs au délai moyen de raccordement des consommateurs BT ≤ 36 kVA s'établirait à 75 k€ (19 k€ sur la période 2022-2025), soit 0,2 % du revenu autorisé d'EDM (contre 0,1 % sur la période précédente).

Concernant les délais moyens de raccordement des consommateurs BT > 36 kVA et producteurs BT > 36 kVA et compte tenu du faible volume annuel de raccordements concernés, la CRE ne prévoit pas d'inciter ces indicateurs pour la période 2027-2029.

Tableau 14 : Synthèse des plafonds d'incitation de la régulation incitative des raccordements

Plafond (k€)	EDM	
	2022-2025	2027-2029
Délai moyen de raccordement	18,8 k€	75 k€
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	18,8 k€	75 k€
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau</i>	-	-
<i>Producteurs BT > 36 kVA et HTA</i>	-	-

Régulation incitative de la qualité de service

La CRE envisage 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. Le plafond proposé pour la qualité de service hors comptage est fixé à 82 k€ (65 k€ sur la période 2022-2025) et représente 0,2 % du revenu autorisé d'EDM.

Le plafond pour la qualité de service comptage est maintenu à 87 k€ tel que fixé par la délibération n°2025-149 du 11 juin 2025.

Régulation incitative des projets prioritaires

La CRE envisage d'augmenter le plafond de bonus-malus de la régulation incitative des projets prioritaires, le plafond proposé s'établirait à 30 k€ (15 k€ sur la période 2022-2025) correspondant à 0,1 % du revenu autorisé d'EDM.

Question 20 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE relative au rehaussement des niveaux d'incitation de la régulation incitative ?

3.2. Niveau de dotation

Le revenu autorisé de l'opérateur 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 personnel, achats, etc.) minorées des recettes extratarifaires et de la production immobilisée (cf. partie 3.2.1) ;
- les charges liées au système électrique, qui recouvrent le coût d'achat des pertes. Ces charges sont intégralement couvertes au CRCP (cf. partie 3.2.2) ;
- les charges de capital normatives, résultant des paramètres de rémunération retenus (cf. partie 3.2.3) et de la trajectoire d'investissements de l'opérateur (cf. partie 3.2.4).

3.2.1. 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 l'opérateur ;
- de la production immobilisée, c'est-à-dire l'immobilisation par l'opérateur de la main-d'œuvre allouée à la réalisation d'investissements.

3.2.1.1. Bilan de la période 2022-2025

Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique ont été globalement supérieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée dans la délibération FPE pour la période 2022-2025 pour EDM.

Tableau 15 : Bilan des CNE (hors charges de système électrique) d'EDM entre 2022 et 2025 (en M€)

En M€ courants	Charges prévisionnelles révisées de l'inflation	Charges réalisées	Ecart (réalisé – prévisionnel)	Ecart (%)
EDM	92,9	117,8	24,9	26,8 %

Sur les années 2022-2025, les principaux écarts entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de la délibération ajustée de l'inflation s'expliquent par :

- le cyclone Chido, survenu en décembre 2024, qui a généré 33,0 M€ de charges d'exploitation additionnelles entre 2024 (+4,0 M€) et 2025 (+29,0 M€), résultant principalement de charges de personnel additionnelles et de prestations externes pour assurer les interventions sur le réseau et rétablir l'alimentation des clients ;
- un dépassement des achats et services externes (+8,6 M€) lié notamment à la hausse de la sous-traitance, de l'intérim et des opérations d'entretien du réseau électrique (hors Chido) ;
- une plus faible croissance des charges de personnel (-6,2 M€) due à des difficultés de recrutement sur la période, estimé à -13 ETP/an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle ;
- une baisse de la rubrique impôts et taxes (-2,4 M€) due principalement à un transfert du FACÉ vers le budget de l'état depuis le 1^{er} août 2025 (-1,3 M€), et à la diminution des taux de CVAE ;

- une hausse de la production immobilisée (-5,3 M€) expliquée par une hausse des nouveaux branchements et le lancement du projet de déploiement des compteurs évolués ;
- une hausse de la rubrique des « Autres produits d'exploitation » (-1,8 M€) liée principalement à la hausse des pénalités facturées par EDM en cas de dépassement des délais de paiement, et à une hausse des travaux de branchement.

3.2.1.2. Demande d'EDM

Pour évaluer les trajectoires de charges nettes d'exploitation d'EDM, la CRE retient les mêmes hypothèses d'inflation que celles retenues pour la trajectoire FPE 2026-2029 d'EDF SEI, Gérédis et EEWF.

Tableau 16 : Inflation prévisionnelle

	2026	2027	2028	2029
IPC hors tabac ¹⁶	1,30 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %

Ces hypothèses seront ajustées avec les dernières prévisions disponibles au moment de la décision tarifaire.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandée par l'opérateur pour la période suivante (hors charges de système électrique, présentées en partie 3.2.2) sont les suivantes :

Tableau 17 : Demande de CNE d'EDM pour la période 2027-2029 (en M€ courants)

En M€ courants	2025 Réalisé	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	50,8	29,8	30,8	31,8
Charges nettes d'exploitation (hors CSE et hors Chido)	21,7			
Evolution (%)		37,5 %	3,3 %	3,1 %

EDM a présenté une demande de 30,8 M€/an en moyenne de CNE hors charges liées au système électrique soit une hausse de +37,5 % en 2027 par rapport à au niveau réalisé en 2025 (hors Chido) suivie d'une évolution d'environ +3 %/an en 2028 et 2029. Les principaux facteurs d'évolution sont listés ci-dessous, en comparant la moyenne des charges prévisionnelles 2027-2029 au dernier réalisé 2025 :

- une hausse des achats et services externes de +2,7 M€/an principalement associée à l'augmentation des besoins d'achat réseau, de sous-traitance & intérim et de locations ;
- une hausse des charges de personnel de +5,3 M€/an traduisant une hausse du nombre d'ETP et une augmentation des rémunérations ;
- une hausse de la redevance de concession de +0,7 M€/an en lien avec le renouvellement du contrat de concession ;
- enfin une hausse de la production immobilisée de -2,9 M€/an liée à la mise en œuvre du projet de compteurs numériques et la hausse des nouveaux branchements. La production immobilisée est retraitée des charges nettes, et comptée comme une recette pour le tarif. Une hausse de la production immobilisée signifie donc une baisse des charges nettes d'exploitation.

¹⁶ L'inflation prévisionnelle pour 2026 correspond à l'hypothèse du PLF 2026. Les inflations prévisionnelles pour les années 2027 à 2029 correspondent aux hypothèses du FMI (octobre 2025).

3.2.1.3. Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

La CRE a demandé à l'opérateur de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers niveaux réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2025 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 le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation (hors charges de système électrique) d'EDM. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2026. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande de l'opérateur, est publié en même temps que le présent document de consultation publique. Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de l'opérateur constatés lors de la période précédente et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées pour la période tarifaire à venir.

L'audit a pour objectif :

- d'apporter une expertise sur l'efficacité et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation d'EDM pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2022-2025) et prévisionnelles (2027-2029) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour les dotations prévisionnelles futures.

3.2.1.4. Synthèse des résultats de l'audit et analyse de la CRE

3.2.1.4.1. 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 3.2.2.

Tableau 18 : Résultats de l'audit externe sur les CNE (hors système électrique) de l'opérateur

M€ courants	2027	2028	2029
Ajustements préconisés par l'auditeur sur les CNE	- 5,1	- 4,7	- 4,5

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec l'opérateur dans le courant du mois de juillet 2026. L'opérateur a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux des consultants.

Synthèse des ajustements recommandés par l'auditeur pour EDM :

Le total des ajustements sur la période s'élève à -14,3 M€, soit une moyenne -4,8 M€ par an. Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur sont présentés ci-après.

Autres charges

- Redevance de concession : l'auditeur juge incertain le niveau prévisionnel demandé par EDM car il ne s'appuie pas sur un accord formalisé avec l'autorité concédante. En conséquence, il recommande un ajustement du montant de redevance de concession demandé par EDM en se fondant sur le niveau réalisé sur la période 2022-2025 ;
- Provisions pour créances douteuses : l'auditeur propose d'ajuster intégralement le niveau des provisions pour créances douteuses (-1,3 M€), dans la mesure où le TURPE n'a pas vocation à couvrir ce type de provisions ;
- Provisions pour risques et charges : l'auditeur recommande d'ajuster la trajectoire de -0,6 M€ en lien avec l'ajustement de la trajectoire d'effectifs et la bonne application de certains paramètres dans les formules. Le sous-poste « voyage familles » a été ajusté de -0,4 M€ afin de s'aligner sur l'historique des dépenses observées sur la période 2018-2025.

De plus, l'auditeur précise que ce poste correspond à des dotations aux avantages au personnel (indemnités de fin de carrière, voyages, médailles, etc.).

Charges de personnel

- Rémunérations : le consultant propose d'ajuster la trajectoire proposée par EDM de -4,2 M€, en lien notamment avec l'ajustement de la trajectoire d'effectifs et du SNB.
- Charges sociales : le consultant recommande un ajustement de la trajectoire de -3,6 M€, lié principalement à l'application des derniers taux CNIEG en vigueur (-2,5 M€) et à l'impact de l'ajustement de la trajectoire d'effectifs sur les cotisations à la caisse de sécurité sociale de Mayotte (-0,6 M€).

Impôts et taxes

- L'auditeur recommande un ajustement de la trajectoire demandée par EDM de -1,6 M€ en lien principalement avec le retrait de la couverture par le TURPE du FACÉ (Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification) depuis le 1^{er} août 2025 (-1,3 M€).

3.2.1.4.2. Analyse complémentaire de la CRE du périmètre hors charges du système électrique

Achats et services externes

- Locations : EDM a indiqué à la CRE que la mise en service de la future succursale délocalisée permettra de réaliser une économie portant sur les charges locatives liées au stockage. A ce titre, la CRE envisage un ajustement complémentaire de -546 k€ à compter de 2029, date prévisionnelle de mise en service de la succursale ;
- Assurance : la CRE envisage un ajustement complémentaire de -39 k€ sur le poste d'assurance multirisques lié à la future succursale délocalisée, considérant que ces charges se matérialiseront à la mise en service de la base prévue en 2029, au lieu de 2028 comme retenu par l'auditeur ;
- Autres : la CRE envisage un ajustement complémentaire de -17 k€ sur le poste « Déploiement des compteurs numérique » en lien avec l'application de la trajectoire délibérée.

Charges de personnel

EDM a indiqué à la CRE que la mise en service de la future succursale délocalisée permettra de réaliser une économie portant sur ses charges de personnel en raison du temps de déplacement évité de ses agents. EDM estime cette économie à 500 k€/an à compter de la mise en service de la succursale. Compte tenu de la mise en service prévisionnelle prévue par EDM en 2029, la CRE envisage un ajustement complémentaire de -500 k€ à partir de cette date.

Contributions de raccordement

Dans son dossier tarifaire, EDM prévoit une augmentation de ses dépenses d'investissement relatives au raccordement des clients BT > 36kVA et collectifs (5 M€/an) en raison de la reprise de la maîtrise d'ouvrage du raccordement de ces clients. En revanche, EDM n'a pas intégré dans sa trajectoire tarifaire de contributions de raccordement associées à ces raccordements. Compte tenu du taux de réfaction de 40 % appliqué aux raccordements, la CRE envisage de rehausser la trajectoire de contributions de raccordement de 3 M€/an sur la période 2027-2029, soit un ajustement de -3 M€/an sur la trajectoire de CNE.

Projet MCBC

Concernant, les mises en conformité des branchements et compteurs EDM n'a pas intégré de coûts prévisionnels associés à ce projet. Compte tenu de l'orientation envisagée en partie (cf partie 3.1.2.2.5), la CRE envisage d'intégrer les charges associées au projet MCBC à la trajectoire prévisionnelle de dotation d'EDM, soit un ajustement de +0,7 M€/an sur la trajectoire de CNE.

Synthèse des ajustements complémentaires CRE**Tableau 19 : Ajustements proposés par la CRE sur les CNE**

M€ courants	2027	2028	2029
Ajustements proposés par la CRE sur les CNE	-2,3	-2,3	-3,2

3.2.1.4.3. Synthèse des ajustements envisagés et des charges d'exploitation

En synthèse, la CRE propose en consultation publique, pour la période à venir, les ajustements liés aux charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) suivants :

Tableau 20 : Synthèse des ajustements envisagés sur les CNE

M€ courants	2027	2028	2029
Ajustements totaux sur les CNE	-7,4	-7,0	-7,7

La CRE propose, en consultation publique :

- une borne basse de la trajectoire des charges nettes d'exploitation d'EDM constituée de la trajectoire de l'auditeur et des analyses complémentaires de la CRE ;
- une borne haute correspondant à la demande de l'opérateur.

Le niveau des charges nettes d'exploitation d'EDM pour la période 2027-2029 devrait être compris entre les bornes haute et basse.

Tableau 21 : Trajectoire des bornes hautes et basses des CNE hors système électrique (en M€)

En M€ (courants)	CNE hors CSE	2027	2028	2029
EDM	Borne haute : demande opérateur	29,8	30,8	31,8
	Borne basse : résultant des ajustements présentés	22,5	23,8	24,0

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats de ses analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur et des retours à la présente consultation publique.

Question 21 Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation d'EDM sur la période 2027-2029 ?

3.2.2. Charges du système électrique

Les charges de système électrique (CSE) 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 3.1.2.2.3).

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

3.2.2.1. Bilan de la période 2022-2025

Sur la période 2022-2025, les charges liées à l'exploitation du système électrique supportées par EDM ont été supérieures d'environ 55 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle).

Tableau 22 : Bilan des charges de système électrique d'EDM entre 2022 et 2025

En M€ courants	Charges prévisionnelles	Charges réalisées	Ecart (réalisé – prévisionnel)	Ecart (%)
EDM	10,8	16,8	6,0	55 %

L'écart entre les charges réalisées et la trajectoire prévisionnelle est lié à une augmentation du coût des pertes de l'opérateur (+63 %) compensée en partie par une baisse des volumes de pertes de 5 % sur la période.

3.2.2.2. Demande d'EDM

La prévision de charges liées au système électrique présentée par l'opérateur dans sa demande de dotation pour la période FPE 2022-2025, est présentée dans le tableau ci-après.

Tableau 23 : Demande de CSE d'EDM pour la période 2027-2029

M€ courants	Moyenne 2022-2025 Réalisé	2027	2028	2029
Charges de système électrique	4,2	4,9	5,3	5,5
Evolution (%)		+16,7 %	+8,2 %	+3,8 %

La demande d'EDM conduirait à une augmentation de 1,0 M€/an en moyenne des charges liées au système électrique sur la période suivante par rapport au niveau moyen annuel constaté sur la période 2022-2025. L'augmentation des charges s'explique majoritairement par une hausse des volumes de pertes anticipée par l'opérateur (+42 % en moyenne annuelle par rapport au volume de pertes moyen constaté sur la période 2022-2025).

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

Tableau 24 : Demande de CSE d'EDM pour la période 2027-2029

	Moyenne 2022-2025 Réalisé	2027	2028	2029
Volume pertes (GWh)	33,5	45,1	48,0	49,3
Taux de pertes (%)	7,9 %	9,2 %	8,9 %	8,6 %
Prix des pertes en M€	3,8	4,5	4,8	5,1
Coût unitaire en €/MWh	116,3	98,8	100,7	102,6

3.2.2.3. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage des ajustements sur le niveau de charges de système électrique d'EDM en cohérence avec le niveau des incitations sur le volume de pertes décrites précédemment (cf. partie 3.1.2.2.3).

En outre, la CRE envisage un ajustement de la trajectoire de l'opérateur pour matérialiser les gains sur les pertes non techniques résultant du déploiement des compteurs évolués, dont le déploiement massif se termine en 2032. Par ailleurs, la CRE n'ajuste pas la demande d'EDM concernant les charges de services système.

Tableau 25 : Charges de système électrique envisagées par la CRE pour la période 2027-2029

Charges de système électrique	2027	2028	2029
Charges services système – Demande d'EDM	- 0,4	- 0,4	- 0,5
Charges relatives aux pertes – Demande d'EDM (M€)	- 4,5	- 4,8	- 5,0
Total des charges de système électrique – demande d'EDM	4,9	5,2	5,5
Taux de pertes demandé par EDM	9,2 %	8,9 %	8,6 %
Taux de pertes envisagé par la CRE	9,2 %	8,0 %	7,1 %
Ajustement (M€)	+0,4	+0,9	+1,3
Charges de système électrique envisagées par la CRE (M€)	-4,5	-4,3	-4,2

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats de ses analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur et les retours à la présente consultation publique.

Question 22 Avez-vous des observations sur le niveau de charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période 2027-2029 ?

3.2.3. Paramètres de rémunération

3.2.3.1. Demandes d'EDM

La demande d'EDM a été établie sur les bases suivantes :

- une mise à jour des taux court terme et long terme par rapport aux niveaux retenus pour le TURPE ;
- une augmentation du beta à 0,4 (vs 0,36 actuellement).

Ces évolutions demandées se traduisent donc comme une demande de :

- marge sur actif de 2,8 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport au taux actuel (2,5 %) et en hausse par rapport au taux retenu par Enedis pour la période TURPE 7 ;
- taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 6,8 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celui du taux actuel (2,3 %) ;
- taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 2,8 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celui du taux actuel (1,7 %) ;
- taux de rémunération total des actifs relatifs au déploiement des compteurs numériques de 8,2 %.

3.2.3.2. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir, pour la période FPE 2027-2029, les demandes de modification des paramètres de rémunération d'EDM. En particulier, l'opérateur appuie sa demande sur l'ajout d'une prime géographique visant à prendre en compte les spécificités et les enjeux propres à chaque territoire desservi (+300 pbs). La CRE présente son analyse au 3.1.1.2.3.4 de la consultation.

La CRE envisage de retenir, pour fixer le niveau de rémunération des différents actifs d'EDM (y compris compteurs numériques), les mêmes paramètres que ceux retenus lors du FPE 2026-2029 pour EDF SEI.

Par ailleurs, conformément à la délibération n°2025-149 du 11 juin 2025, la CRE envisage de mettre à jour le taux appliqué au projet de comptage évolué d'EDM en fonction des paramètres du FPE 2026 - 2029.

L'estimation à ce stade des niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'EDM pour la période FPE 2027-2029 est la suivante :

Tableau 26 : Taux de rémunération envisagés

Taux de rémunération	FPE 2027-2029	
Actifs HTA-BT	Marge sur actif	2,5 %
	Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés	2,9 %
	Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers	2,1 %
Actifs HTB	Taux de rémunération des actifs du domaine HTB (nominal avant IS)	5,0 %
	Taux de rémunération des IEC du domaine HTB (coût de la dette HTB nominal, avant IS)	2,9 %
Actifs comptage	Taux supplémentaire de rémunération des actifs comptage ¹⁷	7,1 %

Question 23 Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération envisagés pour la période FPE 2027-2029 ?

3.2.4. Investissements

3.2.4.1. Bilan de la période FPE 2022-2025

Sur la période 2022-2025, les investissements ont été globalement inférieurs par rapport aux charges prévisionnelles fixées dans la délibération FPE pour la période 2022-2025 (-13 %), avec un rattrapage plus marqué en milieu et fin de période.

Sur les années 2022-2025, les principaux écarts entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de la délibération ajustée de l'inflation s'expliquent par :

- un report des investissements relatifs à la sécurisation du poste source de Longoni pour un montant de 13 M€ et à la création de la nouvelle base à Sada pour un montant de 4 M€ ;
- un dépassement des dépenses de raccordement à hauteur de 4 M€ justifié par la forte augmentation des raccordements.

¹⁷ Y compris prime de régulation incitative de 200bps.

Tableau 27 : Bilan des investissements 2022-2025

M€	2022		2023		2024		2025	
	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé
Investissements HTB	4,7	0,2	0,3	0,1	1,0	0,0	7,5	0,0
Raccordements	0,6	0,2	0,7	1,9	0,7	1,8	0,7	3,0
Informatique & télécom	1,9	0,4	1,1	0,4	0,7	0,3	0,5	0,3
Bâtiment et mobilier	1,8	0,1	2,3	0,1	1,0	0,1	0,3	0,0
Divers	4,7	5,5	5,1	4,4	4,7	11,0	4,2	3,3
Compteurs numériques	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,6	0,0	0,5
Patrimoine HTA-BT	18,1	12,7	18,9	17,1	16,8	13,9	11,9	18,2
Total	31,8	19,1	28,4	24,2	24,9	27,7	25,1	25,3

3.2.4.2. Trajectoire des dépenses d'investissements demandée par EDM

EDM a transmis une trajectoire d'investissement en forte hausse (+124 % en moyenne annuelle) par rapport à la période précédente, en lien avec la reconstruction du réseau électrique post Chido, à de nouveaux projets HTB (construction d'un poste source et de deux lignes sous-marines 90 kV, et à une forte hausse des raccordements clients > 36 kVA et collectifs anciennement sous maîtrise d'ouvrage client.

Tableau 28 : Trajectoire prévisionnelle d'investissements demandée par EDM

EDM (M€)	Réalisé 2025	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2027-2029	Moyenne annuelle 2022-2025	Ecart
Sécurisation post Chido	0,0	10,0	11,0	14,0	11,7	-	+11,7
Investissements HTB	0,0	16,7	16,7	2,2	11,9	0,1	+11,8
Raccordements	3,0	9,9	10,2	10,5	10,2	1,7	+8,5
Informatique & télécom	0,3	2,9	1,1	0,4	1,4	0,4	+1,0
Bâtiment et mobilier	0,0	2,2	2,7	0,6	1,8	0,1	+1,7
Divers	3,3	5,7	5,7	5,7	5,7	6,0	-0,3
Compteurs numériques	0,5	1,5	1,2	1,4	1,4	0,4	+1,0
Patrimoine HTA-BT	18,2	10,2	9,8	10,1	10,0	15,5	-5,5
Total	25,3	59,1	58,4	44,9	54,1	24,2	+29,9

La hausse des investissements est notamment portée par les projets suivants :

Sécurisation post-Chido

A la suite du cyclone Chido, EDM a établi un programme de sécurisation de son réseau d'un montant de 35 M€ entre 2027 et 2029 et structuré en trois axes :

- **Finalisation de l'enfouissement du réseau HTA aérien** : sur la période 2022-2025, EDM a poursuivi sa politique d'enfouissement initiée sur la période 2018-2021 et a enfoui 180 km de lignes HTA. Au 31 décembre 2025, environ 31 km du réseau HTA est aérien, soit 6 % du réseau HTA (hors HTA sous-marin). Cette portion du réseau localisée au nord de l'île a été particulièrement affectée par Chido. Aussi, EDM prévoit de finaliser l'enfouissement de son réseau HTA aérien afin de le rendre moins vulnérable aux aléas climatiques, pour un coût de 20 M€ sur la période 2027-2029 ;

- Sécurisation BT : EDM affiche un poste de dépenses pour la sécurisation du réseau BT pour un montant de 11 M€ sur la période 2027-2029. D'après les informations communiquées par EDM, ce programme vise à sécuriser l'alimentation électrique de certains lieux de vie identifiés par les communes ;
- Compensateur synchrone : EDM indique rencontrer des difficultés dans sa gestion de l'énergie réactive, en lien notamment avec sa politique d'enfouissement du réseau HTA, cette situation nécessitant l'ajout d'un compensateur synchrone comme moyen de régulation de cette énergie. L'opérateur estime le coût de ce projet à 4 M€ sur la période 2027-2029. Dans les échanges tenus avec la CRE, EDM indique ne pas avoir encore mené d'étude visant à déterminer la solution technologique la plus adaptée à la gestion de ce réactif. Par ailleurs, EDM prévoit de présenter prochainement une ébauche des nouveaux gabarits de facturation du réactif prévu par la délibération TURPE 7, permettant d'adapter l'incitation tarifaire des utilisateurs de réseau à leur gestion du réactif.

Investissements

Projets à Badamiers : EDM présente un projet de fiabilisation de l'interconnexion entre Petite-Terre (Badamiers) et Grande-Terre (Kawéni) avec la création de deux liaisons sous-marines 90 kV et la mise en place d'un poste source 20/90 kV pour un coût de 26,1 M€ sur la période 2027-2029. EDM indique que la liaison est aujourd'hui assurée par trois lignes sous-marines de 20 kV d'une capacité de transit totale de 24 MW et âgées d'environ 35 ans. EDM indique que ce projet poursuit plusieurs objectifs :

- remplacer les lignes actuelles en fin de vie ;
- permettre à Badamiers de contribuer à la croissance de la demande électrique à Mayotte (foncier sécurisé) ;
- permettre de redémarrer le réseau en cas de blackout ;
- permettre l'écoulement de la production électrique résultant du développement potentiel de la géothermie à Petite Terre (études exploratoires prévues en 2028) ;
- assurer une redondance en cas de perte d'une ligne (2x90 kV).

Le calendrier prévisionnel du projet indique un lancement des études d'avant-projet en 2027 et une mise en service fin 2030.

Projet de sécurisation du poste source de Longoni : EDM intègre un projet de sécurisation du poste source de Longoni dans sa trajectoire d'investissement, pour un coût de 9,5 M€ sur la période 2027-2029. Ce projet consiste à remettre aux normes et à sécuriser le poste source à travers notamment la mise en place d'un second transformateur de distribution (90/20 kV) et d'un second transformateur de production (20/90 kV).

Raccordements

EDM prévoit une forte hausse de ses dépenses d'investissements de raccordement (10,2 M€/an en moyenne sur la période 2027-2029 contre 1,7 M€/an sur la période 2022-2025). Cette hausse s'explique notamment par la reprise sous maîtrise d'ouvrage EDM des raccordements BT > 36 kVA et collectifs, pour un montant de 5 M€/an, ainsi que par la hausse des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA.

3.2.4.3. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE souhaite s'assurer que la trajectoire d'investissements retenue pour le calcul de la dotation prévisionnelle correspond à des projets dont le calendrier, les budgets généraux et les dimensionnements sont fiables pour la période à venir. En outre, les coûts couverts doivent être ceux d'un opérateur efficace.

A ce stade, les éléments apportés par EDM ne permettent pas de s'en assurer pour plusieurs grands projets. La CRE détaille son analyse sur ces projets dans cette partie.

Dans ces situations, la CRE envisage de ne pas retenir dans la trajectoire prévisionnelle les montants associés à ces investissements. Néanmoins, si l'opérateur démontre l'efficacité de ces investissements et des coûts associés demandés, ces investissements pourront faire l'objet d'une couverture au CRCP.

Projet d'enfouissement HTA

La CRE constate qu'au 31 décembre 2025, le réseau HTA d'EDM est enfoui à 94 % (contre 65 % à 70 % selon les réseaux pour EDF SEI), soit un niveau bien supérieur à celui constaté pour les réseaux exploités par EDF SEI. EDM n'ayant pas transmis d'analyse coût-bénéfice de l'enfouissement du réseau HTA aérien restant, la CRE s'interroge sur l'efficacité de cet investissement au regard notamment de son coût. En effet, l'estimation financière communiquée par EDM fait apparaître un coût unitaire multiplié par cinq par rapport à la période passée, et trois fois supérieur à celui constaté chez EDF SEI. Selon EDM, la non-application de certaines modalités de révision de prix sur la période 2022-2025 aurait entraîné une sous-estimation du coût sur la période passée, mais sans qu'EDM soit en mesure de fournir le détail exhaustif de l'impact de ces révisions de prix.

Compte tenu de l'absence d'analyse coûts-bénéfices de l'enfouissement du réseau HTA aérien restant, de coût unitaire d'enfouissement particulièrement élevé par rapport à la période passée, et de données communiquées par l'opérateur incertaines, la CRE envisage de ne pas retenir ce projet dans la trajectoire d'investissement prévisionnelle. EDM devra démontrer l'efficacité de la poursuite de sa politique d'enfouissement du réseau HTA pour bénéficier d'une couverture de ses dépenses investissements.

Compensateur synchrone

La CRE considère que les résultats des travaux initiés par EDM et la mise en place des gabarits permettront d'activer un premier levier de gestion du réactif basé sur une incitation tarifaire des utilisateurs de réseau, pour produire ou absorber du réactif en fonction des périodes et des contraintes de réseau. Leur mise en place permettra par la suite de déterminer si des actifs supplémentaires sont réellement nécessaires pour la gestion de l'énergie réactive.

Compte tenu des éléments présentés ci-dessus et des travaux en cours, la CRE propose de ne pas retenir l'investissement dans un compensateur synchrone dans la trajectoire d'investissement prévisionnelle. L'ajustement ainsi obtenu s'élève à 4 M€ sur la période 2027-2029.

Projet de sécurisation BT

Dans son dossier tarifaire, EDM a indiqué vouloir mener un programme de sécurisation du réseau BT pour un montant de 11 M€ sur la période 2027-2029, sans toutefois préciser la nature des dépenses, l'objectif ou les modalités de mise en œuvre. EDM n'a fourni aucun élément susceptible d'éclairer la CRE quant à la nature de ce projet. Compte tenu de l'absence de justification (analyse coûts bénéfice, détail du programme d'investissement, calendrier prévisionnel, localisation du projet, etc.) de cet investissement par EDM, la CRE considère qu'elle n'est pas en mesure de s'assurer que ce projet correspond à celui d'un opérateur efficace. A ce titre, la CRE envisage de ne pas retenir cet investissement dans la trajectoire prévisionnelle d'investissements.

Projets Badamiers

La CRE s'interroge sur le calendrier et le dimensionnement du projet de fiabilisation de l'interconnexion entre Petite-Terre (Badamiers) et Grande-Terre (Kawéni). En effet, EDM prévoit de commencer l'investissement dès 2027 et d'exploiter les lignes sous-marine en 90 kV afin d'accueillir une éventuelle production électrique issue du potentiel géothermique ou d'une extension de la centrale de Badamiers. Ce mode d'exploitation impliquerait la construction d'un poste source 20/90 kVA, dont le coût est estimé à 15,9 M€.

La CRE considère que ce projet présente un risque de surdimensionnement notamment si le potentiel de géothermie s'avérait inférieur aux attentes ou inexploitable. En effet, les études exploratoires devant permettre de connaître le potentiel géothermique de Petite-Terre sont prévues entre 2028 et 2030, tandis que les actifs de production ne seraient pas attendus avant 2036. A ce titre, la CRE considère qu'il serait opportun d'attendre le résultat de ces études pour initier cet investissement et en assurer le bon dimensionnement.

Compte tenu de ces éléments, et afin de maîtriser les risques de coûts échoués tout en garantissant la sécurité des ouvrages, la CRE a demandé à EDM :

- de qualifier le risque d'une prolongation de 4 ans des lignes actuelles, soit jusqu'en 2030, afin d'évaluer la faisabilité technique d'attendre les résultats des études géothermiques pour initier ce projet ;
- de fournir une analyse étayée conduisant au dimensionnement envisagé (notamment sur le niveau de tension 90 kV) ;
- de présenter un scénario alternatif de dimensionnement si le potentiel de géothermie ne se matérialiserait pas.

En conclusion, et dans l'attente de ces éléments, la CRE envisage de ne pas retenir ces différents projets dans la trajectoire d'investissements prévisionnels d'EDM.

Raccordements

La CRE constate que la trajectoire d'investissement relative aux raccordements des clients BT $\leq$ 36 kVA indiquée par EDM n'est pas cohérente avec les prévisions de nouveaux clients. Ainsi, la CRE envisage de retenir une trajectoire alternative fondée sur le nombre prévisionnel de raccordements de nouveaux clients et le coût unitaire des raccordements des clients BT $\leq$ 36 kVA (2 400€/unité). L'ajustement représente un ajustement à la baisse de 1,6 M€ par an.

Tableau 29 : Trajectoire prévisionnelle d'investissement envisagée par la CRE

EDM (M€)	Moyenne annuelle 2022-2025	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2027-2029	Demande EDM
Sécurisation	0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,7
Investissements HTB	0,1	5,2	4,3	0,0	3,2	11,9
Raccordements	1,7	8,6	8,7	8,8	8,7	10,2
Informatique & télécom	0,4	2,9	1,1	0,4	1,4	1,4
Bâtiment et mobilier	0,1	2,2	2,7	0,6	1,8	1,8
Divers	6,0	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Compteurs numériques	0,4	1,5	1,2	1,4	1,4	0,6
Patrimoine HTA-BT	15,5	10,2	9,8	10,1	10,0	10,8
Total	24,2	36,2	33,4	26,9	32,2	54,1

Question 24 Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par EDM ?

3.2.5. Trajectoire des charges de capital

La base d'actifs régulés d'EDM est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseau, hors immobilisation en cours).

Les capitaux propres régulés se construisent par la différence entre, d'une part, la BAR, et d'autre part, les passifs de concession, les subventions d'investissement et les emprunts financiers.

Les niveaux prévisionnels de la BAR, de la BAR relative au projet de comptage évolué, des capitaux propres régulés, des emprunts financiers et des immobilisations en cours du domaine HTB pris en compte dans le calcul des charges de capital d'EDM pour les années 2027-2029 seraient les suivantes.

Tableau 30 : Niveaux prévisionnels d'EDM pour les bases d'actifs régulés

Au 01/01/N (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
BAR (hors comptage évolué)	218,9	230,6	248,4	280,4	244,6
Dont CPR	10,3	6,1	17,1	34,7	17,1
Dont Emprunts financiers	27,5	26,6	26,0	33,1	28,3
BAR comptage évolué	1,8	3,9	6,4	8,7	5,2
IEC du domaine HTB	0,0	6,7	23,4	26,0	14,0

Ces trajectoires associées aux paramètres de rémunération demandés par EDM aboutissent aux demandes suivantes d'EDM en matière de charges de capital :

Tableau 31 : Synthèse des demandes de CCN d'EDM

Au 01/01/N (en M€ courants)	Réalisé 2025	2026 estimé	2027	2028	2029	Moyenne 2027-2029
Rémunération (y.c. IEC HTB)	5,2	6,2	8,1	10,4	12,9	10,5
Dotations (y.c. dotation aux provisions pour renouvellement)	16,3	17,0	7,5	8,7	10,2	8,8
Comptage Numérique	0,0	0,4	0,8	1,2	1,6	1,2
Demande de CCN d'EDM	21,5	23,6	16,4	20,3	24,7	20,5

EDM indique que le nouveau contrat de concession prévoirait, à partir d'avril 2027, l'arrêt du mécanisme de dotations aux provisions pour renouvellement. Ces dotations constituant un mécanisme de lissage des charges, non décaissées, étaient intégrées dans le périmètre des charges de capital. Leur suppression donne lieu à la baisse du poste « dotations » de la demande de charges de capital normatives d'EDM, de l'ordre de -54 % entre 2025 et 2027.

En application des analyses préliminaires de la CRE, le niveau prévisionnel des charges de capital pour les années 2026 à 2029 serait le suivant :

Tableau 32 : Trajectoire de CCN envisagée par la CRE pour EDM

Charges de capital d'EDM envisagées par la CRE (M€ courants)	2026 estimé	2027	2028	2029	Moyenne 2027-2029
Rémunération (y.c. IEC HTB)	6,2	6,2	6,4	5,4	6,0
Dotations (y.c. dotation aux provisions pour renouvellement)	17,0	7,2	8,3	8,7	8,1
Comptage Numérique	0,4	0,8	1,2	1,5	1,2
Charges de capital prévisionnelles totales	23,6	14,1	15,8	15,7	15,2

Question 25 Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital pour EDM sur la période FPE 2027-2029 ?

3.2.6. Charges à couvrir prévisionnelles

3.2.6.1. Demande d'EDM

Le tableau ci-dessous récapitule la demande d'EDM au périmètre des CNE totales et des CCN prévisionnelles :

Tableau 33 : Evolution du revenu autorisé demandé par EDM pour la période FPE 2027-2029

EDM En M€ courants	Réalisé 2025	Estimé 2026	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation (A)	50,8	25,5	29,8	30,8	31,8
Charges du système électrique (B)	4,0	4,7	4,9	5,3	5,5
Charges de capital normatives (C)	21,5	23,6	16,4	20,3	24,7
Revenu autorisé (A) + (B) + (C)	76,3	53,8	51,1	56,4	62,0
Evolution N/N-1		-29,5 %	-5,1 %	+10,5 %	+9,9 %

3.2.6.2. Analyse préliminaire de la CRE

L'analyse préliminaire de la CRE repose, d'une part, sur le rapport d'audit sur les charges d'exploitation d'EDM, d'autre part sur ses propres analyses portant sur les paramètres de rémunération, les demandes de modification du cadre tarifaire et les charges du système électrique.

Tableau 34 : Revenu autorisé pour la période FPE 2027-2029 : bornes basse et haute

EDM En M€ courants		2025 Réalisé	2027	2028	2029
Borne haute	Charges nettes d'exploitation	50,8	29,8	30,8	31,8
	Charges du système électrique	4,0	4,9	5,3	5,5
	Charges de capital normatives	21,5	16,4	20,3	24,7
	Total	76,3	51,1	56,4	62,0
	Evolution (%) N/N-1		-33,1 %	10,5 %	9,9 %
Borne basse	Charges nettes d'exploitation	50,8	22,5	23,8	24,0
	Charges du système électrique	4,0	4,5	4,4	4,2
	Charges de capital normatives	21,5	14,1	15,8	15,7
	Total	76,3	41,1	44,0	43,9
	Evolution (%) N/N-1		-46,1 %	7,2 %	-0,2 %

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

3.2.7.1. Evolutions constatées sur la période 2022-2025

Le nombre de consommateurs raccordés a évolué à la hausse en moyenne de +1,8 % par an pour EDM.

Les volumes acheminés par EDM ont augmenté respectivement de +2,3 % en moyenne sur la période 2022-2025 pour EDM.

Tableau 35 : Bilan des volumes acheminés et du nombre de consommateurs sur la période 2022-2025

Réalisé		2022	2023	2024	2025
EDM	Nombre d'utilisateurs du réseau	51 142	52 140	53 247	53 967
	Volume acheminé (GWh)	401	426	436	429

Sur la période 2022-2025, les recettes perçues par EDM ont été plus élevées d'environ 11 % en moyenne par rapport à la délibération.

Tableau 36 : Bilan des recettes sur la période 2022-2025

k€	2022		2023		2024		2025	
	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé
EDM	17 388	17 620	18 782	19 936	19 912	21 839	20 790	23 108

3.2.7.2. Demande du gestionnaire de réseau

Les trajectoires prévisionnelles de volume acheminé (+25 %) et de nombre de clients (+11 %) présentées par EDM sont globalement en hausse sur la période 2027-2029. Cette hausse se traduit par une hausse du même ordre des recettes prévisionnelles estimées par l'opérateur (+47 %).

Tableau 37 : Trajectoire des volumes acheminés et des recettes prévisionnelles pour la période 2027-2029

		2027	2028	2029
EDM	Volume acheminé (GWh)	445	491	524
	Recettes prévisionnelles (k€)	27 242	30 498	33 036

3.2.7.3. Analyse de la CRE

La hausse du volume acheminé par EDM sur la période 2027-2029 s'inscrit dans une tendance structurelle déjà visible sur la période passée, où la demande a progressé à un rythme soutenu (+4,5 %/an entre 2022 et 2024). Cette dynamique se poursuit sur la prochaine période, portée par une croissance démographique soutenue (+2,6 %/an sur la période 2017-2026), une économie dynamique (+7,5 %/an de PIB entre 2017 et 2023) et le développement d'infrastructures d'ampleur prévues par la loi de programmation pour la refondation de Mayotte (aéroport, usine de dessalement, centre hospitalier, etc.) entre 2025 et 2031.

A ce titre, la CRE envisage de retenir les trajectoires prévisionnelles de volume acheminé et de nombre d'utilisateurs demandées par EDM sur la période 2027-2029. Concernant les recettes tarifaires prévisionnelles, EDM a indiqué à la CRE ne pas avoir pris en compte l'évolution constatée au 1^{er} août 2026, ni les évolutions prévisionnelles du TURPE. A ce titre, la CRE envisage d'ajuster à la hausse le niveau des recettes prévisionnelles afin de prendre en compte les évolutions prévisionnelles du TURPE.

Tableau 38 Trajectoire des volumes acheminés et des recettes prévisionnelles pour la période 2027-2029

		2027	2028	2029
EDM	Volume acheminé (GWh)	445	491	524
	Recettes prévisionnelles (k€)	27 667	30 958	33 518

3.2.8. Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2027-2029

Les niveaux de dotations d'EDM sur la période 2027-2029, qui résulteraient des orientations envisagées par la CRE à ce stade sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 39 : Niveau de dotation prévisionnel : bornes basse et haute

EDM En M€ courants		2025 Réalisé	2027	2028	2029
Borne haute	(A) Chiffre d'affaires TURPE	23,1	27,2	30,5	33,0
	(B) Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	50,8	29,8	30,8	31,8
	(C) Charges du système électrique	4,0	4,9	5,3	5,5
	(D) Charges de capital normatives	21,5	16,4	20,3	24,7
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle	53,2	23,8	25,9	29,0
	(B) + (C) + (D) - (A)				
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		-55,2 %	8,8 %	11,7 %
Borne basse	(A) Chiffre d'affaires TURPE	23,1	27,7	31,0	33,5
	(B) Charges nettes d'exploitation	50,8	22,5	23,8	24,0
	(C) Charges du système électrique	4,0	4,5	4,4	4,2
	(D) Charges de capital normatives	21,5	14,1	15,8	15,7
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle	53,2	13,4	13,0	10,4
	(B) + (C) + (D) - (A)				
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		-74,8 %	-2,6 %	-20,1 %

Question 26 Avez-vous d'autres remarques concernant la consultation publique ?

Annexe 1 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

A ce stade, la formule envisagée par la CRE en application des évolutions décrites au paragraphe 3.1.2.2.3 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
 - taux historique ;
 - du taux de déploiement des compteurs numériques.

$V_{\text{réf}}$	2027	2028	2029
Volume de pertes de référence (GWh)	45	43	40

Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions envisagées par la CRE à ce stade en complément du mécanisme en vigueur pour EDM dans le cadre du TURPE 7 HTA-BT.

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

1. Indicateurs donnant lieu à incitation financière

1.1. Indicateurs relatifs à la qualité de service

1.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	<u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</u>
Périmètre	- 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
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- 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.) - Versement directement à l'utilisateur

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

Calcul	<u>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</u>
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par l'opérateur
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> - 95 % du 1 ^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2029.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 200 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 200 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence

	- Valeur plancher des incitations : ± 57 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2027-2029
--	---

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

Calcul	<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>
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 40 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : -12 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2027-2029

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

Calcul	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs numériques relevés mensuellement
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- 98 % du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2029
Incitations	- Pénalités : (6 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Bonus : (6 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 13 k€

- Versement au travers du CRCP

1.2. Indicateurs relatifs aux raccordements

1.2.1. 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 de mise en exploitation de l'ouvrage.</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage 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>Objectifs envisagés :</u> - <u>pour les raccordements consommateurs BT $\leq$ 36 kVA en jours calendaires :</u> - o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2029 : 56 jours
	<u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT $\leq$ 36 kVA :</u> - Pénalités : (40 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT $\leq$ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (40 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT $\leq$ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 75 k€ - Versement au travers du CRCP

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	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 2,6 % - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 1,8 % - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 0,9 %

Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - Les bonus sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : - o 2027 : $\pm 2\ 100 \text{ €}$ - o 2028 : $\pm 2\ 400 \text{ €}$ - o 2029 : $\pm 2\ 500 \text{ €}$ - Le versement se fait au travers du CRCP
--------------------	--

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	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 88 % - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 90 %
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : - o 2027 : $\pm 12\ 700 \text{ €}$ - o 2028 : $\pm 22\ 200 \text{ €}$ - o 2029 : $\pm 31\ 700 \text{ €}$ - Le versement se fait au travers du CRCP

1.3.3. Taux de publication des index réels mensuels

Calcul	<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>
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle

Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 91 % - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 95 %
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - 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 - 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 - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : - o 2027 : ±12 700 € - o 2028 : ±22 200 € - o 2029 : ±31 700 € - Le versement se fait au travers du CRCP

1.3.4. Taux de disponibilité du portail internet « clients »

Calcul	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
Périmètre	Hors indisponibilités programmées et événement exceptionnels
Suivi	- fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97 % - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 98 %
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux moyen annuel est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de 13 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - Les bonus sont de 13 000 € par point au-dessus de l'objectif de - Valeur plancher de l'incitation : ±25,3 k€ - Le versement se fait au travers du CRCP

1.3.5. Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois

Calcul	<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>
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2029 : 1,5 %

Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : - o 2027 : $\pm 8\,500 \text{ €}$ - o 2028 : $\pm 14\,800 \text{ €}$ - o 2029 : $\pm 21\,200 \text{ €}$ - Le versement se fait au travers du CRCP
--------------------	--

2. Indicateurs donnant lieu à incitation financière

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 en soutirage ou injection entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage.	Mensuelle	2022
Taux de réclamations multiples	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation/nombre total de réclamations	Mensuelle	2027
Taux de réclamations liées au déploiement	Numérateur : nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N	Mensuelle	2026

Nombre de réclamations liées au déploiement	Nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes dans le mois M	Mensuelle	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	2026
Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Mensuelle	2026
Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Nombre de compteurs évolués communicants dans le SI	Mensuelle	2026
Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI	Somme des délais (en jours) entre la pose des compteurs évolués et leur déclaration dans le SI / nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Mensuelle	2026
Taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais	Nombre de compteurs évolués sans index télé-relevé depuis un délai compris entre 1 et 2 mois / 2 et 3 mois / 3 et 4 mois / 4 et 5 mois / 5 et 6 mois / plus de 6 mois / nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Mensuelle	2026
Taux d'index estimés sur demandes de résiliation	Nombre d'index estimés sur demandes de résiliation / nombre de demandes de résiliation	Mensuelle	2026
Nombre de réclamations de clients finals liées aux données de consommation, par nature	Nombre de réclamations liées aux données de consommation émises par des clients finals ouvertes dans le mois M par nature (total, qualité des données affichées, accès au portail accès aux données, autres motifs)	Mensuelle	2026

Annexe 3 : Régulation incitation de la qualité d'alimentation

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions envisagées par la CRE à ce stade en complément du mécanisme en vigueur pour EDM 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 EDM d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

1. Evénements exceptionnels

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

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

2. Qualité d'alimentation

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

2.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDM donnant lieu à incitation financière

2.1.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), 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. $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{18} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Objectif envisagé (DMC_{Nref}^{BT}) : ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 507 ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 461 ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 420
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $17 \text{ k€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP

¹⁸ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

2.2. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDM ne donnant pas lieu à incitation financière

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Critère M	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), 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. $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{19} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$ Fréquence de calcul : trimestrielle
Critère F-BT	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT ($FM C_N^{BT}$), 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. $FM C_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{20} \text{ et brèves}^{21} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$ Fréquence de calcul : trimestrielle
Critère F-HTA	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA ($FM C_N^{HTA}$), 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. $FM C_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{22} \text{ et brèves}^{23} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$ Fréquence de calcul : trimestrielle

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

²¹ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

²² Ibid.

²³ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.