



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

LES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL EN 2026

31 MARS 2026

17, rue du Fossé
Adresse postale
L-2922 Luxembourg

T +352 28 228 228
F +352 28 228 229
info@ilr.lu

www.ilr.lu

Table of Contents

Rapport sur les coûts à transposer en tarifs

1. Coûts à transposer en tarifs : Base légale.....	3
2. Contexte	3
2.1. Un regard tourné vers l'avenir	3
2.2. Des tarifs adaptés aux enjeux	4
3. Principaux facteurs d'évolution des coûts.....	5
3.1. Prise en charge des infrastructures.....	5
3.2. Coûts liés au financement des actifs immobilisés.....	7
3.3. Charges d'exploitation	7
3.4. Compte de régulation	7
4. Évolution des coûts du transport	8
5. Évolution des coûts de la distribution	10
6. Évolution des coûts pour les différents gestionnaires de réseaux de distribution	12
6.1. Réseaux de gaz naturel gérés par Creos Luxembourg S.A.	12
6.2. Réseaux de gaz naturel gérés par Sudenergie S.A.	15
6.3. Réseaux de gaz naturel gérés par la Ville de Dudelange.	17

Par ses décisions du 16 et du 19 décembre 2025¹, la direction de l'ILR a approuvé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que les tarifs des services accessoires à l'utilisation des réseaux de gaz naturels gérés par **les sociétés Creos Luxembourg S.A, Sudenergie S.A. et la Ville de Dudelange** pour l'année 2026.

1. Coûts à transposer en tarifs : Base légale

En vertu de l'article 29 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel, l'Institut fixe les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation du réseau et des services accessoires. C'est ainsi que le 28 juin 2024, l'Institut Luxembourgeois de régulation a adopté le règlement ILR/G24/19 arrêtant la méthodologie de détermination de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2025-2028. Ce cadre est complété par le règlement ILR/G25/24 du 30 juin 2025 fixe le coût moyen pondéré du capital applicable aux investissements de l'année 2026.

2. Contexte

2.1. Un regard tourné vers l'avenir

L'Union européenne s'est fermement engagée à lutter contre le changement climatique et à opérer une transition vers les sources d'énergie renouvelables. Des mesures² législatives ont été récemment proposées introduisant différents paquets énergétiques visant à remodeler le paysage énergétique en ce sens.

L'abandon progressif des combustibles fossiles doit cependant s'intégrer dans le développement en parallèle de systèmes énergétiques durables, notamment au travers du développement des infrastructures pour soutenir l'intégration des vecteurs énergétiques et le développement du biogaz et de l'hydrogène vert.

La trajectoire envisagée conduira inévitablement à une baisse progressive de la demande de gaz naturel.

La couverture des coûts des infrastructures de transport et de distribution du gaz naturel devient donc une question à envisager dans le contexte d'une décroissance des besoins traditionnels, compte tenu du maintien de la qualité de service et la sécurité d'approvisionnement, et favorisant l'analyse objective des possibilités en matière d'innovation et de reconversion.

Il devient donc indispensable de se projeter dans l'avenir pour repenser l'activité dans l'intérêt de la collectivité.

Les gestionnaires de réseaux doivent faire preuve d'une vigilance accrue en matière de dépenses, qu'ils s'agissent des investissements nécessaires au maintien ou à la modernisation des infrastructures existantes, ou qu'il soit question du personnel et des moyens à mobiliser pour l'exercice de cette activité en transition.

À ce titre, il convient également d'encourager les processus permettant aux gestionnaires de réseaux d'anticiper les conséquences de l'électrification des usages sur leur entreprise et de se projeter dans l'avenir par exemple en envisageant rationnellement le développement du biogaz, de l'hydrogène et des réseaux de chaleur.

¹ Décision ILR/G25/53, ILR/G25/54 et ILR/G25/55 - <https://www.ilr.lu/cadre-legal/>

² European Green Deal, Fit for 55 Package, REPowerEU Plan, Decarbonised Gas and Hydrogen Package, Net-Zero Industry Act, Carbon Border Adjustment Mechanism "Omnibus" etc.

La transition vers les énergies renouvelables et bas carbone induisent des changements significatifs au niveau du secteur énergétique, et ce, tant au niveau de l'exploitation technique que des marchés.

Le 21 mai 2024, le Conseil européen a adopté la version finale du « paquet sur l'hydrogène et le marché du gaz décarbonisé » (paquet gaz). Ce nouveau paquet met à jour les règles de fonctionnement du réseau et du marché du gaz, en alignant le secteur de l'énergie gazeuse sur les objectifs plus larges du Green Deal et de la loi sur le climat de l'UE.

Au niveau national, en se référant au PNEC³, l'objectif à long terme consiste à atteindre la neutralité climatique, le "zéro émissions nettes" au Luxembourg d'ici 2050 au plus tard avec des objectifs intermédiaires à l'horizon 2030, en particulier la réduction de 55% les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 2005 et l'amélioration de l'efficacité énergétique notamment au travers de mesure d'économie d'énergie.

La consommation du gaz naturel s'inscrit dans une réduction progressive pour ce qui concerne le secteur industriel grâce notamment aux efforts de sobriété énergétique et aux mesures de réduction volontaire de la demande de gaz naturel⁴.

Les gestionnaires de réseaux sont donc appelés à anticiper les effets de la sortie progressive des combustibles fossiles tout en maintenant le niveau de qualité dont bénéficient les consommateurs luxembourgeois.

2.2. Des tarifs adaptés aux enjeux

Pour cette raison, la nouvelle méthodologie tarifaire mise en œuvre par le règlement ILR/G24/19 ne se limite plus à considérer les dépenses historiques d'une année de référence mais oriente délibérément le processus de détermination des tarifs, et du revenu maximal autorisé y afférent, vers une approche prospective qui explicite et objective les enjeux pour la période de régulation à venir.

L'objectif est de rendre explicites et transparents les objectifs à réaliser ainsi que les moyens à mobiliser pour y parvenir en mettant l'accent, autant que possible, sur l'efficacité et suivi des réalisations.

Fondamentalement, il s'agit d'approuver des tarifs qui assurent une rémunération équitable ainsi qu'une enveloppe de coûts adaptées aux besoins des gestionnaires de réseaux, tout en veillant à conserver la proportionnalité des coûts avec le niveau d'ambition et de qualité.

La méthodologie repose donc sur un exercice prospectif dans lequel le gestionnaire de réseau expose une vision à 4 ans décrivant comment il envisage de développer des réseaux adaptés aux besoins de la transition énergétique vers une société bas carbone, ainsi que les moyens à mobiliser pour ce faire.

Cet exercice prospectif établit ainsi une trajectoire de référence qui, même si elle ne constitue pas un engagement ferme et définitif en termes de dépenses pour la période 2025-2028, permet d'objectiver les enjeux, les tendances et les évolutions envisagées ainsi que leurs conséquences en termes financiers.

À terme, il n'est pas exclu d'envisager la possibilité d'approuver des tarifs sur une période pluriannuelle, mais pour ce qui concerne la période 2025-2028, la périodicité actuelle est toujours d'application.

En l'occurrence, il s'agit toujours bien d'un exercice annuel d'approbation d'un revenu maximum autorisé (MAR) et des tarifs qui y correspondent.

³ Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030-Mise à jour juillet 2024 / tableau 55

⁴<https://gouvernement.lu/dam-assets/images-documents/actualites/2025/03/06-reduction-consommation-gaz/20250306-tat-des-lieux-des-efforts-de-rduction-de-la-consommation-de-gaz-en-fvrier-2025.pdf>

Cet exercice annuel est toutefois mis en perspective par rapport à la trajectoire de référence, notamment dans le cadre de la justification de l'évolution des coûts.

3. Principaux facteurs d'évolution des coûts

3.1. Prise en charge des infrastructures

Considérant la diminution progressive de l'usage des combustibles fossiles, la question de la couverture des coûts des infrastructures de transport et de distribution du gaz naturel devient de plus en plus d'actualité.

En effet, à l'horizon 2050, les actifs réseaux ne seront pas totalement amortis et la réduction attendue des volumes de consommation et du nombre d'utilisateurs sur lesquels les coûts des infrastructures sont répartis conduit naturellement à augmenter les tarifs et le niveau de prise en charge par les utilisateurs restants. En poussant le constat à l'absurde, le dernier client restant devait assumer seuls le coût de tous les réseaux.

C'est ainsi que les acteurs du secteur gazier sont amenés à évaluer l'opportunité de mettre en œuvre certains mécanismes de prise en charge anticipée des coûts des réseaux et ce, tant dans un souci d'équité entre les utilisateurs actuels et futur, que pour réduire le risque de « coûts échoués » à charge des gestionnaires de réseaux et de la collectivité.

C'est donc en considérant la diminution progressive de l'usage des combustibles fossiles, que le règlement ILR/G24/19 fait un premier pas, permettant d'entamer la prise en charge anticipée des coûts des réseaux.

Il s'agit bien de réduire le risque de coût échoués à charge des gestionnaires de réseaux. Le risque de coûts échoués se réfère à l'éventualité où tout ou partie de l'infrastructure perdrait toute valeur économique, dans la mesure où elle ne pourrait plus être réaffectée à une autre utilisation, le cas échéant moyennant des investissements complémentaires de « repurposing », voire d'assainissement.

Les réseaux et les stations représentent ensemble la partie prépondérante des actifs immobilisés à financer (RAV⁵) et s'inscrivent dans des durées largement supérieures à la décennie, ce sont dès lors ces installations qui sont prioritairement considérées pour l'application de ce type de mécanismes d'anticipation.

Pour ce qui concerne la période 2025-2028, l'approche retenue consiste à appliquer un coefficient de prise en charge anticipée aux amortissements calculés pour les actifs réseaux, ainsi que pour les stations de détente et de distribution, pour déterminer le montant qui sera effectivement pris en charge au niveau des tarifs et déduits à due concurrence de la valeur des actifs immobilisés concernés. Il s'agit en quelque sorte d'une forme d'amortissement accéléré des actifs réseaux prépondérants.

Les coefficients dont il est question sont des facteurs qui, une fois appliqués aux amortissements calculés selon les durées de vie d'utilisation usuelle de la classe d'actif considérée, augmentent le niveau de prise en charge des amortissements au travers du revenu autorisé, de sorte à réduire l'horizon de temps nécessaire pour amortir complètement les infrastructures considérées.

Le mécanisme devra être réévalué périodiquement, au minimum à chaque nouvelle période réglementaire, sur base d'études que les gestionnaires de réseaux doivent réaliser tenant compte de projections de la demande, des plans de déclassement des réseaux, du potentiel d'expansion des biogaz et du potentiel de reconversion vers d'autres usages comme l'hydrogène ou la chaleur.

⁵ Valeur de l'actif régulé en au sens des articles 4 et 6 du Règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2025 à 2028 - Secteur gaz naturel

En revanche, sauf élément nouveau majeur, les taux d'anticipation et la méthode de fixation des amortissements resteront inchangés pour la période 2025-2028.

Pour rappel, les taux d'anticipation évoqués ici correspondent à des coefficients qui, une fois appliqués aux amortissements calculés selon les durées de vie d'utilisation usuelle de la classe d'actif considérée, augmentent le niveau de prise en charge des amortissements au travers du revenu autorisé, de sorte à réduire l'horizon de temps nécessaire au complet amortissement des infrastructures considérées. Pour ce qui concerne la période 2025-2028, les actifs réseaux et les stations sont concernés par l'application d'un taux d'anticipation de 1,3.

En l'occurrence, pour ce qui concerne les actifs réseaux et les stations, les charges d'amortissements prises en compte dans le cadre de la détermination du revenu maximal autorisé (MAR) et de la valeur résiduelle des actifs régulés (RAV) en application des articles 4, 5 et 6 du règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024, correspondent à 1,3 x amortissements calculés (D). La valeur de 1,3 est la valeur arrêtée pour le coefficient de prise en charge anticipée pour la période 2025-2028 tel que fixé à l'annexe 2, point B, du règlement ILR/24/19.

Malgré le contexte général de contraction de l'activité de transport et de distribution du gaz naturel, il convient cependant toujours de réaliser les investissements nécessaires à la sécurité et au maintien des infrastructures existantes.

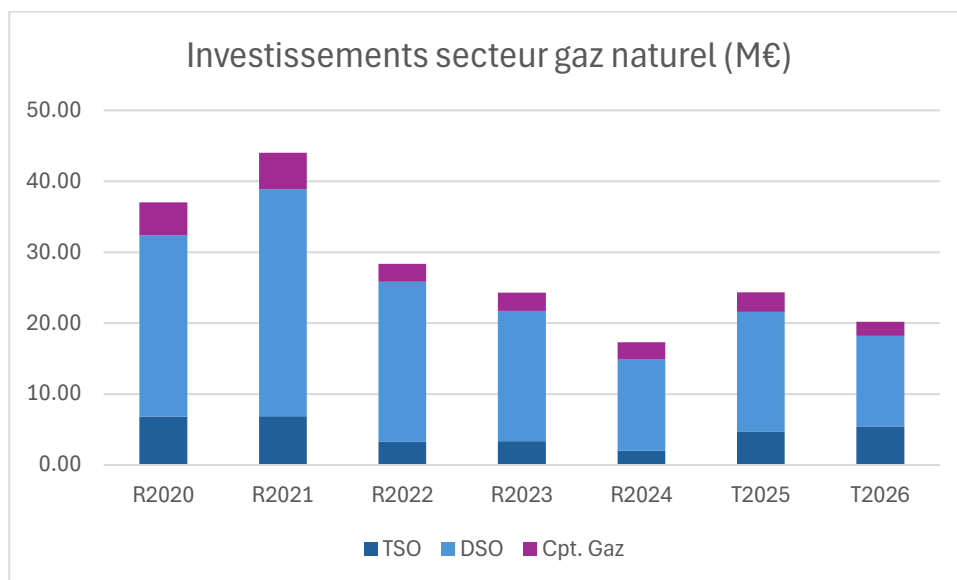


Figure 1 : dépenses d'investissement dans le secteur du gaz naturel

Les dépenses réelles d'investissement sont représentées dans la figure 1 par les colonnes correspondant aux années, précédées du préfixe R, ainsi la colonne R2020 représente les dépenses réelles observées pour l'année 2020. Les dépenses prévisionnelles retenues dans le cadre de l'élaboration des tarifs sont quant à elle représentées par les colonnes correspondant aux années précédées du préfixe T, ainsi la colonne T2025 représente les dépenses prévisionnelles retenues pour l'élaboration des tarifs 2025. La légende distingue également les activités de transport (TSO) de distribution (DSO) et de comptage (Cpt. Gaz).

Les dépenses d'investissement prévues pour les tarifs 2026, affichent globalement une diminution de l'ordre de 33% par rapport à la moyenne des dépenses réelles entre 2020 et 2024 et de l'ordre de 17% par rapport aux prévisions 2025.

Ce contexte souligne la pertinence et l'importance de la mise en œuvre des dispositions de l'article 17 de la loi du 1er août 2007, lesquelles prévoient l'établissement d'un plan de développement pour le transport et

pour la distribution. Ces plans doivent être mis à jour au moins tous les deux ans et sont de précieux outils d'interaction et de communication avec les acteurs pertinents, de sorte à aboutir à un programme efficace de planification et de suivi des investissements, basé sur les besoins et constamment actualisé en fonction des conditions opérationnelles et du contexte économique.

3.2. Coûts liés au financement des actifs immobilisés

Les tarifs sont établis dans un contexte économique caractérisé par une inflation relativement importante et le renchérissement du coût des capitaux par rapport à la période 2020-2024, c'est la raison pour laquelle les taux de rémunération applicables pour la période 2025-2028 affichent une nette hausse par rapport au passé, pour rappel le taux en vigueur auparavant était de 4.81 % (2020-2024). L'élaboration des tarifs 2026 se fonde sur l'application respectivement du taux de 5,06 % pour les actifs immobilisés avant 2025 et d'un taux fixé à 6,23 % pour les investissements à partir du 1er janvier 2026, en légère baisse par rapport à 2025 (6.37%).

3.3. Charges d'exploitation

Les tarifs proposés pour 2026 se basent sur une vision prospective permettant de mettre en évidence les ressources opérationnelles et les moyens nécessaires à la réalisation des missions essentielles des gestionnaires de réseaux. Les autres charges d'exploitation se rapportant notamment aux coûts pour l'utilisation des réseaux en amont, reflètent quant à elles les conditions de marché.

Toutes les charges d'exploitation ont donc fait l'objet de prévisions tenant compte des besoins anticipés par les gestionnaires de réseaux.

Les charges opérationnelles anticipées pour 2026 sont en diminution par rapport à 2025 et sont cohérentes avec le niveau d'activité en matière de développement des réseaux et les conditions de marché en matière de prix de l'énergie et l'achat des services auxiliaires.

Les charges d'exploitation, ainsi que le coût des réseaux en amont prévus pour 2026 affichent une baisse par rapport à l'exercice précédent.

3.4. Compte de régulation

Le compte de régulation (CdR) est l'outil premier permettant de régulariser les écarts entre charges réelles à couvrir par les tarifs d'une part, et les recettes générées par l'application de ceux-ci d'autre part.

Dans le principe, l'apurement du compte de régulation permet donc respectivement de restituer aux utilisateurs de réseaux les éventuels trop perçus au cours d'une période donnée par la diminution à due concurrence des tarifs de la période suivante, ou au contraire, de récupérer les éventuels déficits légitimes par l'augmentation des tarifs de la période suivante.

Les mécanismes d'alimentation et d'apurement du compte de régulation sont strictement encadrés par les dispositions de l'article 8 du règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024.

Dans le cadre de l'établissement des tarifs pour l'année 2026, l'apurement du compte de régulation a conduit globalement à augmenter l'enveloppe des coûts pour la distribution en 2026.

4. Évolution des coûts du transport

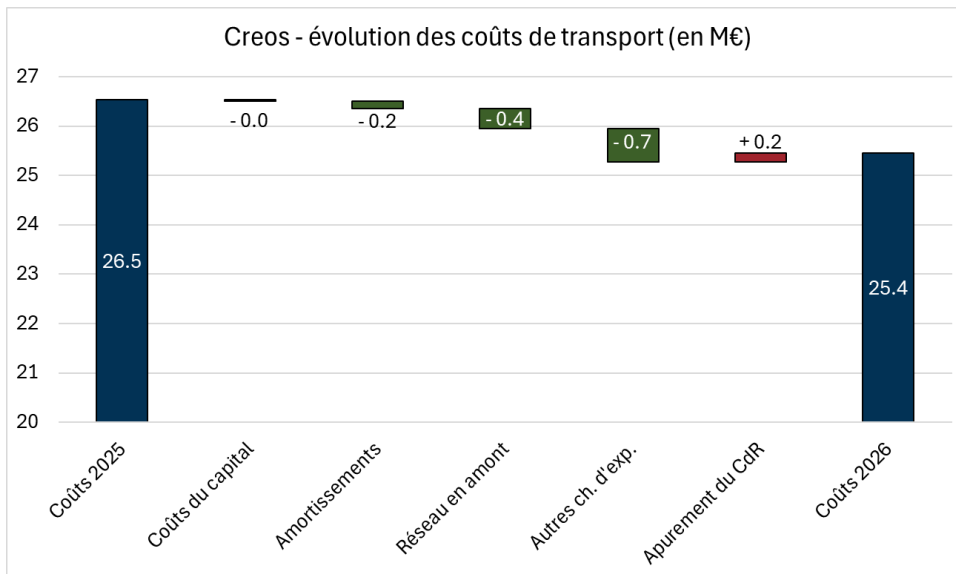


Figure 2 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2025 et 2026 pour l'activité de transport du gaz naturel

* CdR : compte de régulation

Les principaux facteurs responsables de la baisse du revenu maximal autorisé se rapportent aux coûts pour l'utilisation des réseaux en amont et aux charges d'exploitation. Une diminution est observée au niveau des frais pour l'utilisation du réseau en amont, pour la réservation de capacité destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de non-disponibilité de la conduite la plus importante⁶. Ces coûts sont intégralement répartis sur les clients qui bénéficient de cette sécurité, à savoir les clients non-effaçables connectés au réseau de distribution.

Les dépenses d'exploitation prévisionnelles sont en net recul par rapport à 2025, en raison de la contraction de l'activité, notamment au niveau de la maintenance.

La rémunération des capitaux investis affiche une légère baisse à la suite de l'actualisation des paramètres financiers et de la diminution de la base d'actifs régulés, par les effets conjugués de la maîtrise des investissements et de l'application du coefficient d'anticipation de prise en charge des amortissements. Par conséquent les charges prévisionnelles anticipent également une légère baisse des amortissements à couvrir par les tarifs 2026 comparés aux tarifs 2025.

⁶ Plan d'action préventif relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg V1.6, établi dans le cadre du règlement (UE) 2017/1938 - évaluation des risques, page 37 : Scenariio défaillance complète de l'entrée de Bras - <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/lu-plan-daction-preventif-mars-2025-version-finale.pdf>

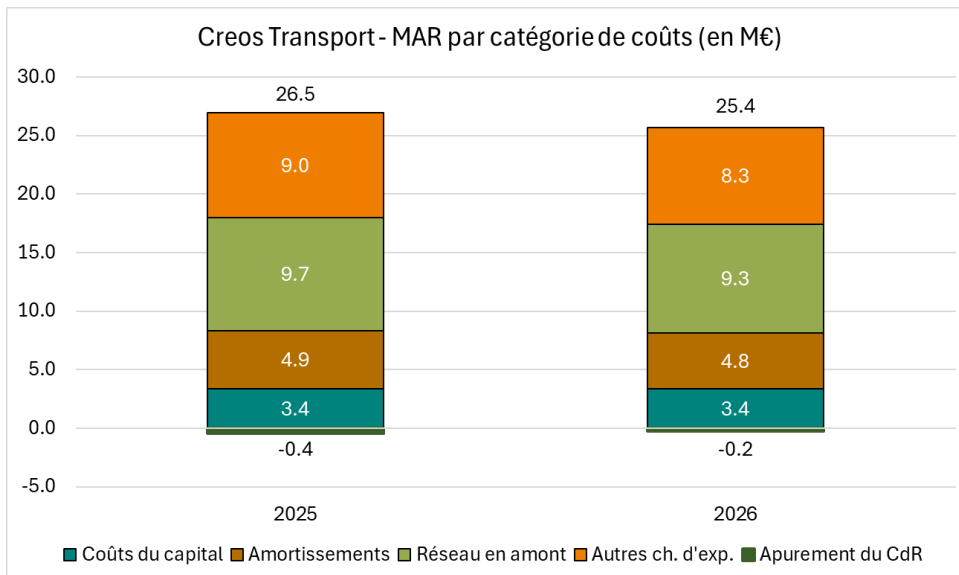


Figure 3 : composition du revenu maximum autorisé pour l'activité de transport de gaz naturel en 2025 et 2026
* CdR : compte de régulation

La méthodologie à la base de la détermination des enveloppes de coûts à couvrir d'un côté par les clients industriels au point de fourniture industriel (PFI) et de l'autre côté par les clients au point de fourniture distribution (PFD) se fonde sur la demande maximale horaire résultant de la demande de tous les clients. En l'occurrence, les volumes de référence pour l'établissement des enveloppes tarifaires, soit respectivement ceux observés en 2023 et en 2024, pour l'établissement des tarifs 2025 et 2026, démontrent une évolution significative conduisant à une affectation plus importante des coûts du transport au PFI pour l'exercice tarifaire 2026.

En effet, les capacités foisonnées font état d'une augmentation de l'ordre de 16,5% entre la demande maximale horaire réelle observée au PFI en 2024 par rapport à 2023. L'exercice tarifaire 2025 tenait en effet compte d'une diminution des besoins en capacité induite par une interruption d'activité programmée d'un certain nombre de clients pour cause de grands travaux. Pour l'exercice 2026 les prévisions tiennent à nouveau compte des besoins de ces clients, lesquels ont repris leurs activités, conduisant ainsi à augmenter la quote-part des frais de transport affectée à la fourniture des clients industriels. Les volumes contributifs étant quant à eux relativement stables, cette méthodologie de détermination des enveloppes de coûts conduit à observer une augmentation des tarifs d'utilisation du réseau d'un peu moins de 13% pour les clients directement connectés au réseau de transport (client PFI – point de fourniture industriel) alors qu'ils restent stables, voire baissent légèrement au point de fourniture distribution (PFD).

Tarifs transport	Unité	2026	2025	Variation		2024	2023
				Absolue	Relative		
Tarif PFD capacité non-effaçable	€/KWh/h/a	12.7779	12.7101	0.0678	1%	11.8831	10.7452
Tarif PFD capacité effaçable	€/KWh/h/a	7.9989	8.2278	-0.2289	-3%	7.8763	7.6307
Tarif Client PFI	€/KWh/h/a	5.6325	4.9876	0.6449	13%	5.5677	5.0265

5. Évolution des coûts de la distribution

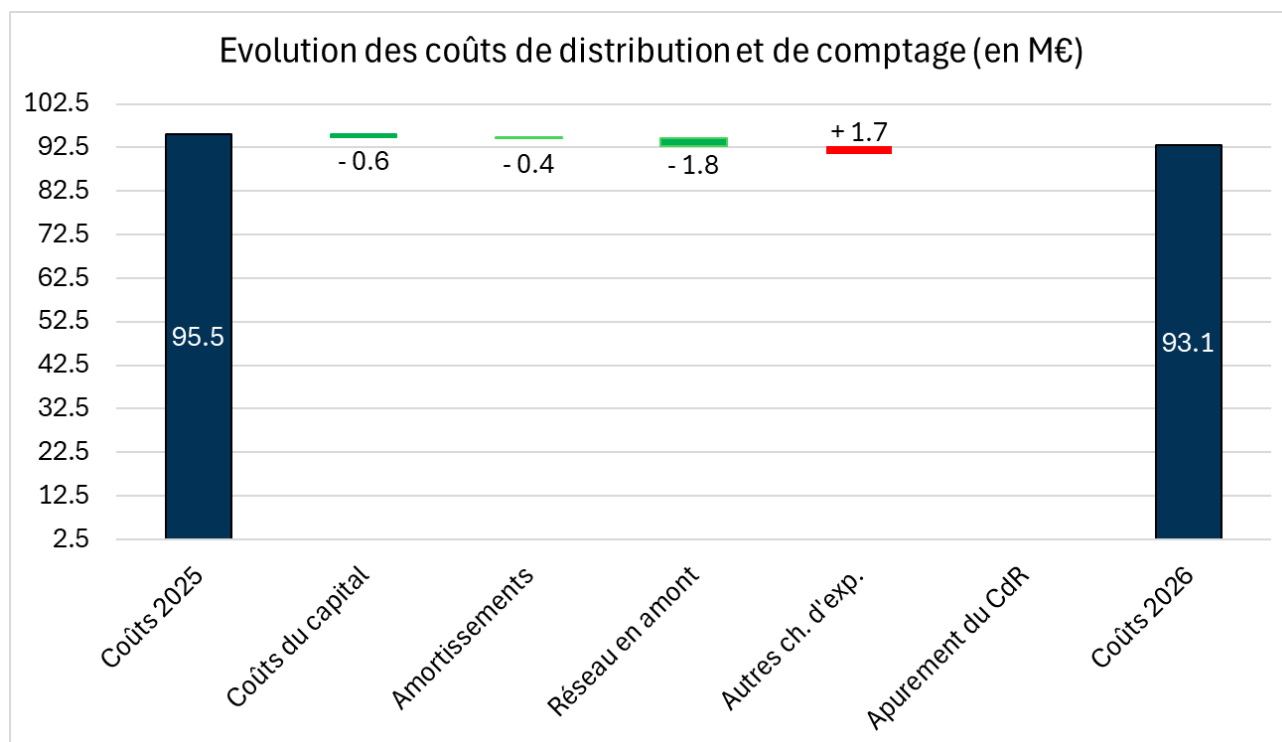


Figure 4 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2025 et 2026 pour l'activité de distribution du gaz naturel

* CdR : compte de régulation

Globalement, les principaux facteurs responsables de la baisse du revenu maximal autorisé identifiés au niveau du transport sont également d'application au niveau de la distribution.

On observe une légère diminution des coûts du capital au sens large résultant de la révision des paramètres financier d'une part et de la diminution structurelle de la base d'actifs régulé d'autre part. En effet, les dépenses d'investissements étant structurellement inférieurs aux amortissements calculés en tenant compte du coefficient d'anticipation.

Pour ce qui concerne les charges d'exploitation les données prévisionnelles acte une diminution des frais pour la réservation de la capacité d'entrée à Remich. Pour rappel les montants payés à OGE⁷ rémunèrent la capacité d'entrée à Remich, destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de non-disponibilité de la conduite la plus importante⁸. Ces coûts sont intégralement répartis sur les clients qui bénéficient de cette sécurité, à savoir les clients non-effaçables connectés au réseau de distribution.

Pour ce qui concerne les charges opérationnelles et de maintenance, globalement les prévisions anticipent une baisse globale des dépenses, même si la situation de chaque gestionnaire de réseaux est parfois contrastée.

⁷ Gestionnaire de réseaux de transport de gaz allemand - <https://oge.net/de/wir/anspruch/unser-anspruch>

⁸ Plan d'action préventif relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg V1.6, établi dans le cadre du règlement (UE) 2017/1938 - évaluation des risques, page 37 : Scenario défaillance complète de l'entrée de Bras - <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/lu-plan-daction-preventif-mars-2025-version-finale.pdf>

Finalement, l'apurement des comptes de régulation conduit globalement à imputer une **augmentation** des recettes à générer pour récupérer un manque à gagner des exercices antérieurs.

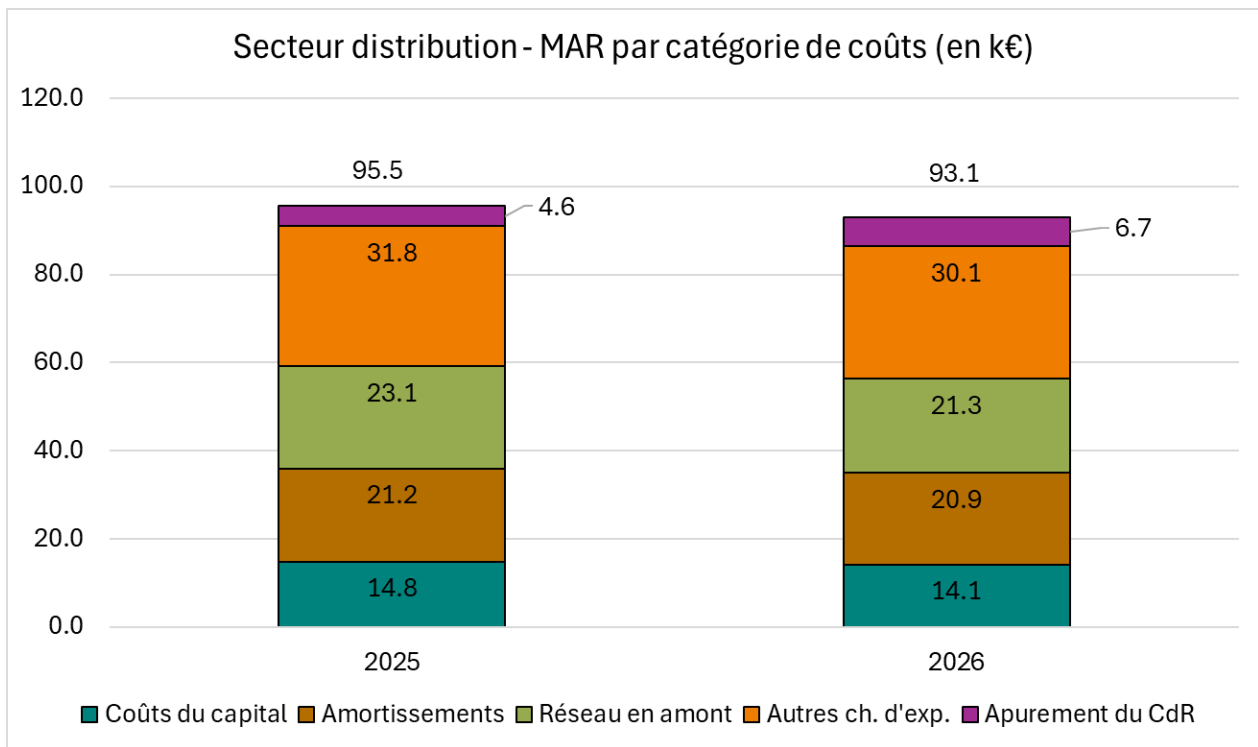


Figure 5 : composition du revenu maximum autorisé pour l'activité de distribution de gaz naturel en 2025 et 2026

* CdR : compte de régulation

6. Évolution des coûts pour les différents gestionnaires de réseaux de distribution

6.1. Réseaux de gaz naturel gérés par Creos Luxembourg S.A.

Les constats posés pour le réseau de transport s'appliquent également pour le réseau de distribution et le comptage.

Au niveau du réseau de distribution, l'évolution des coûts illustrée par les graphiques suivants, tient compte des charges à payer à Creos TSO par Creos DSO pour la réservation des capacités effaçables et non-effaçables aux points de fourniture distribution respectifs, à hauteur d'un peu moins de 14 M€ en 2026.

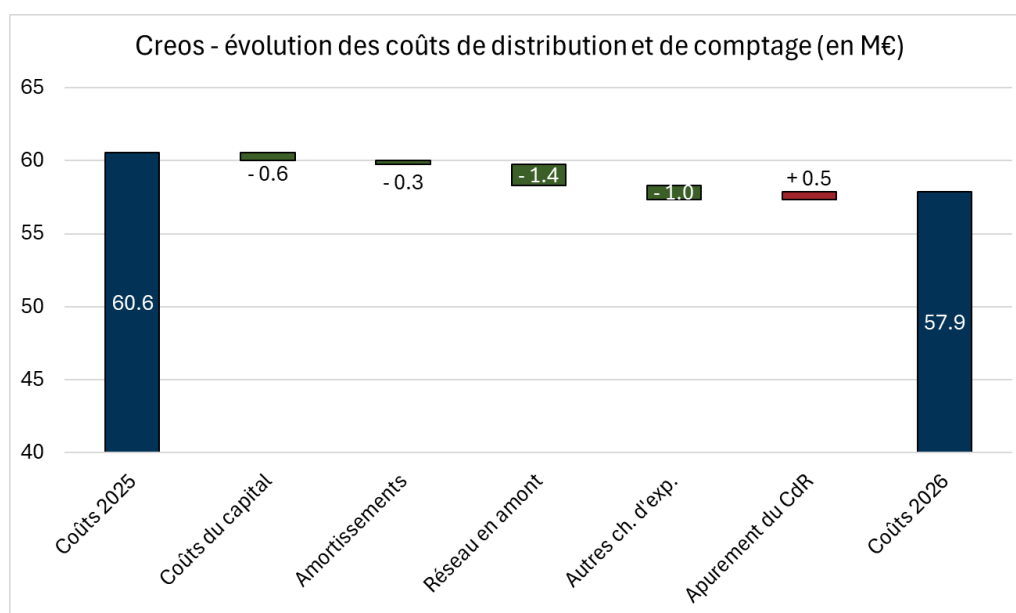


Figure 6 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2025 et 2026 pour le réseau de distribution CREOS

* CdR : compte de régulation

Globalement, les principaux facteurs responsables de la baisse du revenu maximal autorisé identifiés au niveau du transport sont également d'application au niveau de la distribution.

On observe une légère diminution des coûts du capital au sens large et une diminution des frais pour l'utilisation du réseau en amont, résultant de la diminution des capacités réservées au point d'entrée Remich.

A l'instar du constat posé pour le réseau de transport, les autres charges d'exploitation affichent également une diminution. Les dépenses d'exploitation prévisionnelles sont en net recul par rapport à 2025, en raison de la contraction de l'activité, notamment au niveau de la maintenance.

Finalement, l'apurement des comptes de régulation conduit globalement à imputer une augmentation pour récupérer un manque à gagner au niveau des recettes, générées sur les exercices antérieurs.

Au niveau de l'enveloppe de coût à transposer en tarifs, les impacts cumulés ont un effet favorable sur les tarifs.

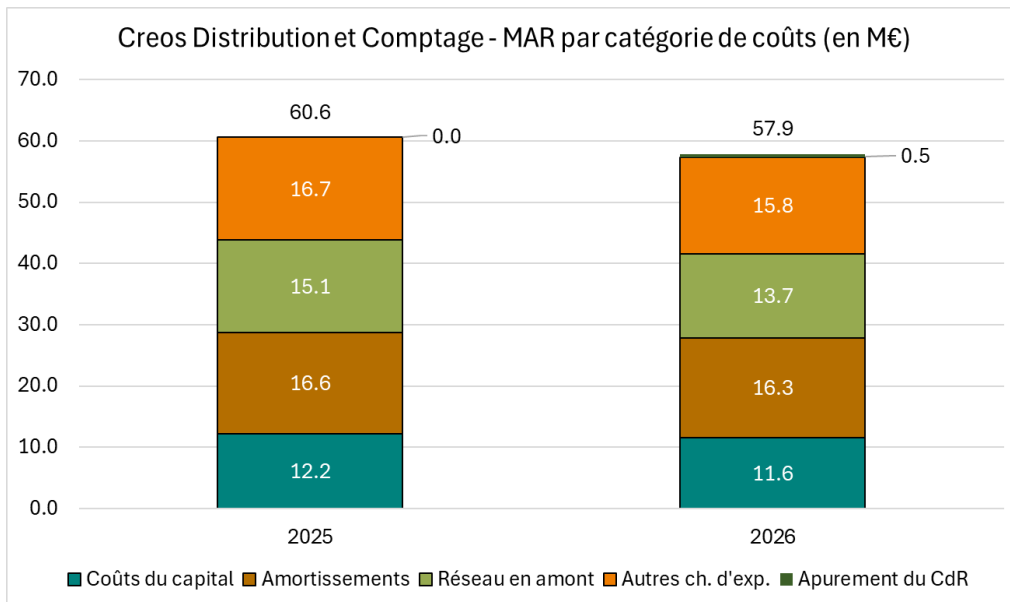


Figure 7 : composition du revenu maximum autorisé pour le réseau de distribution CREOS en 2025 et 2026

En ce qui concerne la base contributive, la tendance structurelle à la baisse des volumes en gaz se confirme, surtout pour la catégorie 3⁹, malgré un léger rebond de la consommation anticipée pour la catégorie 2.

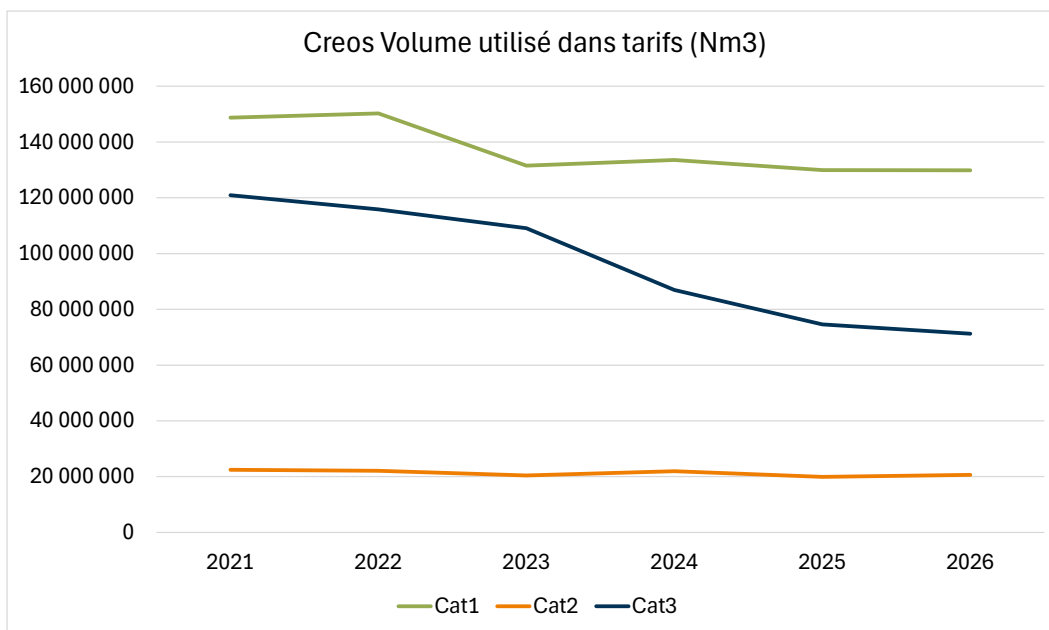


Figure 8 : évolution des volumes contributifs sur le réseau de distribution CREOS

CREOS Volumes estimés (Nm3)	2026	2025	2024	2023	2022
CAT 1	129 830 354	129 907 850	133 546 521	131 489 695	148 735 079
CAT 2	20 640 560	19 932 524	21 950 808	20 419 078	22 459 421
CAT 3	71 227 747	74 623 735	86 925 886	109 079 012	120 886 511
Total	221 698 661	224 464 109	242 423 215	260 987 785	292 081 011

⁹ Règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024, article 11 (6) « trois catégories d'utilisateurs du réseau, la catégorie 1 disposant de compteurs du type G4 à G16, la catégorie 2 disposant de compteurs du type G25 à G40 et la catégorie 3 disposant de compteurs du type G65 ou supérieur », voir également note de bas de page n°5.

Au niveau de la distribution, les impacts cumulés ont un effet favorable sur les tarifs. La diminution du revenu maximal autorisé conduit à observer une baisse tarifaire pour l'ensemble des clients de la distribution en 2026 malgré la baisse des volumes, les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution diminuent en moyenne de l'ordre de 3.5%, avec des variations en fonction du réseau et de la catégorie de clients concernée.

Tarifs Creos	2026	2025	Variation	2024	2023
Catégorie 1 composante volume (en €/Nm3/an)	0.2480	0.2560	-3.13%	0.2158	0.2055
Catégorie 2 composante volume (en €/Nm3/an)	0.0802	0.0830	-3.37%	0.0674	0.0605
Catégorie 2 composante capacité (en €/kW/an)	11.7859	12.2381	-3.70%	10.5958	11.0977
Catégorie 3 composante volume (en €/Nm3/an)	0.0718	0.0745	-3.62%	0.0587	0.0506
Catégorie 3 composante capacité (en €/kW/an)	10.9703	11.4033	-3.80%	9.7250	10.2395
Rabais client effaçable (en €/kW/an)	-3.3850	-2.9194	-15.95%	-2.9511	-2.3067

Les redevances mensuelles fixes pour les utilisateurs des cat 1 et cat 2 sont identiques au niveau national et couvrent les frais de comptage.

Redevance mensuelle fixe	2026	2025	Variation		2024	2023
			Nominale	Relative		
Cat 1 [€/mois]	8.69	8.64	0.05	0.58%	7.92	7.74
Cat 2 [€/mois]	48.85	43.86	4.99	11.38%	37.79	41.64

Le dernier tableau montre l'évolution des frais de réseau annuels, estimés pour différents types de clients¹⁰. Les chiffres pour 2023, 2024 ne tiennent pas compte de la prise en charge par l'État des frais d'utilisation réseau des clients des catégories 1 et 2.

Coût annuel de l'utilisation réseau Creos [€/MWh]	2026	2025	Variation	2024	2023
CR - 27,5 MWh - CAT 1	25.68	26.37	-2.60%	22.50	21.52
CR - 135 MWh - CAT 1	22.66	23.36	-3.00%	19.75	18.83
CI - 275 MWh - CAT 2	12.16	17.03	-28.61%	14.34	14.22
CI - 1,5 GWh CAT 3	13.49	14.21	-5.03%	11.43	10.99
CI - 15 GWh - CAT 3	11.05	9.02	22.49%	7.13	6.74

¹⁰ Client résidentiel avec une consommation annuelle de 27 500 kWh, un compteur de la catégorie 1 (G4-G16) et une puissance installée de 25 kW.

Client résidentiel avec une consommation annuelle de 135 000 kWh, un compteur de la catégorie 1 (G4-G16) et une puissance installée de 120 kW, par exemple pour des maisons à appartements.

Client industriel avec une consommation annuelle de 275 000 kWh, un compteur de la catégorie 2 (G25) et une puissance installée de 175 kW.

Client industriel avec une consommation annuelle de 1 500 000 kWh, un compteur de la catégorie 3 (G65) et une puissance installée de 750 kW.

Client industriel avec une consommation annuelle de 15 000 000 kWh, un compteur de la catégorie 3 (G250) et une puissance installée de 3 750 kW. Les frais d'utilisation réseau incluent la remise pour clients effaçables.

6.2. Réseaux de gaz naturel gérés par Sudenergie S.A.

Le revenu maximal autorisé pour 2026 s'établit à 30,9 M€ à couvrir par les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de comptage de gaz naturel dans le réseau de Sudenergie S.A., soit un niveau quasiment identique à 2025.

Les charges d'exploitation courantes, comme les frais de personnel notamment, se fondent sur un budget établi sur base de la réalité 2024 pour ce qui concerne l'exercice tarifaire 2026. La diminution des charges d'exploitation prévisionnelles pour 2026 s'explique par la diminution des dépenses pour l'exploitation et l'entretien des réseaux et des frais prévisionnels pour les pensions complémentaires ainsi que par une augmentation des recettes et autres produits d'exploitation venant en déduction des coûts.

Ces diminutions compensent partiellement l'augmentation de l'enveloppe de coûts à couvrir par les tarifs 2026 résultant de l'apurement du compte de régulation. Cet apurement 2026 permet à Sudenergie de compenser le déficit en recettes de l'année 2024 ainsi que celui de 2023 qui n'était que partiellement intégré dans les tarifs 2025.

On observe également une légère diminution des coûts du capital au sens large résultant de la révision des paramètres financiers d'une part et de la diminution structurelle de la base d'actifs régulés d'autre part comme les dépenses d'investissements sont structurellement inférieures aux amortissements calculés en tenant compte du coefficient d'anticipation.

L'apurement du compte de régulation est le facteur prépondérant conduisant à observer un revenu maximal autorisé (MAR) 2026 en légère augmentation par rapport à celui de 2025. Ce montant résulte de l'écart constaté pour l'année 2024 entre le MAR révisé et les recettes réelles ainsi que de l'écart constaté pour l'année 2023. En raison de son ampleur cet écart 2023 n'a que partiellement été pris en compte dans les tarifs 2025. Le graphique suivant illustre l'évolution des coûts des réseaux de gaz naturel pour Sudenergie.

Le graphique suivant illustre l'évolution des coûts du réseau de gaz naturel de Sudenergie.

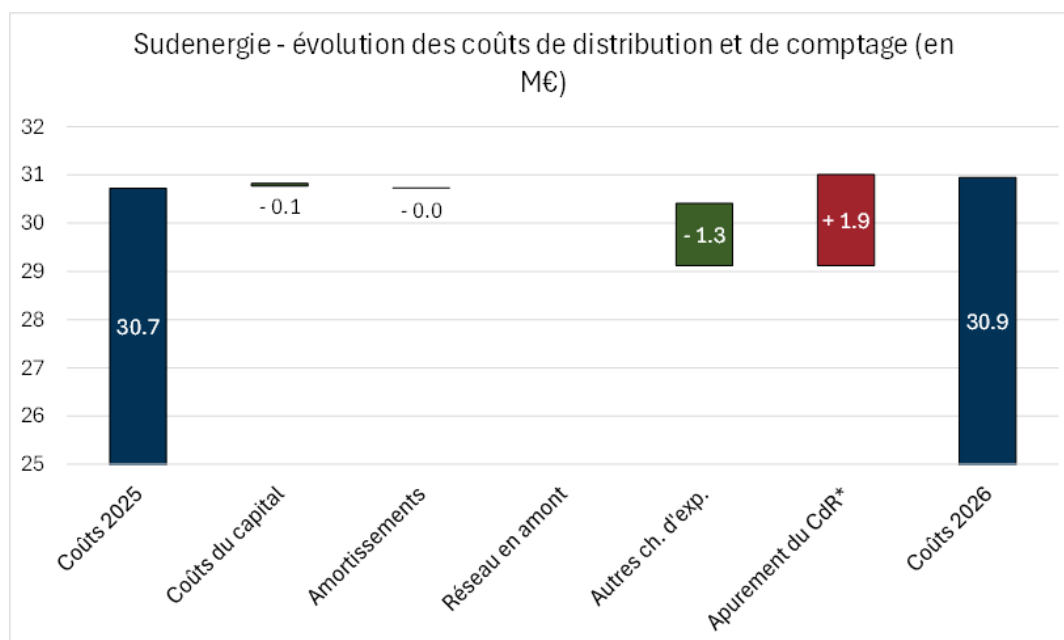


Figure 9 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2025 et 2026 pour le réseau de distribution Sudenergie

*CdR = compte de régulation

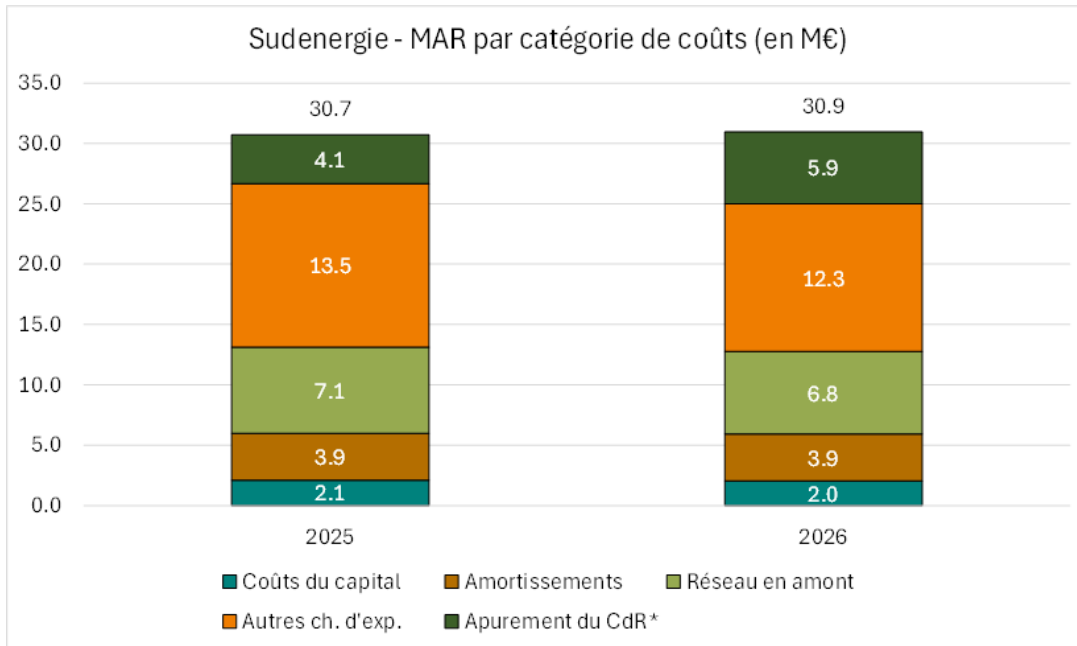


Figure 10 : composition du revenu maximum autorisé pour le réseau de distribution Sudenergie en 2025 et 2026
*CdR = compte de régulation

Si l'enveloppe de coûts à couvrir reste globalement stable, la base contributive diminue. En effet la tendance structurelle à la baisse des volumes consommés en gaz se confirme, même si les volumes prévisionnels de la catégorie 2 restent stables.

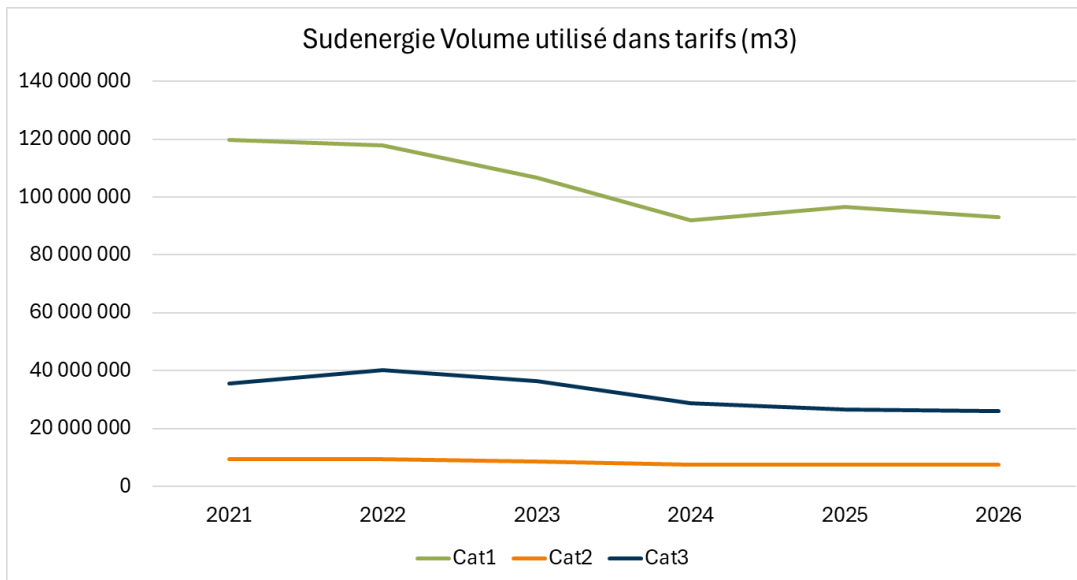


Figure 11 : évolution des volumes contributifs sur le réseau de distribution Sudenergie

Sudenergie Volumes estimés (Nm3)	2026	2025	2024	2023
CAT 1	93 100 903	96 636 380	91 922 411	106 653 566
CAT 2	7 589 503	7 589 503	7 399 766	8 585 626
CAT 3	26 026 591	26 427 001	28 629 251	36 237 023
Total	126 716 998	130 652 884	127 951 427	151 476 215

Compte tenu de ce qui précède, les tarifs d'utilisation du réseau de distribution affichent une augmentation pour la grande majorité des consommateurs. L'augmentation est moins prononcée pour les utilisateurs des catégories 2 et 3 que pour ceux de la catégorie 1.

Tarifs Sudenergie	2026	2025	Variation	2024	2023
Catégorie 1 composante volume (en €/Nm3)	0.2202	0.2108	4.48%	0.2073	0.1642
Catégorie 2 composante volume (en €/Nm3)	0.0539	0.0541	-0.33%	0.0516	0.0407
Catégorie 2 composante capacité (en €/kW)	13.4700	13.5450	-0.55%	12.6090	11.5320
Catégorie 3 composante volume (en €/Nm3)	0.0440	0.0435	1.20%	0.0375	0.0270
Catégorie 3 composante capacité (en €/kW)	13.4690	13.5450	-0.56%	12.6690	11.5160
Rabais client effaçable (en €/kW)	-4.2760	-4.4820	4.60%	-4.0060	-3.1140

Les redevances mensuelles fixes pour les utilisateurs des cat 1 et cat 2 sont identiques au niveau national et couvrent les frais de comptage.

Redevance mensuelle fixe	2026	2025	Variation		2024	2023
			Nominale	Relative		
Cat 1 [€/mois]	8.69	8.64	0.05	0.58%	7.92	7.74
Cat 2 [€/mois]	48.85	43.86	4.99	11.38%	37.79	41.64

Le dernier tableau montre l'évolution des frais de réseau annuels, estimés pour différents types de clients¹¹. Les chiffres pour 2023, 2024 ne tiennent pas compte de la prise en charge par l'État des frais d'utilisation réseau des clients des catégories 1 et 2.

Coût annuel de l'utilisation réseau Sudenergie [€/MWh]	2026	2025	Variation	2024	2023
CR - 27,5 MWh - CAT 1	23.23	22.37	3.83%	21.76	17.87
CR - 135 MWh - CAT 1	20.21	19.37	4.33%	19.00	15.18
CI - 275 MWh - CAT 2	15.46	15.31	1.01%	14.23	12.75
CI - 1,5 GWh CAT 3	12.08	11.86	1.86%	10.70	9.28
CI - 15 GWh - CAT 3	6.35	6.23	1.90%	5.59	4.61

6.3. Réseaux de gaz naturel gérés par la Ville de Dudelange.

Le revenu maximal autorisé pour 2026 s'établit à 4,2 M€ à couvrir par les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de comptage de gaz naturel dans le réseau de la Ville de Dudelange, soit un niveau quasiment identique à 2025.

Les charges d'exploitation courantes, comme les frais de personnel notamment, se fondent sur un budget établi sur base de la réalité 2023 pour ce qui concerne l'exercice tarifaire 2026. L'augmentation des charges d'exploitation prévisionnelles pour 2026 s'explique d'un côté par l'augmentation des frais de support de la part des différents services de la Ville et par les dépenses induites par la mise en œuvre des nouvelles réglementations concernant la réduction des émissions de méthane et les obligations anticipées relatives au

¹¹ Voir note de bas de page n°5

suivi des émissions de CO2 à la suite de la transposition de la directive ETS2 en droit national. En outre, à cause d'un niveau de dépenses d'investissement nettement réduit en 2026 par rapport à 2025, les charges d'exploitation augmentent faute de pouvoir les affecter à l'actif sous forme de frais activés.

Ces augmentations sont toutefois compensées en grande partie par la diminution de l'apurement du compte de régulation.

On observe également une légère diminution des coûts du capital au sens large résultant de la révision des paramètres financiers d'une part et de la diminution structurelle de la base d'actifs régulés d'autre part comme les dépenses d'investissements sont structurellement inférieures aux amortissements calculés en tenant compte du coefficient d'anticipation.

L'apurement du compte de régulation est le facteur prépondérant permettant de maintenir le revenu maximal autorisé (MAR) 2026 en léger retrait par rapport à celui de 2025. Ce montant résulte d'une réduction de l'écart constaté pour l'année 2024 entre le MAR révisé et les recettes réelles.

Le graphique suivant illustre l'évolution des coûts du réseau de gaz naturel de la Ville de Dudelange.

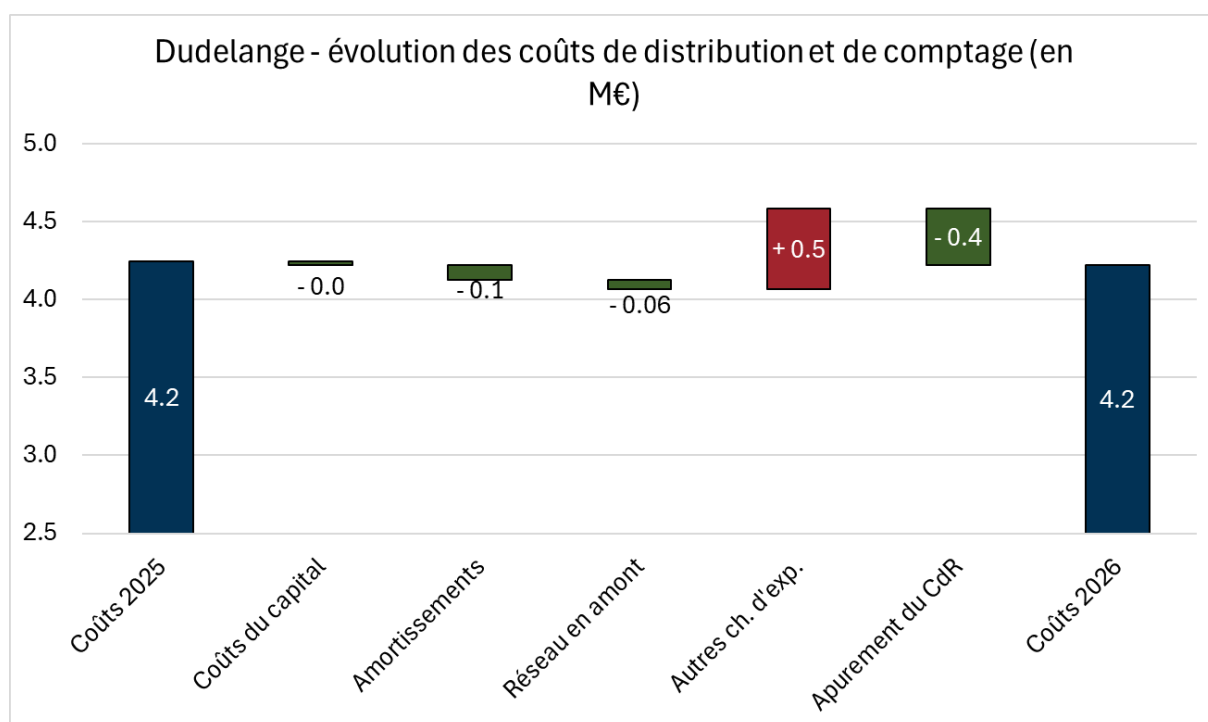


Figure 12 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2025 et 2026 pour le réseau de distribution de la ville de Dudelange

*CdR = compte de régulation

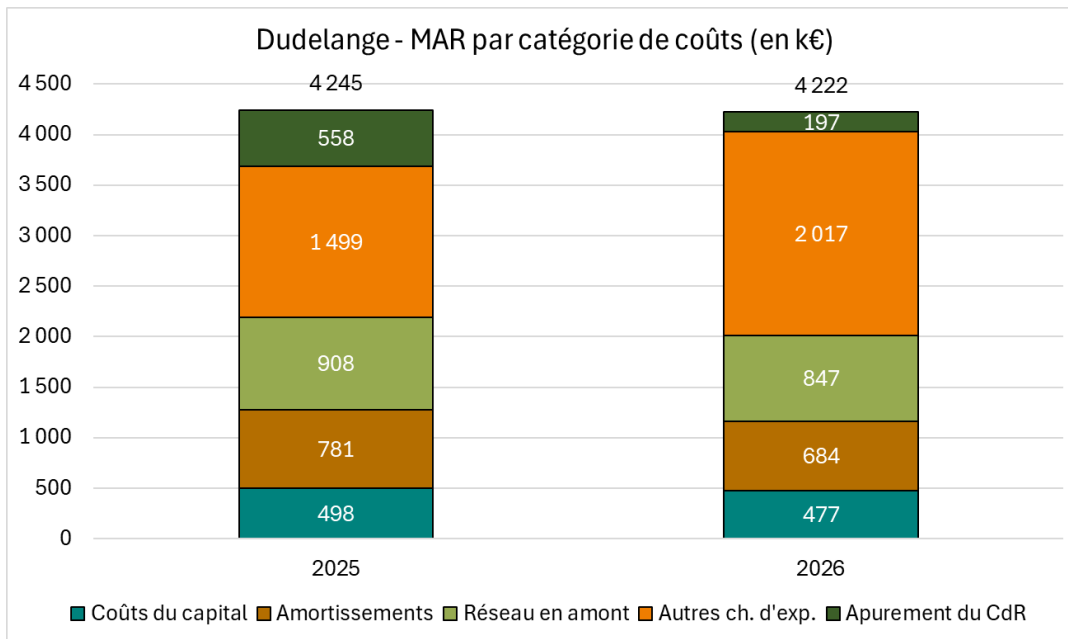


Figure 13 : composition du revenu maximum autorisé pour le réseau de distribution de la ville de Dudelange en 2025 et 2026

Si l'enveloppe de coûts à couvrir reste stable, la base contributive diminue. En effet la tendance structurelle à la baisse des volumes consommés en gaz se confirme, même si les volumes prévisionnels de la catégorie 2 affichent un rebond. En revanche le nombre de consommateurs dans la catégorie 3 est en diminution.

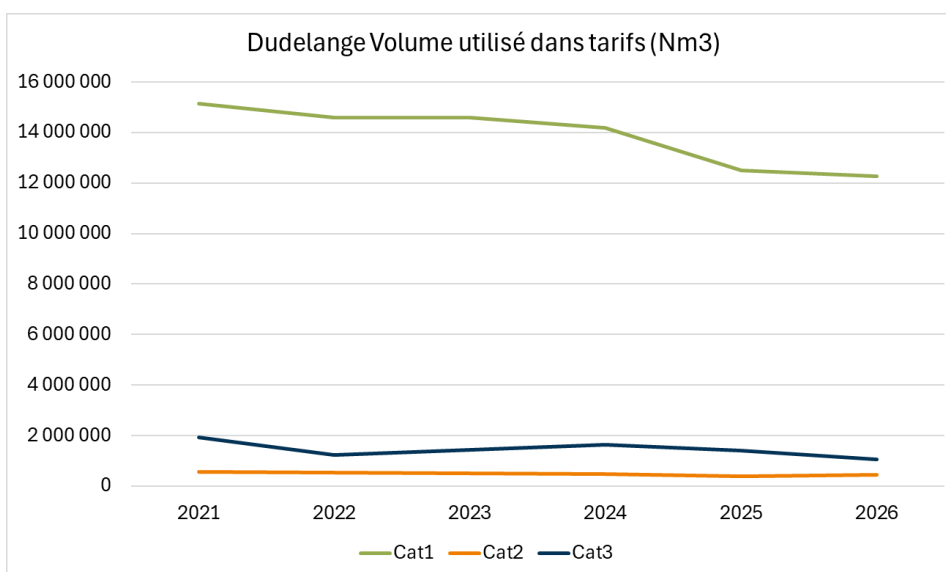


Figure 14 : évolution des volumes contributifs sur le réseau de distribution de la ville de Dudelange

Ville de Duddelange Volumés estimés (Nm3)	2026	2025	2024	2023
CAT 1	12 255 132	12 505 587	14 186 717	14 580 942
CAT 2	441 181	378 050	463 049	499 735
CAT 3	1 054 184	1 413 413	1 642 672	1 437 454
Total	13 750 497	14 297 050	16 292 438	16 518 131

Compte tenu de ce qui précède, les tarifs d'utilisation du réseau de distribution affichent une augmentation pour la grande majorité des consommateurs. Cependant, étant donné que la répartition des coûts entre les 3 catégories se fait en fonction de leur contribution à la pointe pour ce qui concerne les coûts internes et en

fonction des capacités installées pour ce qui concerne les frais du réseau de transport, il en résulte une diminution des coûts affectés à la catégorie 3 et donc une baisse des tarifs en question

Tarifs Dudelage	2026	2025	Variation	2024	2023
Catégorie 1 composante volume (en €/Nm3)	0.3117	0.2979	4.63%	0.2080	0.1579
Catégorie 2 composante volume (en €/Nm3)	0.2208	0.2302	-4.08%	0.1089	0.0702
Catégorie 2 composante capacité (en €/kW/an)	9.4051	9.1012	3.34%	7.8462	7.0947
Catégorie 3 composante volume (en €/Nm3)	0.1463	0.1697	-13.79%	0.0806	0.0880
Catégorie 3 composante capacité (en €/kW/an)	12.3668	12.7657	-3.12%	10.5087	10.8608
Rabais client effaçable (en €/kW/an)	-3.9926	-3.9874	0.13%	-4.0068	-3.1145

Les redevances mensuelles fixes pour les utilisateurs des cat 1 et cat 2 sont identiques au niveau national et couvrent les frais de comptage.

Redevance mensuelle fixe	2026	2025	Variation		2024	2023
			Nominale	Relative		
Cat 1 [€/mois]	8.69	8.64	0.05	0.58%	7.92	7.74
Cat 2 [€/mois]	48.85	43.86	4.99	11.38%	37.79	41.64

Le dernier tableau montre l'évolution des frais de réseau annuels, estimés pour différents types de clients¹². Les chiffres pour 2023, 2024 ne tiennent pas compte de la prise en charge par l'État des frais d'utilisation réseau des clients des catégories 1 et 2.

Coût annuel de l'utilisation réseau Dudelage [€/MWh]	2026	2025	Variation	2024	2023
CR - 27,5 MWh - CAT 1	31.30	30.06	4.12%	21.81	17.31
CR - 135 MWh - CAT 1	28.28	27.06	4.52%	19.06	14.62
CI - 275 MWh - CAT 2	27.60	28.02	-1.49%	16.25	12.53
CI - 1,5 GWh CAT 3	19.10	21.36	-10.60%	12.37	13.20
CI - 15 GWh - CAT 3	15.01	17.17	-12.62%	8.74	9.70

¹² Client résidentiel avec une consommation annuelle de 27 500 kWh, un compteur de la catégorie 1 (G4-G16) et une puissance installée de 25 kW.

Client résidentiel avec une consommation annuelle de 135 000 kWh, un compteur de la catégorie 1 (G4-G16) et une puissance installée de 120 kW, par exemple pour des maisons à appartements.

Client industriel avec une consommation annuelle de 275 000 kWh, un compteur de la catégorie 2 (G25) et une puissance installée de 175 kW.

Client industriel avec une consommation annuelle de 1 500 000 kWh, un compteur de la catégorie 3 (G65) et une puissance installée de 750 kW.

Client industriel avec une consommation annuelle de 15 000 000 kWh, un compteur de la catégorie 3 (G250) et une puissance installée de 3 750 kW. Les frais d'utilisation réseau incluent la remise pour clients effaçables.