



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

LES TARIFS
D'UTILISATION DES
RÉSEAUX DE TRANSPORT
ET DE DISTRIBUTION
D'ÉLECTRICITÉ EN 2025
V1.0 DU 3 DÉCEMBRE
2024

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

Première partie : rapport sur les coûts à transposer en tarifs

1.	Coûts à transposer en tarifs : Base légale.....	4
2.	Contexte	4
2.1.	Nécessité d'investir	4
2.2.	Des tarifs adaptés aux enjeux	5
3.	Investissement, mise en perspective	6
4.	Évolution de la base de coûts à transposer en tarifs.....	8
4.1.	Coûts liés au financement des actifs immobilisés.....	8
4.2.	Charges d'exploitation	8
4.3.	Compte de régulation	9
5.	Évolution de la base de coût par niveau de tension.....	10
5.1.	Coûts du comptage.	10
5.2.	Coûts pour l'utilisation des réseaux.....	10
5.2.1.	Évolution des coûts 220 kV	11
5.2.2.	Évolution des coûts 65 kV	11
5.2.3.	Évolution des coûts 20 kV	12
5.2.4.	Évolution des coûts en 400 V	12
6.	Recettes à générer.....	13
6.1.	Mécanisme de cascade des coûts	14
6.2.	Recettes à générer par niveau de tension	14
6.3.	Évolutions des recettes par niveau de tension	15
6.3.1.	220kV.....	15
6.3.2.	65kV.....	16
6.3.3.	20kV.....	17
6.3.4.	400V.....	18

Deuxième partie : rapport sur la structure tarifaire en basse tension

1.	Structure tarifaire basse tension : Introduction.....	19
2.	Dispositions réglementaires	19
3.	Le paramétrage de la structure tarifaire	20
3.1.	Un juste équilibre entre plusieurs objectifs.....	21
3.1.1.	Réflexivité des tarifs par rapport aux coûts	21
3.1.2.	L'impact sur les différents groupes de consommateurs	22
3.1.3.	Un signal tarifaire accessible aux utilisateurs du réseau équipés de technologies intelligentes	24
3.1.4.	La simplicité pour l'utilisateur standard.....	24

3.1.5.	Conclusion	25
3.2.	Les cas particuliers	25
3.3.	Les modalités d'attribution de la puissance de référence	26

Par ses décisions du 28 novembre 2024¹, la direction de l'ILR a approuvé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution proposés par **les gestionnaires de réseau Creos, Sudstroum, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck** pour l'année 2025.

Première partie : rapport sur les coûts à transposer en tarifs

1. Coûts à transposer en tarifs : Base légale

En vertu de l'article 20 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, 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/E24/18 arrêtant la méthodologie de détermination des coûts à transposer en tarifs pour la période de régulation 2025-2028. Le règlement ILR/E24/34 du 22 juillet 2024 fixe le coût moyen pondéré du capital applicable aux investissements de l'année 2025.

Les règlements ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 et ILR/E24/33 du 12 juillet 2024 complète le dispositif en établissant les règles qui permettent aux opérateurs de réseaux de proposer des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels ainsi que des services accessoires selon la structure tarifaire adoptée.

2. Contexte

2.1. Nécessité d'investir

La transition vers les énergies renouvelables et l'électrification d'applications jusqu'à présent principalement alimentées par des énergies fossiles induisent des changements significatifs au niveau du secteur énergétique, et ce, tant au niveau de l'exploitation technique que des marchés.

Dans le secteur de l'électricité, les réseaux constituent une infrastructure essentielle permettant l'acheminement de l'électricité, ceux-ci sont des biens d'utilité publique permettant d'assurer, à tout moment, l'adéquation entre la consommation et la production.

Le système électrique a évolué progressivement d'une situation dans laquelle la production était centralisée et s'adaptait à la demande, laquelle était quasiment complètement inélastique, vers un système dans lequel les productions sont de plus en plus décentralisées et intermittentes et où la demande serait appelée à proposer un certain niveau de flexibilité et ainsi mieux s'adapter à la disponibilité de la production. Cette nouvelle donne crée cependant de nouveaux enjeux pour les gestionnaires de réseaux.

La transition énergétique et l'électrification de nos sociétés impliquent une augmentation des flux d'énergie, une augmentation de la capacité requise sur les réseaux et une augmentation de la probabilité d'usages simultanés, responsables des pointes et potentiellement de congestions sur les réseaux.

Il en découle une nécessité d'augmenter et d'optimiser le niveau d'utilisation des infrastructures existantes, de débloquer le potentiel de flexibilité et d'investir judicieusement dans le développement de réseaux intelligents.

¹ https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Decisions-et-reglements-ILR/_layouts/15/ILR.Internet/Publications.aspx

Au niveau européen, pour contribuer à la mise en œuvre du Green Deal européen, la Commission européenne a publié en novembre 2023 un plan d'action pour le réseau (COM/2023/757) contenant une liste d'actions visant à garantir que les réseaux électriques européens transfrontaliers et locaux fonctionnent plus efficacement et qu'ils soient déployés plus largement et plus rapidement.

Les constats posés au niveau européen sont partagés par l'ensemble des États membres avec toutefois des degrés variables quant à l'ampleur des efforts à consentir.

Les investissements à consentir sont particulièrement importants au niveau des réseaux de distribution et de leur intégration avec les réseaux de transport pour permettre une électrification massive des secteurs des transports, du chauffage et de l'industrie, intégrer les énergies renouvelables et résister aux phénomènes météorologiques extrêmes plus fréquents ainsi qu'aux cybermenaces.

Globalement, compte tenu la demande croissante liée à l'électrification de la société (mobilité, chauffage, l'industrie, etc.) et à la production d'hydrogène, la consommation d'électricité dans l'UE devrait augmenter d'environ 60 %² d'ici à 2030, de sorte que les réseaux devront devenir plus numérisés, décentralisés et flexibles, avec des millions de panneaux solaires sur les toits, des pompes à chaleur et des communautés énergétiques locales partageant leurs ressources, davantage d'énergies renouvelables on et offshore.

Il s'ensuit que les réseaux doivent disposer de capacités supplémentaires à une échelle massive. Plus particulièrement, selon certains experts, les volumes d'investissement dans les systèmes de distribution devraient doubler entre 2025 et 2050 par rapport à la moyenne des investissements réalisés entre 2020 et 2023³. Bien que ces besoins d'investissements représentent une augmentation significative, le coût de l'inaction serait encore plus élevé.

Ces constats sont globalement applicables au niveau du Luxembourg

En effet, en se référant au PNEC⁴, les prévisions postulent que la consommation totale d'électricité en 2030 augmenterait de 34% par rapport à l'année 2023. L'augmentation affichée à l'horizon 2040 étant quant à elle estimée à 69%.

Les gestionnaires de réseaux sont donc appelés à anticiper les besoins et à investir de manière efficiente pour maintenir le niveau de qualité dont bénéficie les consommateurs luxembourgeois et la sécurité d'approvisionnement énergétique.

2.2. Des tarifs adaptés aux enjeux

C'est pour cela que la nouvelle méthodologie tarifaire mise en œuvre par le règlement ILR/E24/18 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 explique et nomme objectivement 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 le 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.

² Grid Action Plan (COM/2023/757) – plan d'action de l'UE pour les réseaux

³ <https://powersummit2024.eurelectric.org/grids-for-speed/>

⁴ Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030-Mise à jour juillet 2024 / tableau 55

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.

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. Investissement, mise en perspective

Afin de soutenir le développement économique du pays et d'accompagner la croissance permanente de la population, des investissements réguliers dans les réseaux sont indispensables pour maintenir un niveau de sécurité et de qualité d'approvisionnement adéquat.

Dans ce cadre, les évolutions démographique, sociale et économique attendues d'ici 2030 se traduiraient par une augmentation globale des besoins en électricité de plus de 30 %⁵ par rapport à la situation actuelle.

La production d'énergie au départ de source renouvelable continuerait de progresser et l'on anticipe un doublement des capacités installées au cours de la même période.

Malgré cette évolution favorable des moyens de production au niveau national, le pays reste dépendant de l'intégration dans le marché intérieur européen et les importations restent prépondérantes pour couvrir les besoins en électricité.

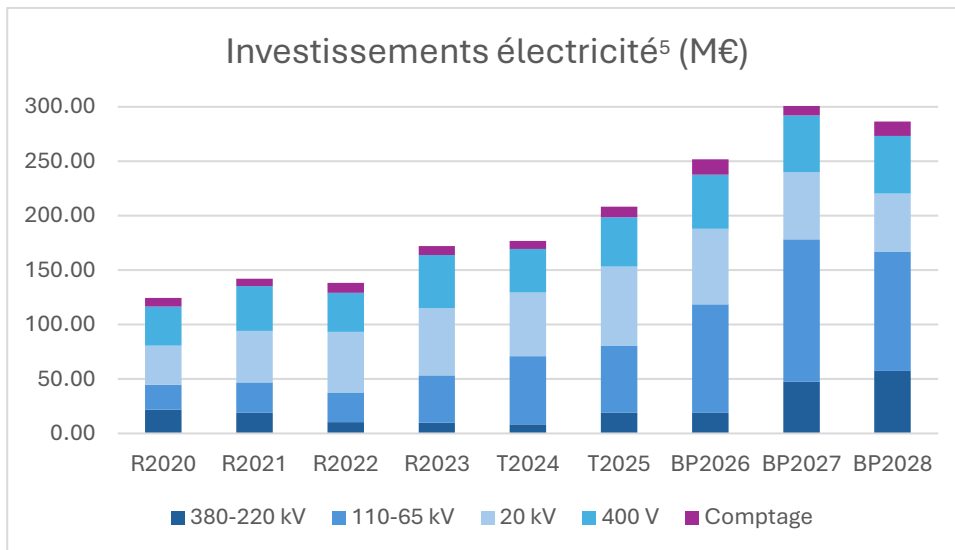
À ce titre, la capacité d'importation doit être augmentée. Ainsi par exemple, le « projet 380 » de Creos devrait permettre de sécuriser une capacité d'importation de pointe de l'ordre de 1 500 MW, contre environ 980 MW actuellement

Par ailleurs, la flexibilité de la demande, par exemple en matière de processus industriels ou l'utilisation de charges flexibles comme les véhicules électriques ou les pompes à chaleur, si elle est efficacement mobilisée, pourrait contribuer de manière significative à la réduction de la charge de pointe. Cette mobilisation nécessite toutefois des investissements pour rendre les réseaux plus intelligents et les interactions plus digitales.

Dans ce cadre, la modernisation des réseaux aptes à gérer des flux de plus en plus variables nécessite de poursuivre les investissements en équipements de mesure, de surveillance et de télécommande.

Les dépenses d'investissement dans les réseaux et les installations de comptage réalisées au cours des années 2020 à 2023, les montants prévisionnels correspondant retenus pour l'établissement des tarifs 2024 et 2025, et finalement les chiffres indicatifs des business plan prévisionnels pour les années 2026 à 2028, confirment les constats posés ci-avant.

⁵ Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg, 31. Juli 2024



6

Globalement le niveau des investissements moyens sur la période 2020 – 2024 s’établit à un peu plus de 150 M€ par an.

Les investissements envisagés dans le cadre des plans de développement des réseaux de transport et de distribution d’électricité pour la période 2025-2028 mettent en avant un niveau moyen d’investissement annuel de l’ordre de 260 M€.

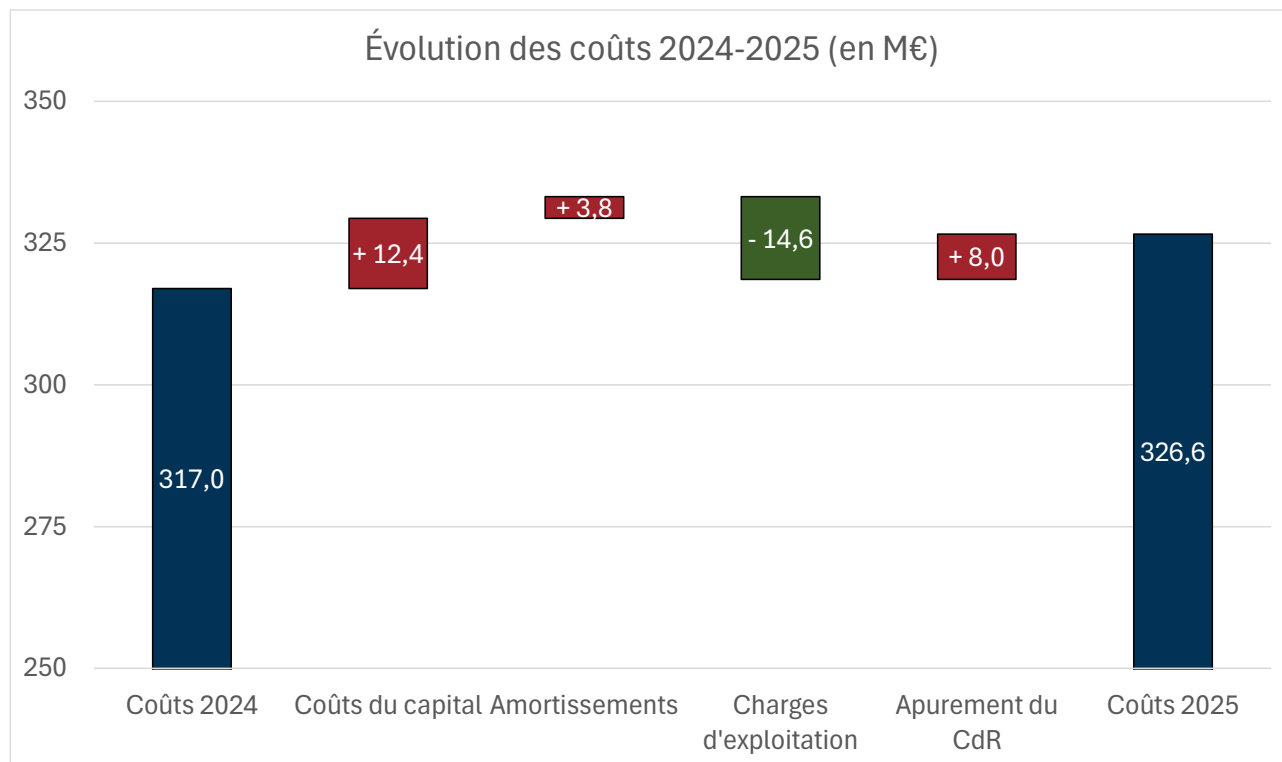
Si la tendance est facilement observable et correspond aux ambitions pour le pays, il convient toutefois d’être prudent, particulièrement en matière de prévisions tant en termes de délais de réalisation que de coût.

En effet, le contexte économique global reste volatile lorsqu’il est question du prix des équipements et des services que les opérateurs de réseaux doivent se procurer. En effet, pour ce qui concerne le coût des ressources externes (matériel et services) les conditions de marché sont relativement tendues en cette période où tous les opérateurs de réseaux européens investissent massivement dans les réseaux alors que le volume de production des équipements autant que les compétences et ressources humaines nécessaires sont limités à court et moyen terme.

Ce contexte souligne, si besoin était, la pertinence et l’importance de la mise en œuvre des dispositions de l’article 27bis de la loi électricité du 1^{er} 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 deviennent 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.

⁶ Données pour l’ensemble des gestionnaires de réseaux. Pour les années 2026 à 2028, extrapolation par moyenne mobile pour Sudstrom, ville de Diekirch et ville d’Ettelbruck à partir des données 2024 et 2025.

4. Évolution de la base de coûts à transposer en tarifs



4.1. Coûts liés au financement des actifs immobilisés

Les coûts à transposer en tarifs reflètent l'ambitieux programme d'investissements destiné à assurer la sécurité d'approvisionnement et faciliter la décarbonisation de la société au Grand-Duché de Luxembourg. Ces investissements se traduisent par une croissance nette de la base d'actif à financer.

Les tarifs sont en outre établis dans un contexte économique caractérisé par une inflation relativement importante et le renchérissement du coût des capitaux, c'est la raison pour laquelle les taux de rémunération applicables pour l'élaboration des tarifs 2025 s'élèvent respectivement à 5,06 % pour les actifs immobilisés avant 2025 et à 6,37 % pour les investissements à partir du 1^{er} janvier 2025, là où le taux en vigueur auparavant était de 4,81 % (2020-2024).

Par conséquent, le coût de financement augmente de respectivement 12,4 M€ pour la rémunération des capitaux investis et 3,8 M€ pour les amortissements.

4.2. Charges d'exploitation

Les charges opérationnelles à couvrir par les tarifs 2024 sont établies sur base de l'extrapolation des charges réelles observées pour l'année de référence, en l'occurrence l'année 2019, conformément au règlement modifié ILR/E20/22 du 26 mai 2020. Les autres charges d'exploitation se rapportant à l'achat d'énergie, de services auxiliaires reflètent quant à elles les conditions de marché.

Les tarifs proposés pour 2025 se basent pour la première fois sur une vision prospective permettant de mettre en évidence les ressources opérationnelles et les moyens nécessaires à la réalisation des missions essentielles des opérateurs de réseaux.

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 2025 restent maîtrisées et sont cohérentes avec l'augmentation du niveau d'activité en matière de développement des réseaux et avec l'amélioration conditions de marché en matière de prix de l'énergie pour la couverture des pertes et l'achat des services auxiliaires prestés par Amprion, gestionnaire du réseau de transport allemand.

Globalement les dépenses prévisionnelles pour l'exercice 2025 affichent une diminution de 14,6 M€ par rapport à celles prévues dans le cadre de l'établissement des tarifs 2024.

4.3. Compte de régulation

Le compte de régulation 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.

En 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 (5) du règlement ILR/E24/18 du 28 juin 2024.

Dans le cadre de l'établissement des tarifs pour l'année 2024, l'apurement du compte de régulation a conduit globalement à diminuer l'enveloppe des coûts à transposer en tarif à concurrence de 12,7 M€. Pour l'exercice 2025, l'apurement du compte de régulation a permis de diminuer l'enveloppe des coûts à couvrir de 4,7 M€. L'impact de ce poste en termes d'évolution du niveau des charges entre 2024 et 2025 conduit ainsi à observer une augmentation de la base de coûts à couvrir par les tarifs de 8,0 M€.

L'apurement du compte de régulation opéré dans le cadre des tarifs 2024 concernait principalement la régularisation de recettes excédentaires perçues sur la période de janvier à août 2023⁷. L'excédent de revenu ayant été intégralement régularisé sur l'année 2024, il y a globalement moins d'apurement venant réduire la base des coûts à couvrir par les tarifs 2025.

⁷ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1149.pdf>

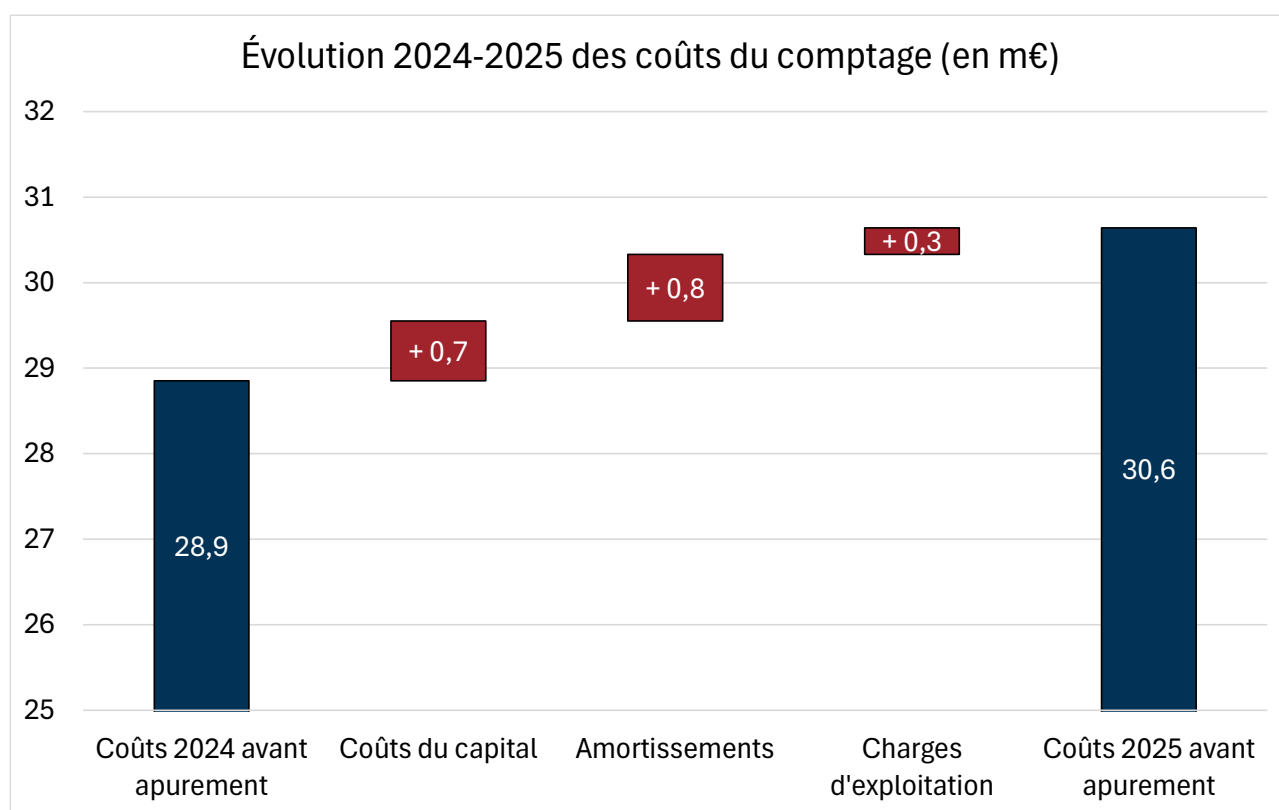
5. Évolution de la base de coût par niveau de tension

L'enveloppe globale des coûts à transposer en tarifs est établie de sorte à pouvoir distinguer les coûts liés à l'activité de comptage des coûts liés à l'utilisation du réseau. Ces coûts seront ensuite déclinés en recettes à générer par les tarifs correspondants, en l'occurrence les tarifs d'utilisation et les tarifs pour le comptage.

5.1. Coûts du comptage

Pour ce qui concerne le comptage, les évolutions observées entre 2024 et 2025, reflètent l'expansion de l'infrastructure qui se traduit par une augmentation des coûts de financement (amortissements, coûts du capital), mais également la mise en place de la plateforme nationale de données Leneda.

Il s'agit de mettre en œuvre une nouvelle organisation des communications de marché et de nouveaux processus pour la gestion et la communication des données de comptage, en ligne avec les meilleures pratiques observées dans le domaine et en conformité avec le cadre européen, notamment en matière d'interopérabilité et d'accès aux données de comptage⁸.

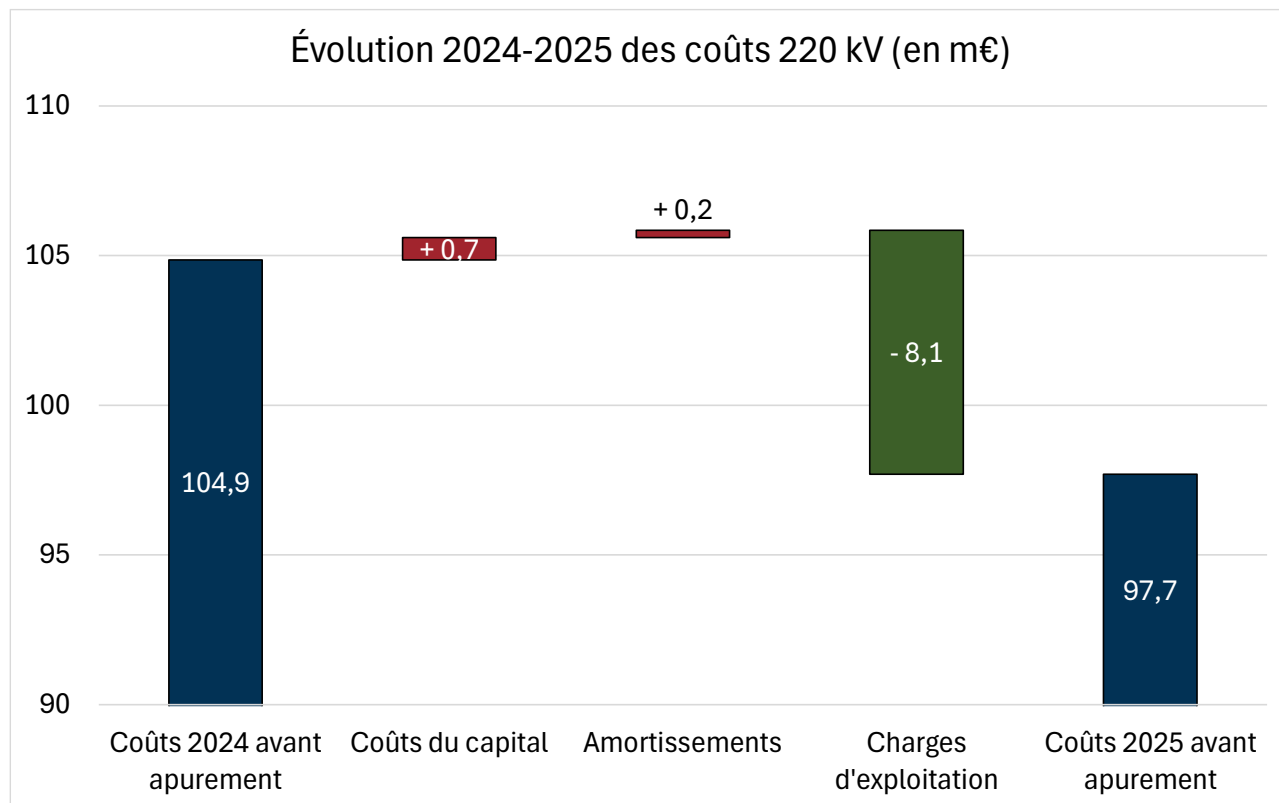


5.2. Coûts pour l'utilisation des réseaux

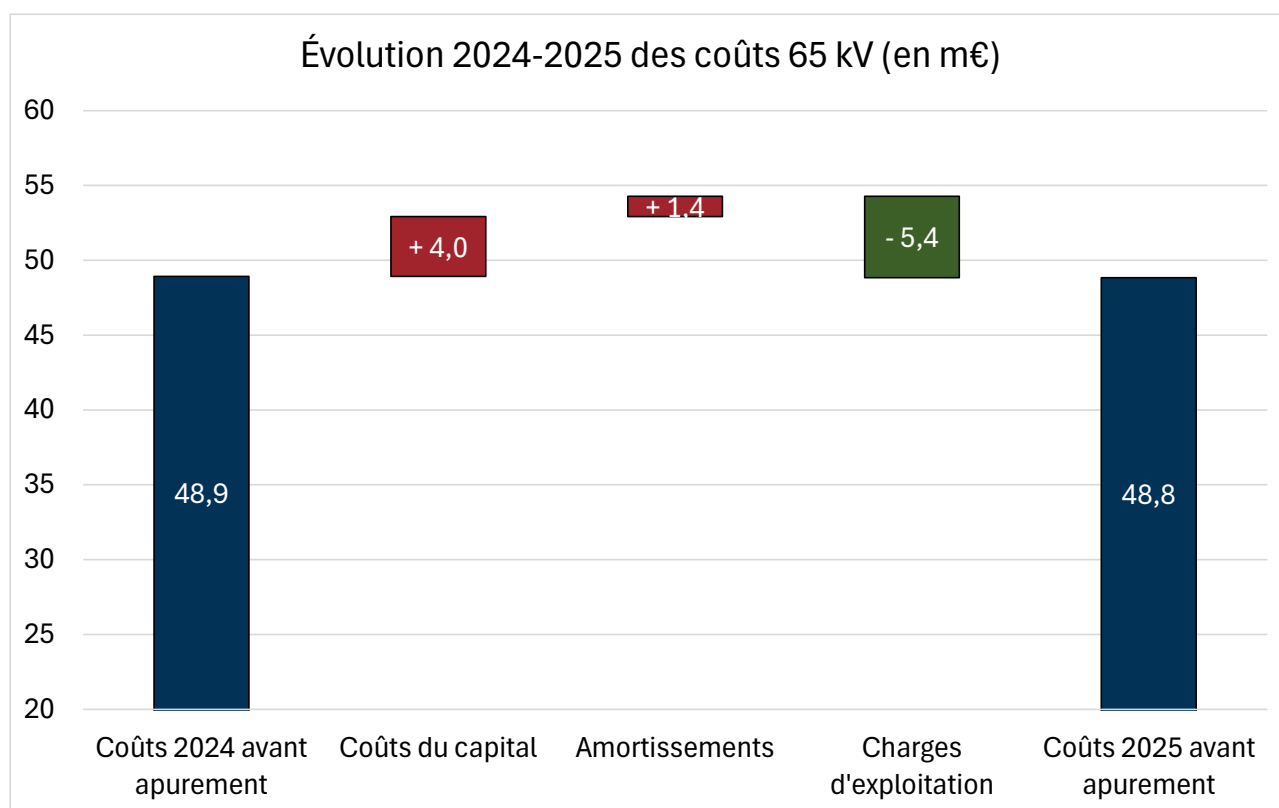
Bien évidemment les différents niveaux de tensions sont interconnectés et font partie du tout permettant d'assurer l'équilibre en temps réel entre production et consommation tout en garantissant des critères de qualité comme la fréquence et la tension. Il est cependant possible d'identifier la base de coûts propre à chaque niveau de tension de sorte à établir finalement les tarifs les plus représentatifs des coûts pour chacun de ceux-ci. De manière générale les constats relatifs à l'évolution de l'enveloppe globale des coûts restent valables lorsqu'il est question des coûts par niveau de tension avec toutefois certaines modulations.

⁸ https://energy.ec.europa.eu/news/commission-adopts-new-implementing-act-improve-access-metering-and-consumption-data-2023-06-06_en

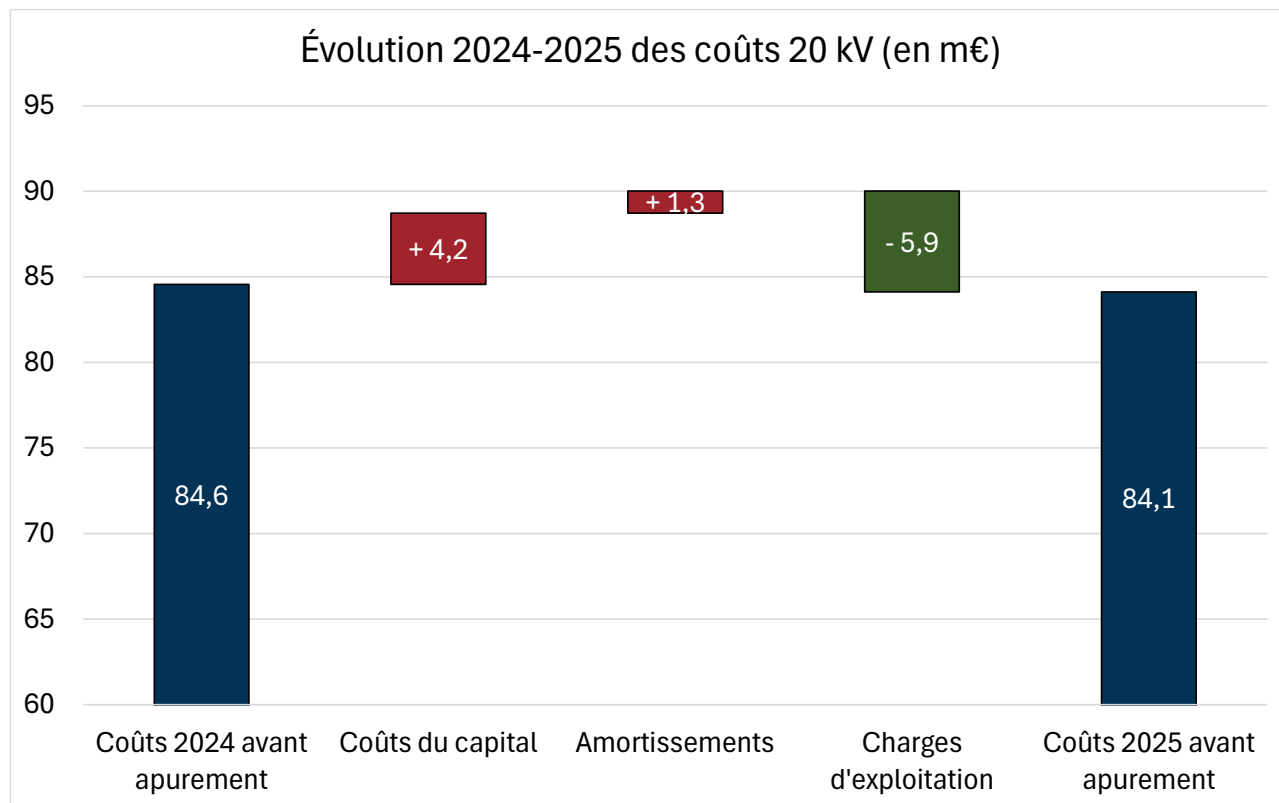
5.2.1. Évolution des coûts 220 kV



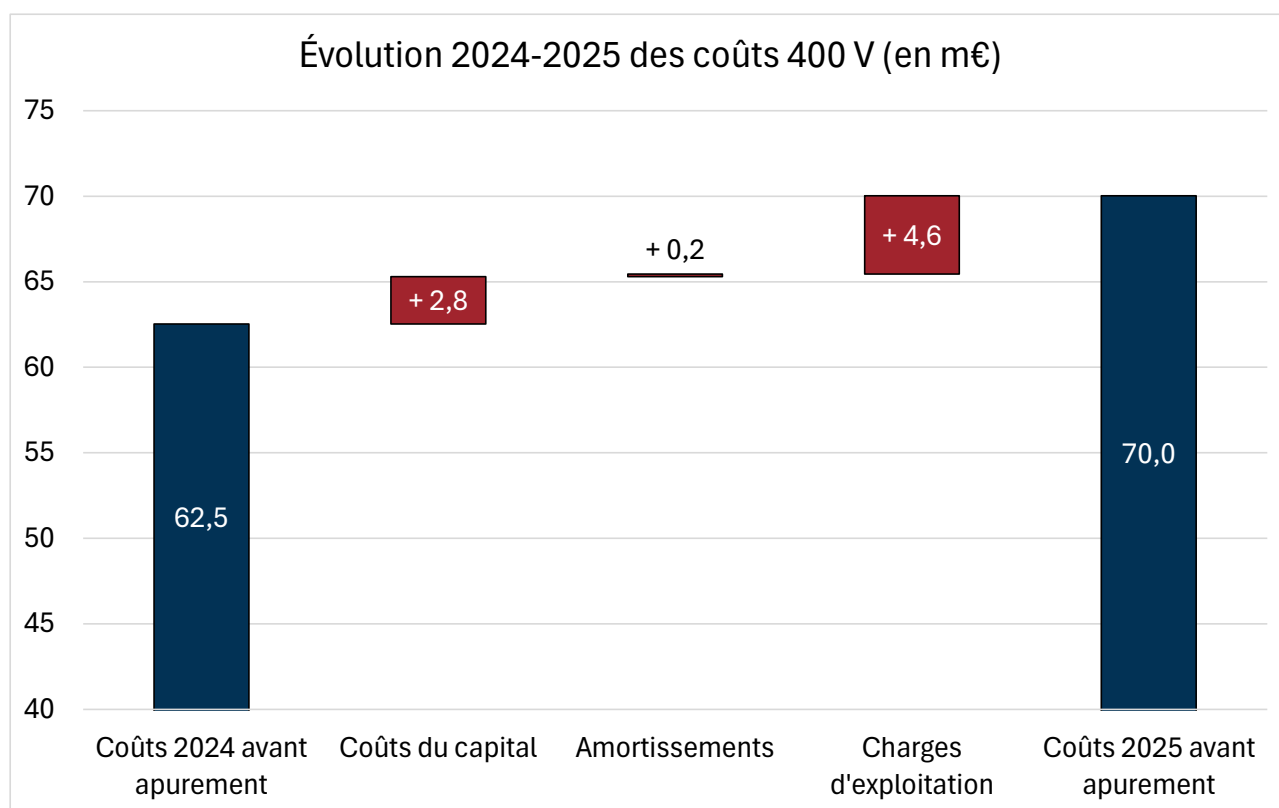
5.2.2. Évolution des coûts 65 kV



5.2.3. Évolution des coûts 20 kV



5.2.4. Évolution des coûts en 400 V



L'évolution des charges d'exploitation en basse tension appelle une série de commentaires spécifiques.

Pour rappel, les charges opérationnelles à couvrir par les tarifs 2024 sont établies sur base de l'extrapolation des charges réelles observées pour l'année de référence, en l'occurrence l'année 2019, conformément au règlement modifié ILR/E20/22 du 26 mai 2020.

Les coûts pour 2025 sont établis pour la première fois sur base d'une vision prospective permettant de mettre en évidence les ressources opérationnelles et les moyens nécessaires pour correspondre aux besoins anticipés par les gestionnaires de réseaux pour la période considérée.

Or, que ce soit dans le cadre de la transition énergétique ou d'électrification de la société, de nouveaux besoins sont progressivement apparus, et de manière relativement plus prépondérante pour les utilisateurs des réseaux 400 V. Par conséquent, les moyens à mettre en œuvre pour les couvrir ont suivi.

À titre d'illustration, l'augmentation significative de la production décentralisée domestique, principalement photovoltaïque, l'organisation de l'autoconsommation, du partage d'énergie, les communautés énergétiques et tous les processus d'acquisition et de traitement d'un volume croissant de données à mettre à disposition des utilisateurs de réseaux et de leurs mandataires autorisés sont à évoquer.

La pénétration des nouvelles technologies étant relativement récente en basse tension, il est également nécessaire de lancer des projets d'innovation pour valider les solutions techniques et développer des compétences nouvelles en matière de gestion des réseaux, de planification des flux et des besoins en capacité, par exemple dans le cadre de l'intégration harmonieuse de la mobilité électrique et des productions d'électricité décentralisées intermittentes sur les réseaux 400 V.

Un des objectifs principaux de la nouvelle méthodologie de détermination des coûts à transposer en tarifs est précisément de refléter les coûts les plus représentatifs des ressources à mobiliser pour correspondre aux objectifs de la période considérée, à savoir 2025, et non pas simplement une extrapolation de dépenses historiques.

Par conséquent les évolutions constatées entre 2024 et 2025 reflètent l'évolution des moyens et des ressources affectées aux développements en 400 V.

Ces changements traduisent la réallocation de ressources auparavant mobilisées majoritairement pour d'autres niveaux de tension et une augmentation globale des coûts spécifiques pour le niveau 400 V.

6. Recettes à générer

Le revenu maximal autorisé d'un gestionnaire de réseau correspond au niveau du chiffre d'affaires que le gestionnaire de réseau est autorisé à réaliser moyennant les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs des services accessoires prélevés auprès des utilisateurs du réseau. Ces revenus maximaux se basent sur une estimation prévisionnelle des moyens, financiers et humains, à mobiliser par un gestionnaire de réseau efficient pour l'exercice de ses missions dans l'intérêt de la collectivité.

Les revenus maximaux autorisés sont donc des revenus prévisionnels que les tarifs doivent générer pour couvrir les coûts qu'un gestionnaire de réseau efficient doit encourir dans l'exercice de ses missions légales.

Pour déterminer les revenus à générer et les tarifs correspondants, dans une logique de réfectivité des coûts et des usages, il convient donc d'affecter les coûts aux comportements, aux usages qui les génèrent ou qui, à tout le moins, les influencent de manière significative.

La dimension pertinente pour l'analyse est ici le niveau de tension. En effet de manière générale, chaque niveau de tension se caractérise par un réseau qui lui est propre et qui remplit fondamentalement deux

fonctions. La première est d'alimenter ou d'absorber la production des utilisateurs de réseau raccordés à ce niveau de tension, la seconde est d'alimenter les réseaux en aval, et le cas échéant d'absorber leurs excédents de production.

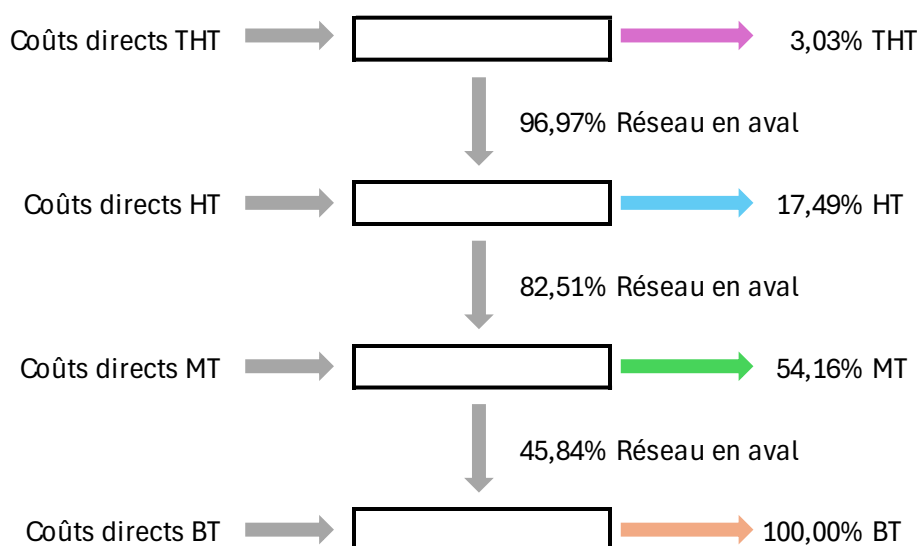
C'est ainsi que les coûts identifiés pour chaque niveau de tension doivent être en partie affectés aux réseaux en aval. C'est le mécanisme de cascade des coûts entre les niveaux de tension qui permet de déterminer les recettes à générer par les tarifs applicables aux utilisateurs de chaque niveau.

Ce mécanisme de cascade se base autant que possible sur des éléments objectifs et mesurables, représentatifs de la réalité technique en application du principe de réflectivité des coûts.

6.1. Mécanisme de cascade des coûts

Actuellement, le mécanisme de cascade du revenu maximal autorisé imputé à un niveau de tension vers les niveaux de tension situés en aval est réalisé au prorata de la puissance maximale prévisionnelle demandée par les niveaux en aval au moment de la puissance maximale prévisionnelle du niveau considéré.

En se fondant sur les volumes de prélèvements prévisionnels, la cascade pour 2025 conduit à allouer les coûts de la manière suivante :



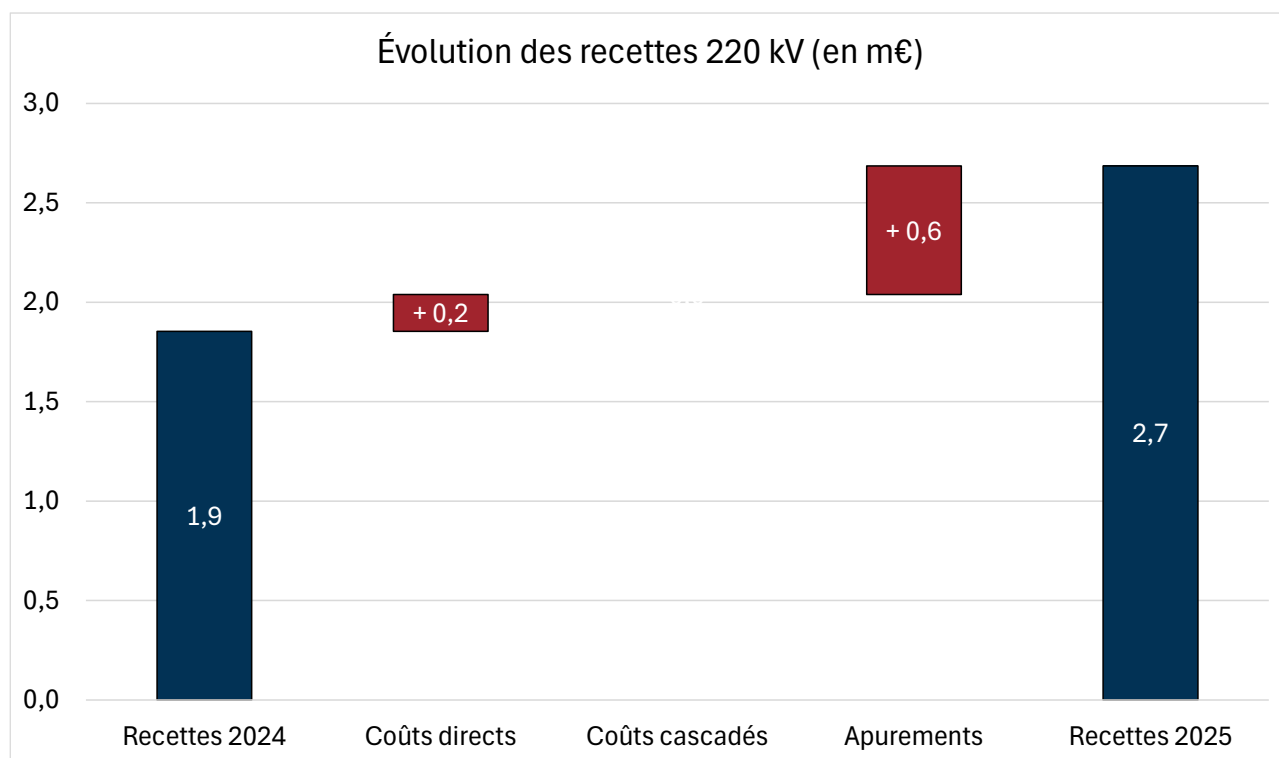
Par rapport à la cascade 2024, on constate que les puissances de prélèvement prévisionnelles affichent une décroissance relative en haute (HT) et moyenne tension, notamment en raison de l'adoption de l'autoconsommation d'une part, et une augmentation des besoins en capacité et de la contribution à la pointe du système des utilisateurs en très haute (THT) et en basse tension (BT), d'autre part.

6.2. Recettes à générer par niveau de tension

Pour finaliser le processus conduisant à l'établissement des recettes à générer par les tarifs, il convient, après la cascade, d'intégrer l'apurement du compte de régulation tel qu'identifié pour chaque niveau de tension et pour chaque service accessoire.

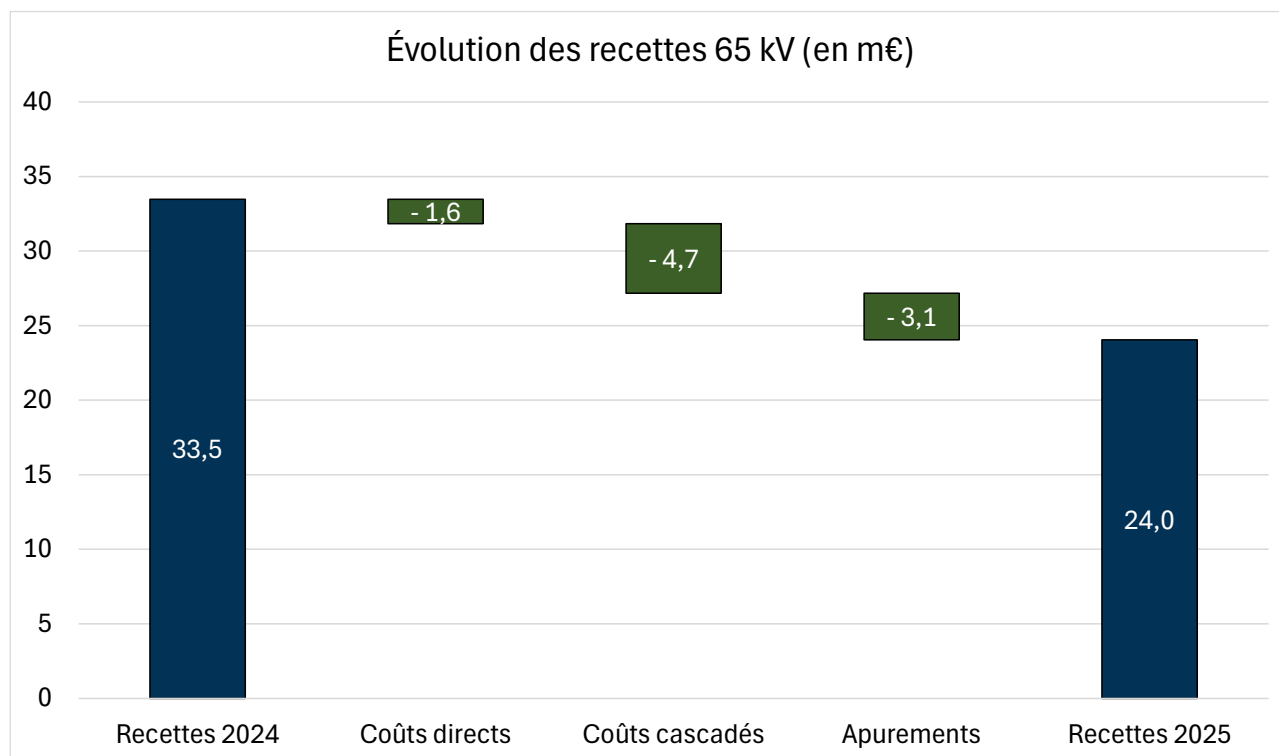
6.3. Évolutions des recettes par niveau de tension

6.3.1. 220 kV



Par rapport à 2024, l'évolution de la puissance maximale prévisionnelle demandée par les utilisateurs du réseau 220 kV conduit à une augmentation des coûts directement affectés au 220 kV et dans le même temps, l'apurement du compte de régulation pour ce niveau de tension conduit également à augmenter le niveau des recettes à générer par les tarifs 2025.

6.3.2. 65 kV



Par rapport à 2024, l'évolution de la puissance maximale prévisionnelle demandée par les utilisateurs du réseau 65 kV conduit à une diminution des coûts directement affectés au 65 kV. Dans le même temps, l'évolution de la puissance de prélèvement demandée sur les réseaux en aval conduit à augmenter le niveau des coûts cascades. Finalement, l'apurement du compte de régulation pour ce niveau de tension réduit encore le niveau des recettes à générer par les tarifs 2025 en 65 kV.

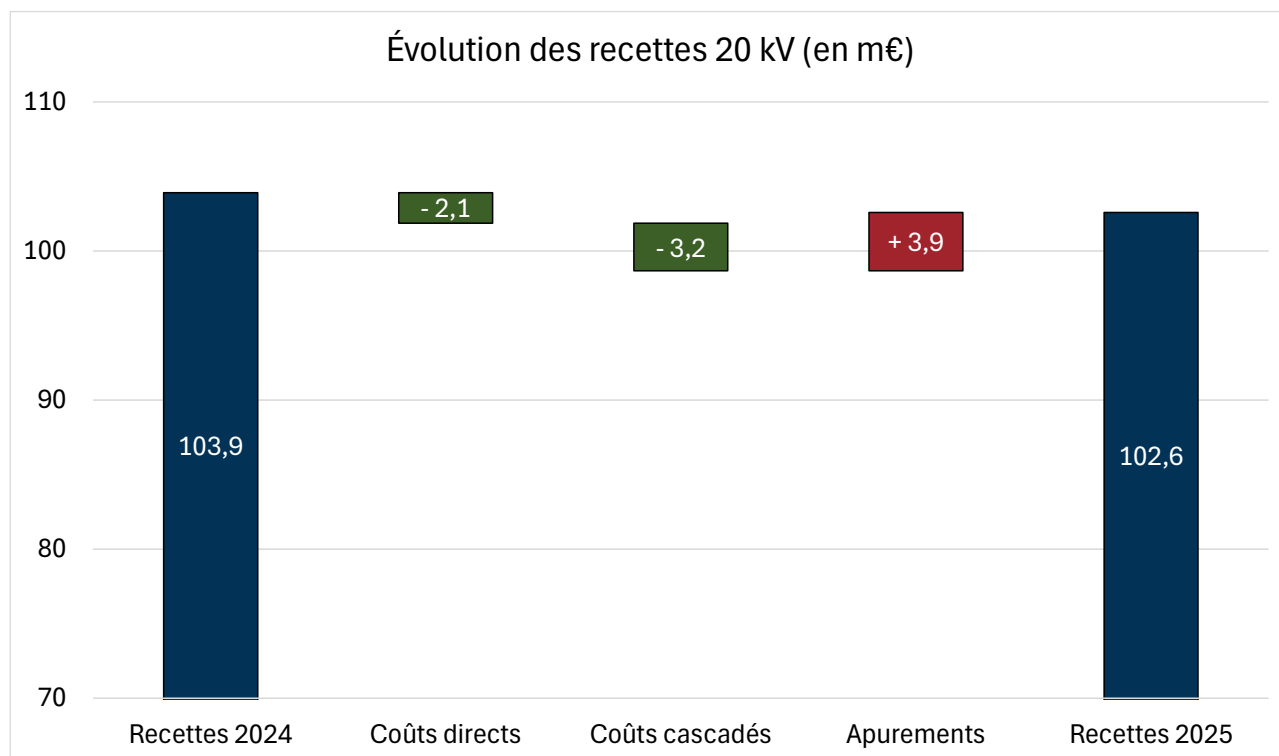
Le tarif d'utilisation du réseau 65 kV ne diminue cependant pas dans les mêmes proportions que les recettes prévisionnelles. En effet, les puissances et volumes de prélèvement prévisionnels étant moins élevés, la diminution observée au niveau des tarifs unitaires n'est pas de la même envergure.

Le coût du réseau d'un utilisateur 65 kV étant déterminé à la fois sur base de la puissance maximale quart-horaire sur l'année et sur base du volume de prélèvement annuel, l'impact dépend de la relation entre la puissance maximale du client et son volume de prélèvement. Pour la grande majorité des utilisateurs 65 kV, la baisse tarifaire se situe entre -25 % et -10 %.

L'évolution pluriannuelle des coûts du réseau d'un utilisateur type est représentée ci-dessous :

Frais réseau annuels estimés (€/MWh)				
Client type	2025	2024	2023 – sept.	2023 – jan.
CI – 65 kV > 3000 h – 5 MW et 20 GWh	26,8	30,7	30,7	35,4

6.3.3. 20 kV

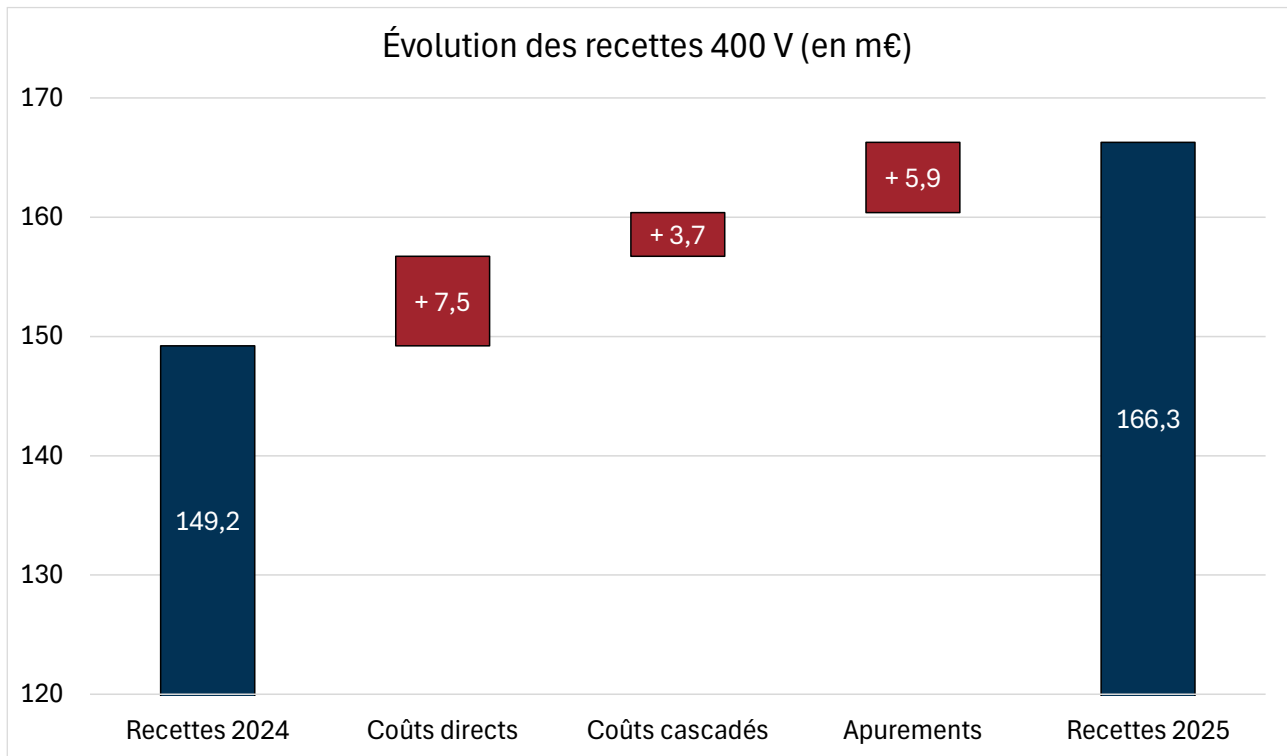


Par rapport à 2024, l'évolution des profils de prélèvement des utilisateurs du réseau 20 kV conduit à une diminution des coûts directement affectés. Dans le même temps, l'évolution des profils de prélèvement en basse tension conduit à augmenter le niveau des coûts cascades. Finalement, l'apurement du compte de régulation pour ce niveau de tension vient atténuer ces diminutions de sorte à afficher des recettes à générer par les tarifs 2025 légèrement en baisse par rapport à 2024. Ceci se reflète également au niveau des tarifs unitaires.

L'évolution pluriannuelle des coûts du réseau d'un utilisateur type est représentée ci-dessous :

Frais réseau annuels estimés (€/MWh)				
Client type	2025	2024	2023 – sept.	2023 – jan.
CI – 20 kV < 3000 h – 0,2 MW et 0,2 GWh	76,2	79,3	79,7	115,2
CI – 20 kV > 3000 h – 0,5 MW et 2 GWh	47,5	49,3	49,5	71,8

6.3.4. 400 V



Pour ce qui concerne la basse tension, tous les effets qui ont été constatés conduisent à augmenter le niveau des recettes à générer sur le réseau 400 V.

L'impact sur les différents groupes de consommateurs est décrit dans la deuxième partie du présent rapport.

1. Structure tarifaire basse tension : Introduction

Pour ce qui concerne les réseaux de distribution d'électricité en particulier, le système évolue progressivement d'une gestion généralement passive des utilisateurs du réseau, vers un système de plus en plus activement conditionné par les différents comportements de consommation et de production décentralisée par les utilisateurs du réseau.

La transition énergétique et l'électrification de nos sociétés impliquent une augmentation des flux d'énergie, une possible inversion des flux, une augmentation de la capacité requise sur les réseaux et une augmentation de la probabilité d'usages simultanés, responsables des pointes et de congestions sur les réseaux. Il en découle une nécessité d'investir dans le développement des réseaux. Mais l'horizon de temps est relativement long lorsqu'il s'agit d'investissement en infrastructure et par ailleurs, l'augmentation de la capacité des réseaux comme unique solution n'est pas souhaitable d'un point de vue économique, lorsque des alternatives sont envisageables. C'est dans ce contexte que le modèle de tarification de l'utilisation des réseaux représente un des leviers essentiels qui doit accompagner l'évolution du secteur énergétique.

La réflectivité des tarifs par rapport aux coûts et la cohérence des signaux de prix jouent un rôle crucial dans la formation des interactions entre les composants physiques du système et les utilisateurs du réseau. Fondamentalement, il s'agit d'assurer la cohérence entre la couverture des coûts d'une part, et les signaux de prix qui traduisent l'impact et la contribution aux coûts du comportement de chaque utilisateur du réseau, d'autre part. La structure tarifaire doit également contribuer à une plus grande utilisation de l'infrastructure existante et favoriser une plus grande flexibilité comme alternative, du moins temporaire, aux investissements réseaux.

Au 1^{er} janvier 2025, l'Institut luxembourgeois de Régulation (ILR) et les gestionnaires de réseaux introduiront une nouvelle structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux d'électricité pour répondre à l'évolution de l'utilisation du réseau dans un contexte de transition énergétique. Une structure tarifaire plus équitable qui, à terme, invitera le consommateur à adopter une plus grande flexibilité dans l'utilisation des réseaux et à mieux utiliser les réseaux existants.

2. Dispositions réglementaires

Le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit dans son article 18 que les redevances d'accès aux réseaux reflètent les coûts en tenant compte de l'utilisation du réseau de distribution par les utilisateurs du réseau, sont transparentes et tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux. La méthode utilisée pour déterminer les redevances d'accès aux réseaux soutient de manière neutre l'efficacité générale du système à long terme grâce à des signaux de prix adressés aux utilisateurs du réseau.

Il peut être admis que la structure tarifaire actuelle qui attribue les coûts de réseau essentiellement en fonction du volume d'électricité prélevé du réseau ne répond guère aux critères d'efficacité et de réflectivité des coûts. Or, un système tarifaire qui tient compte de la puissance de prélèvement de l'utilisateur du réseau améliore la réflectivité par rapport aux coûts du réseau occasionnés, raison pour laquelle la nouvelle tarification pour l'utilisation du réseau accordera une place plus importante à la notion de puissance.

Dès l'année 2020, l'Institut a initié le débat sur l'évolution des tarifs de réseau avec l'appui d'un expert externe DNV et en étroite concertation avec les gestionnaires de réseau. Face aux tendances de l'électrification et de la décarbonation, un scepticisme croissant a été exprimé quant au fait que le tarif actuel du réseau puisse suffisamment garantir la réflectivité des coûts, la durabilité et l'efficacité du système.

Après une étude comparative des modèles alternatifs les plus prometteurs, l'Institut a proposé le modèle de la puissance de référence en consultation publique⁹ à la suite de laquelle les éléments clé de la structure tarifaire ont été définis à travers le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 arrêtant la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux d'électricité basse tension¹⁰.

La loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité dispose que les gestionnaires de réseau soumettent leur proposition tarifaire à l'Institut au plus tard quatre mois avant l'expiration régulière des tarifs précédemment acceptés. La proposition est donc parvenue à l'Institut le 31 août 2024. Ce dossier comprend, à côté du paramétrage de la structure tarifaire, l'ensemble des éléments permettant d'apprécier les coûts budgétés 2025 pour le développement et l'exploitation des réseaux conformément au règlement ILR/E24/18 du 28 juin 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 - Détermination des coûts à transposer en tarifs¹¹.

Les décisions de l'ILR du 28 novembre 2024 approuvent la proposition tarifaire des gestionnaires de réseau sur base d'un revenu maximal autorisé de 326,6 millions d'euros pour 2025, dont 166,3 millions d'euros seront à couvrir par le tarif d'utilisation du réseau basse tension (hors tarifs de comptage) ce qui correspond à une augmentation de 11 % par rapport au tarif 2024. Les raisons de l'évolution des tarifs d'utilisation du réseau sont détaillées dans la première partie du présent rapport.

3. Le paramétrage de la structure tarifaire

Le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 prévoit que les tarifs d'utilisation du réseau basse tension (BT) comprennent une redevance fixe qui différencie selon la puissance de référence¹², un supplément pour le dépassement de la puissance de référence et une redevance volumétrique. Les redevances sont applicables aux points de fourniture de prélèvement et peuvent différer en fonction de plages horaires statiques ou dynamiques. La redevance fixe différencie selon la puissance de référence. Le supplément de dépassement s'applique au volume d'électricité en dépassement¹³. La redevance volumétrique s'applique au volume d'électricité prélevé du réseau.

Le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 ne définit cependant pas les valeurs de ces redevances qui font l'objet de la proposition tarifaire des gestionnaires de réseau, qui est soumise à l'approbation de

9

https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Consultations/_layouts/15/ILR.Internet/ConsultationsDetail.aspx?cid=117&wid={B85F1184-06D2-4B8E-9A21-0C545B8D293C}&Source=https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Consultations

¹⁰ <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2023/11/15/a793/jo>

¹¹ <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2024/06/28/a290/jo>

¹² puissance de prélèvement attribuée à l'utilisateur du réseau, qui sert à la détermination du volume d'électricité en dépassement

¹³ pour chaque quart d'heure, la différence positive entre la puissance quart-horaire prélevée et la puissance de référence, le tout divisé par quatre

l'Institut au plus tard le 31 août de chaque année. Le nombre de catégories de puissance de référence fait également partie de la proposition tarifaire.

Pour déterminer les valeurs des redevances, les gestionnaires de réseau ont dû fixer certains paramètres.

Le premier paramètre est la part des revenus prévisionnels qui est couverte par la redevance volumétrique. Aujourd'hui, avec la structure tarifaire de 2024, cette part est de 75%, le solde de 25% étant couvert à travers une redevance forfaitaire, identique pour chaque utilisateur disposant d'un raccordement standard, indépendamment de son profil de puissance. En 2025, la part des revenus couverte par la redevance volumétrique est réduite à 68% et la part forfaitaire est remplacée par la part capacitaire qui couvre ainsi 32% des revenus prévisionnels en basse tension. La part capacitaire est constituée des revenus issus de la redevance fixe et du supplément pour le dépassement.

Ensuite, la redevance fixe se compose d'un montant de base et d'un montant correspondant au niveau de la puissance de référence. Le montant de base, redevable par chaque utilisateur et qui rémunère les coûts fixes qui ne sont pas déterminés par le volume ou la puissance, est fixé à 60 EUR/an pour l'année 2025. Puis, une valeur unitaire de la puissance est calibrée ensemble avec le supplément pour le dépassement afin de générer exactement les 32 % des revenus prévisionnels. Le niveau du tarif pour le dépassement doit être suffisamment élevé pour constituer une incitation à éviter les pointes prolongées de consommation sans cependant être trop élevé ce qui classerait les utilisateurs dans une catégorie de puissance de référence proche de leur puissance maximale. Il en résulte une valeur unitaire de 24,46 EUR/kW/an et un supplément pour le dépassement de 0,1139 EUR/kWh, qui s'applique au volume d'électricité en dépassement. La redevance fixe est ensuite déterminée en additionnant le montant de base et le montant correspondant au niveau de la puissance de référence, ici à l'exemple de la redevance fixe pour la catégorie 3 kW : redevance fixe = $60 + 3 \times 24,46 = 133,38$ EUR/an = 11,11 EUR/mois.

Il en résulte la grille tarifaire suivante pour les 8 catégories proposées pour 2025.

Kilowatts (kW)	Catégories de puissance de référence							
	3	7	12	17	27	43	70	100
Redevance fixe (€/mois)	11,11	19,27	29,46	39,65	60,03	92,64	147,66	208,80
Redevance volumétrique (€/kWh)*	0,0759	0,0759	0,0759	0,0759	0,0759	0,0759	0,0759	0,0759
Supplément pour le dépassement (€/kWh)**	0,1139	0,1139	0,1139	0,1139	0,1139	0,1139	0,1139	0,1139

* appliqué au volume total

** appliqué en supplément au volume dépassant la puissance de référence

3.1. Un juste équilibre entre plusieurs objectifs

L'Institut est amené à veiller à ce que le paramétrage assure un juste équilibre entre principes tarifaires concurrents, à gérer des compromis complexes entre différentes options et à considérer les impacts sur tous les utilisateurs du réseau. Les paramètres choisis établissent un équilibre adéquat entre la prise en compte des facteurs de coûts des réseaux de distribution et la garantie que les utilisateurs du réseau équipés de technologies intelligentes sont en mesure de réagir aux signaux tarifaires.

3.1.1. Réflectivité des tarifs par rapport aux coûts

Tout d'abord, le paramétrage choisi doit permettre de couvrir l'intégralité des coûts attribués aux utilisateurs basse tension. Les gestionnaires de réseau ont basé leurs prévisions sur la demande historique récente sans anticiper des changements du comportement de consommation affectant les revenus attendus.

Ensuite, il a été développé plus haut qu'un système tarifaire qui tient compte de la puissance améliore la réflectivité des tarifs par rapport aux coûts du réseau. La réduction de la part volumétrique de 75 % à 68 %

et le remplacement de la part forfaitaire par une part capacitaire, qui tient compte du comportement de prélèvement des utilisateurs, constituent une amélioration du critère de réflectivité des coûts et une réduction des discriminations entre catégories d'utilisateurs du réseau.

3.1.2. L'impact sur les différents groupes de consommateurs

Néanmoins, la réduction de la part volumétrique reste limitée pour ne pas impacter de manière déraisonnable sur le coût du réseau de certaines catégories de consommateurs. Une première approche pour analyser l'impact sur les différentes catégories d'utilisateurs est de segmenter les utilisateurs en fonction de leur consommation annuelle.

Intervalle	Écart moyen Nouvelle structure – ancienne structure (en EUR/an)	Q95 ¹⁴ Nouvelle structure – ancienne structure (en EUR/an)
[0 – 848)	10,21 €	13,18 €
[848 – 1 582)	4,83 €	9,20 €
[1 582 – 2 362)	0,31 €	13,74 €
[2 362 – 3 355)	-3,98 €	19,06 €
[3 355 – 4 767)	-7,10 €	37,74 €
[4 767 – 8 329)	-2,24 €	110,77 €
[8 329 – 9 786)	11,58 €	165,14 €
[9 786 – 12 611)	18,47 €	156,84 €
[12 611 – 19 922)	12,99 €	151,61 €
[19 922 – 1 000 000 000 000 000)	-53,96 €	162,02 €

Le tableau ci-dessus montre que l'impact moyen sur le coût annuel des utilisateurs qui se situent dans les différents intervalles de consommation. Les intervalles ont été choisis de manière à avoir 51 300 utilisateurs dans chacun des 6 premiers intervalles et 8 550 utilisateurs dans chacun des 4 derniers intervalles. Pour les utilisateurs avec une consommation annuelle entre 3 355 et 4 767 kWh par exemple, l'impact moyen est estimé à la baisse avec 7,10 EUR/an. Pour 95 % des utilisateurs dans cet intervalle, l'impact de la nouvelle structure tarifaire est inférieur à 37,74 EUR/an à la hausse.

Il est à noter que l'impact identifié concerne uniquement l'impact du changement de la structure tarifaire, et ne reflète pas l'impact de la hausse des coûts de gestion du réseau qui correspond à 11 % sur l'ensemble des utilisateurs. Cette hausse des coûts du réseau fait augmenter le prix de l'électricité d'environ 5 % pour l'ensemble des consommateurs, indépendamment de leur comportement de consommation. Pour les consommateurs avec un consommation annuelle inférieure à 25 MWh, cette augmentation est prise en compte dans la mesure étatique visant à limiter l'augmentation du prix de l'électricité.

Cependant, il faut être conscient que l'impact chiffré ci-dessus est un impact moyen sur une multitude d'utilisateurs et que les utilisateurs individuels sont plus ou moins impactés par le changement de structure tarifaire. Les utilisateurs intensifs, ayant des pointes élevées et prolongées sont impactés à la hausse tandis que les utilisateurs au profil plat avec des pointes occasionnelles sont impactés à la baisse.

Pour analyser l'impact au niveau des utilisateurs individuels, les gestionnaires de réseau ont mandaté le Fraunhofer Institut pour développer des courbes de charge quart-horaires représentatives de types de consommateurs. Il a été possible de construire plusieurs centaines de courbes de charge par type de

¹⁴ Q95 est la valeur telle que 95 % des valeurs mesurées sont en dessous et 5 % sont au-dessus

consommateur analysé pour évaluer l'impact spécifiquement sur ces groupes de consommateurs. Le tableau suivant chiffre l'impact estimé (en euros/an) sur certains groupes d'utilisateurs intensifs, à savoir les ménages disposant de véhicule électrique (EV), avec ou sans réduction de la puissance de charge (LR), de pompe à chaleur dans une maison bien isolée (HP new) ou dans une maison ancienne moins bien isolée (HP old).

	EV sans LR (450 profiles)	EV avec LR (450 profiles)	HP new, sans EV (300 profiles)	HP old, sans EV (300 profiles)	EV sans LR, HP new (150 profiles)	EV avec LR, HP new (150 profiles)
Impact moyen (EUR/an)	122,1	46,6	-18,1	10,5	119,8	41,3

Ici encore, il faut rappeler que l'impact chiffré concerne l'impact du changement de la structure tarifaire et ne reflète pas l'impact de la hausse des coûts de gestion du réseau qui est prise en compte dans la mesure étatique visant à limiter l'augmentation du prix de l'électricité.

Il est à constater que parmi les groupes d'utilisateurs impactés à la hausse le ménage avec voiture électrique sans réduction de la puissance de charge est le plus fortement impacté. Son profil montre en effet des plateaux de charge élevés qui constituent une utilisation intensive qui sont à l'origine des tarifs plus élevés que dans la structure tarifaire actuelle. L'exemple du véhicule électrique montre bien la faiblesse de la structure tarifaire actuelle : avec un tarif volumétrique, charger la voiture avec une puissance élevée ou la charger lentement avec une puissance réduite coûte exactement la même chose alors que les deux comportements imposent des coûts très différents au réseau de distribution. Moyennant le signal de la nouvelle structure tarifaire, l'utilisateur est incité à réduire sa puissance de charge ce qui lui permet de réduire considérablement ses frais pour l'utilisation du réseau. Sur l'échantillon analysé, l'optimisation de la puissance de charge permet de réduire de 62 % en moyenne l'impact issu du changement de structure tarifaire, qui passe en moyenne d'un impact à la hausse avec 122,1 EUR/an à un impact à la hausse de 46,6 EUR/an avec réduction de la puissance de charge.

Pour chaque type de consommateurs, il a ensuite été choisi une seule courbe de charge synthétique pour représenter à titre d'exemple tous les détails du calcul tarifaire. Le tableau suivant indique donc la catégorie optimale de chaque courbe de charge sélectionnée, le coût qui résulte de l'application des différentes redevances tarifaires ainsi que la comparaison avec la structure tarifaire actuelle. Le tableau montre également l'effet de la hausse des coûts du réseau en 2025 par rapport à 2024 qui est pris en compte dans la mesure étatique visant à limiter l'augmentation du prix de l'électricité.

Profil	Descriptif	Consommation annuelle	Catégorie optimale	Redevance Fixe (€/an)	Part volume (€/an)	Dépassement (€/an)	Coûts Réseau 2025 (€/an)	Effet variation coûts 2024-2025 (€/an)	Effet structure tarifaire (€/an)
Famille	famille de 4 personnes	4 009	3	133	304	1	438.64	42.20	-17.13
Famille	famille de 4 personnes PàCh et VE	9 060	3	133	688	173	994.32	86.14	115.74
Famille	famille de 4 personnes PàCh et VE	11 638	12	354	883	10	1 246.82	108.57	152.51
Famille	famille de 4 personnes PàCh maison non isolée	12 890	7	231	978	10	1 219.26	119.46	20.15
Famille	famille de 4 personnes PàCh maison isolée	6 425	3	133	488	9	630.38	63.22	-27.62
Famille	famille de 4 personnes VE	8 695	12	354	660	3	1 016.94	82.96	168.95
Famille	famille de 4 personnes VE optimisé	8 695	7	231	660	54	945.49	82.96	97.51
Couple	travail à temps plein (2x bureau)	2 311	3	133	175	0	309.04	27.43	-4.66
Couple	travail à temps plein (2x homeoffice)	3 063	3	133	233	6	371.74	33.97	-4.90
Couple	temps partiel (bureau)	2 493	3	133	189	0	322.80	29.01	-6.11
Retraité	personne vivant seule	1 842	3	133	140	0	273.29	23.35	-1.15
Restaurant	204 m2	31 127	7	231	2 363	70	2 663.67	278.13	-61.92
Bureau	1 735 m2	21 446	7	231	1 628	0	1 858.98	193.90	-56.28
Magasin	880 m2	76 786	27	720	5 828	2	6 550.18	679.50	-66.10

3.1.3. Un signal tarifaire accessible aux utilisateurs du réseau équipés de technologies intelligentes

Un autre critère important est la capacité des utilisateurs à réagir aux signaux tarifaires. Il a été constaté que pour les utilisateurs disposant de charges flexibles comme les véhicules électriques, le système tarifaire incite à répartir sa charge sur un laps de temps plus étendu et les technologies intelligentes permettent de gérer la puissance de charge. D'autres applications comme les technologies intelligentes du bâtiment, les systèmes de stockage électrique ou thermique, les systèmes calorifiques ou frigorifiques etc., disposent également d'un potentiel de flexibilité à déployer et sont donc capables de réagir au signal tarifaire.

La recommandation d'étendre sa consommation dans le temps à travers la puissance de charge est donc un bon geste à adopter par tous les consommateurs, et en particulier par les utilisateurs disposant de charges flexibles et de technologies intelligentes. Cette recommandation est appropriée si l'utilisateur est dans un contrat de fourniture standard sans distinction du prix de l'électricité en fonction des plages horaires. Cependant, si le consommateur dispose de panneaux solaires et qu'il peut autoconsommer l'électricité qu'il produit ou s'il est membre d'un groupe de partage d'électricité dans le cadre d'une communauté énergétique locale ou encore s'il dispose d'un contrat de fourniture d'électricité à prix dynamique, il est avantageux de déplacer sa consommation vers les heures de forte production d'électricité pour maximiser l'électricité autoconsommée/partagée ou pour profiter au maximum des prix horaires à bas prix dans le cadre d'un contrat d'électricité à prix dynamiques. Les heures de forte disponibilité de production d'électricité renouvelable sont fortement corrélées avec les heures de faible prix sur le marché de gros, de sorte qu'une consommation plus forte pendant ces heures est bénéfique pour le système électrique dans son ensemble : elle permet d'augmenter la part renouvelable, de réduire les coûts de production et elle permet aussi de réduire le stress sur les réseaux de distribution pendant les heures de forte production d'électricité. La structure tarifaire pour l'utilisation du réseau est donc un élément parmi d'autres qui encourage l'utilisateur disposant de charges flexibles à participer à la transition énergétique.

Cependant, le signal tarifaire peut être en conflit avec le signal du marché et constituer un frein à la participation de la demande aux marchés de gros et au développement des services de flexibilité. Tel peut être le cas pour les utilisateurs disposant de charges flexibles comme les voitures électriques ou les batteries stationnaires lorsqu'ils souhaitent profiter de prix faibles sur les marchés de gros ou lorsqu'ils prestent des services d'équilibrage ou d'autres services de flexibilité. Le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 prévoit que les redevances pour l'utilisation du réseau peuvent différer en fonction de plages horaires statiques ou dynamiques ce qui permettrait d'adresser des signaux ciblés à ces utilisateurs et ainsi promouvoir la participation de la demande. De tels signaux ne font pas encore partie de la structure tarifaire en 2025 d'un côté pour maintenir un niveau de complexité raisonnable lors de l'introduction du modèle et de l'autre côté pour pouvoir analyser davantage les conséquences de tels signaux sur les flux du réseau. Un signal statique s'accompagne de comportements coordonnés et simultanés et véhicule le risque de nouvelles pointes réseau à des moments et des endroits différents. Un signal dynamique peut répondre à ce risque mais nécessite un réseau intelligent capable de surveiller en temps réel l'état de la charge sur les différents éléments du réseau basse tension. L'Institut recommande ainsi à développer ces signaux ciblés dans les années à venir en parallèle avec le développement des services de flexibilité capables d'apporter des bénéfices au système et au réseau.

3.1.4. La simplicité pour l'utilisateur standard

Il s'avère plus difficile pour les utilisateurs ne disposant pas de charges flexibles de répondre au signal tarifaire. Pour les ménages par exemple, les gestes recommandés de répartir la consommation dans le temps et d'éviter les usages simultanés sont tout à fait utiles, or l'effort demandé à l'utilisateur semble très élevé par rapport au gain financier attendu. Ainsi, pour réduire la facture d'électricité, il est recommandé de

continuer à orienter ces utilisateurs vers les économies d'énergie ou encore vers le partage de l'électricité ou vers un produit ou fournisseur d'électricité moins chers, étant donné que ces démarches ont un bénéfice économique nettement plus important que la réponse au signal tarifaire pour l'utilisation du réseau.

Pour cette raison, la proposition initiale des gestionnaires de réseau a été révisée pour retenir un premier niveau de puissance de référence à 3 kW. Ainsi, comme les ménages sans charges flexibles ne dépassent que rarement une puissance de 3 kW sur base quart-horaire, ils ne sont guère concernés par la modification de la structure tarifaire. En effet, pour l'ensemble des utilisateurs classés en catégorie 3 kW, le volume en dépassement est de l'ordre de 2,2 % du volume total consommé par ces utilisateurs. Une part supérieure à 20% de ces utilisateurs ne vont vraisemblablement jamais être en dépassement. Environ 85 % de ces utilisateurs vont avoir un volume annuel en dépassement inférieur à 100 kWh. De même, ces utilisateurs n'ont pas à se soucier de leur puissance de référence car ils resteront toujours classés en catégorie 3 kW. Il est attendu que le nombre d'utilisateurs classés en catégorie 3 kW corresponde à 93 % de tous les utilisateurs du réseau basse tension.

Ce premier niveau de puissance de référence fixé à 3 kW permet de familiariser les consommateurs avec une nouvelle approche, de les informer sur le fonctionnement de la structure tarifaire, sans cependant les impacter dans leurs habitudes quotidiennes. Ceci est important lors d'une transition de modèle pour assurer que les consommateurs comprennent et adoptent les nouveaux mécanismes. Le paramétrage choisi met en œuvre l'ensemble des facteurs pour assurer une transition en douceur, notamment un nombre limité de niveaux de puissance de référence, un premier niveau à 3 kW laissant intouché le plus grand nombre d'utilisateurs et un signal tarifaire simple et indépendant de plages horaires spécifiques.

3.1.5. Conclusion

En résumé, l'Institut approuve le paramétrage proposé par les gestionnaires de réseau pour l'année 2025 ayant tenu compte notamment des considérations suivantes. L'amélioration de la réflectivité des tarifs par rapport aux coûts réduit les discriminations et répartit les coûts de manière plus équitable. Les impacts sur les consommateurs sont raisonnables et justifiés : la grande majorité des consommateurs n'est guère concernée par les changements alors que les utilisateurs avec un prélèvement intensif prolongé sont le plus impactés s'ils ne sont pas en mesure de faire preuve de flexibilité. Le signal tarifaire reste simple et accessible et une réponse au signal permet de faire des économies au niveau des usages flexibles, même si le signal tarifaire n'est pas optimal pour toutes les situations qui peuvent se présenter. L'Institut recommande aux gestionnaires de surveiller étroitement l'évolution des comportements ainsi que des charges du réseau pour faire évoluer et peaufiner le paramétrage au fil du temps moyennant des signaux tarifaires appropriés qui permettent d'utiliser la capacité existante de manière efficace et de faire de la flexibilité des utilisateurs un vrai complément au développement des réseaux. Cependant, des signaux tarifaires plus ciblés, le cas échéant en fonction des plages horaires statiques ou dynamiques, doivent nécessairement s'accompagner de développements poussés du réseau intelligent apte à surveiller en temps réel l'état de la charge sur les différents éléments du réseau.

3.2. Les cas particuliers

Pour les utilisateurs qui disposent d'installations de consommation et de production d'électricité et qui sont équipés de deux compteurs du gestionnaire de réseau au même point de raccordement, la redevance fixe n'est facturée qu'une seule fois comme cela est le cas dans le système tarifaire actuel. Le faible volume d'électricité prélevé par l'onduleur du système photovoltaïque pendant la nuit est alors entièrement considéré comme volume en dépassement. Ceci n'empêche pas la facturation du tarif pour la location du compteur et la gestion des données de comptage, qui est redevable pour chaque compteur.

Les utilisateurs disposant d'un chauffage électrique avec accumulation et équipés d'un compteur intelligent avec calendrier ou récepteur, sont facturés avec un supplément pour le dépassement de 0,0114 EUR/kWh entre 22 et 6 heures. La configuration avec calendrier ou récepteur empêche que le chauffage à accumulation puisse se charger pendant les heures de journée. En fonction de l'état du réseau local le gestionnaire du réseau peut davantage limiter les heures de nuit pendant lesquelles la consommation est possible. Les gestionnaires de réseau veulent éviter que ces utilisateurs répartissent leur consommation sur la journée et la nuit étant donné que cela augmenterait davantage la charge pendant les heures de pointe. Le supplément réduit pour le dépassement pendant la nuit incite les utilisateurs concernés de maintenir la charge pendant les heures de nuit. Ce cas particulier entend également proroger une situation analogue existante dans le système tarifaire actuel.

3.3. Les modalités d'attribution de la puissance de référence

En amont de la mise en application au 1^{er} janvier 2025, des niveaux de puissance de référence seront attribués aux consommateurs en fonction de leur historique de consommation. Ce processus identifiera pour chaque client une catégorie optimale d'un point de vue financier.

En l'absence de données de comptage sur au moins un mois complet, le gestionnaire de réseau attribue la catégorie 3 kW à l'utilisateur disposant d'un raccordement standard.

Tous les mois, une réévaluation est faite de manière automatique, il en résulte le cas échéant une modification de la puissance de référence.

L'utilisateur du réseau peut demander le changement de la puissance de référence à la hausse ou à la baisse. Une demande de changement ne peut se faire qu'une fois par année calendaire à moins qu'elle soit justifiée par une modification de l'installation électrique de l'utilisateur du réseau qui implique un changement durable du comportement de prélèvement. Le gestionnaire de réseau donnera accès dans son portail client à un outil de simulation qui guidera l'utilisateur dans son choix.