

RAPPORT DE L'INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

SUR SES ACTIVITÉS ET SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

2024

LUXEMBOURG, Novembre 2025

TRANSMIS À LA COMMISSION EUROPÉENNE,
À L'AGENCE DE COOPÉRATION DES RÉGULATEURS DE L'ÉNERGIE
ET AU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE



SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

TABLE DES MATIÈRES

1	DÉVELOPPEMENTS MAJEURS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	6
1.1	VEILLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	6
1.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	6
1.1.2	DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX	6
1.1.3	SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE	7
1.2	COOPÉRATIONS EUROPÉENNES ET TRANSFRONTALIÈRES	11
1.2.1	AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE	11
1.2.2	COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS	11
1.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	11
1.3.1	AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ	12
1.3.2	AU NIVEAU DU GAZ NATUREL	12
2	LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	13
2.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	13
2.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	13
2.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	18
2.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	29
2.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	32
2.2	PRODUCTION ET CONSOMMATION NATIONALE	34
2.2.1	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION	34
2.2.2	PRODUCTION NATIONALE	40
2.3	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	52
2.3.1	MARCHÉ DE DÉTAIL	52
2.3.2	MARCHÉ DE GROS	62
2.4	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	67
2.4.1	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	67
2.4.2	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU	68
2.4.3	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	68
2.4.4	CYBERSÉCURITÉ	69
2.5	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	70
2.5.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	70
2.5.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	72
3	LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL	75
3.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	75

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	75
3.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	75
3.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	80
3.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	82
3.2 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	85
3.2.1 MARCHÉ DE DÉTAIL	85
3.2.2 MARCHÉ DE GROS	94
3.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	97
3.3.1 LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	97
3.3.2 SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	98
3.3.3 DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS	98
3.3.4 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	99
3.3.5 CYBERSÉCURITÉ	100
3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	100
3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL	100
3.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	101
4 PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS	102
4.1 OBLIGATIONS DES FOURNISSEURS EN MATIÈRE DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS	102
4.2 QUALITÉ DE SERVICE	102
4.2.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS	103
4.2.2 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION	103
4.2.3 RÉCLAMATIONS	104
4.3 PROCÉDURES DE RÈGLEMENT DE LITIGE EXTRAJUDICIAIRE	105
4.3.1 PROCÉDURE DE MÉDIATION	105
4.3.2 RÈGLEMENT DE LITIGES	106
4.3.3 DEMANDES DE RÉEXAMEN DE DÉCISIONS DE L'INSTITUT	107
4.4 ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS	107
4.4.1 GUICHET UNIQUE DE L'ÉNERGIE	107
4.4.2 OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU	108
4.5 LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	108
4.6 PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE	109
4.7 RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES	109
4.8 LA FOURNITURE PAR DÉFAUT	111
4.9 LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS	111

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

AVANT PROPOS

Le présent rapport s'inscrit dans la série de rapports que l’Institut Luxembourgeois de Régulation, en tant qu’autorité de régulation des marchés de l’électricité et du gaz naturel, est tenu de dresser annuellement pour rendre compte de l’évolution des marchés de l’électricité et du gaz naturel. Il n’est pas seulement destiné à la Commission européenne et à l’Agence de coopération des régulateurs de l’énergie (ci-après « ACER »), tel que prévu à l’article 59 de la directive 2019/944/CE sur le marché de l’électricité et à l’article 78 de la directive 2024/1788 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l’hydrogène, mais également à rendre publique une image de l’évolution des marchés de l’électricité et du gaz naturel au Luxembourg.

Le rapport entend documenter les développements en 2024 sur les marchés de l’électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l’Institut dans le cadre de la régulation des réseaux d’électricité et de gaz naturel, ainsi qu’en ce qui concerne les aspects relatifs à la concurrence, la protection des consommateurs et la sécurité de l’approvisionnement.

Le Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens¹ » met en évidence l’ambition climatique de l’Union européenne à l’horizon 2030, à travers la modification des règles du marché de l’électricité pour favoriser l’intégration des énergies renouvelables sur les réseaux. Le Paquet encourage également les échanges transfrontaliers d’énergie, le développement des instruments de flexibilité comme l’effacement, le stockage ou l’agrégation. Il favorise l’innovation dans le secteur de l’énergie et donne davantage d’outils aux consommateurs pour produire, consommer et partager une énergie fiable, compétitive et de plus en plus décarbonée à l’échelle européenne. L’adoption du Paquet a donc pour effet de placer le consommateur au cœur des marchés de l’énergie, en lui offrant la possibilité de jouer un rôle plus actif dans la production, de mieux maîtriser sa consommation et ses dépenses énergétiques et d’être mieux informé des évolutions du marché. Les directives du Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » ont été transposées notamment à travers la loi du 9 juin 2023 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l’organisation du marché de l’électricité.

De nouvelles règles relatives à l’organisation du marché de l’électricité sont entrées en vigueur le 16 juillet 2024 à travers la directive modificative 2024/1711 et le règlement modificatif 2024/1747 qui visent à réformer l’organisation du marché de l’électricité de l’UE afin d’accélérer l’essor des énergies renouvelables et l’abandon progressif du gaz, de réduire la dépendance des factures des consommateurs par rapport à la volatilité des prix des combustibles fossiles, de mieux protéger les consommateurs contre les futures flambées de prix et les manipulations du marché et de rendre l’industrie de l’UE propre et plus compétitive. Les dispositions concernent notamment les conventions de raccordement flexible, le droit au partage de l’électricité, la gestion des risques fournisseurs et les régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels. Elles introduisent en outre une évaluation des besoins de flexibilité au niveau national qui servira notamment à définir un objectif national indicatif pour la flexibilité non fossile.

Afin d’atteindre les objectifs en matière de neutralité climatique et d’émissions de CO₂, l’Union européenne a adopté au cours de l’année 2024 des mesures visant à décarboner le marché du gaz européen. Le Paquet sur l’hydrogène et le marché du gaz décarboné, qui comporte la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 ainsi que le règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024, vise notamment à accroître l’approvisionnement en hydrogène renouvelable dans le cadre d’un système énergétique diversifié et décarboné, indépendant des importations d’énergie de Russie. La directive (UE) 2024/1788 est à transposer en droit national au plus tard le 5 août 2026.

La situation des prix sur les marchés de détail avait conduit les instances européennes et nationales à mettre en œuvre des mesures d’aide au bénéfice des citoyens et entreprises, telles que notamment des campagnes renforcées pour économiser de l’énergie, des incitations pour renforcer l’investissement dans les énergies renouvelables, l’allègement des règles d’aide d’État ou encore l’intervention dans la formation des prix ou la taxation des bénéfices.

En tripartite (Gouvernement, syndicats, patronat), de nouvelles aides ont été décidées et implémentées. Ainsi, le prix intégré de l’électricité payé par les clients résidentiels, qui était stabilisé par rapport à son niveau de 2022, a continué à l’être pendant toute l’année 2024. Afin de garder cette stabilité des prix, la contribution négative au mécanisme de compensation applicable à partir du 1^{er} janvier 2024 a été adaptée à - 11,55 ct/kWh, par un règlement ILR du 18 décembre 2023. En vue de progressivement diminuer le

¹ Aussi connu sous le nom « Clean Energy Package » ou « CEP » (http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1836_fr.pdf).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

niveau global des aides financées par l'État, la contribution au mécanisme de compensation, fixée par un règlement ILR du 19 décembre 2024 pour l'année 2025, a été baissée à - 3,76 ct/kWh.

Les données chiffrées contenues dans le présent rapport sont basées sur les informations fournies par les entreprises d'énergie soumises à la surveillance de l'Institut Luxembourgeois de Régulation. Sauf indication contraire, toutes les valeurs se relatent au 31 décembre 2024. Bien que ce rapport soit censé refléter la situation des marchés de l'électricité et du gaz naturel de l'année 2024, les événements récents sur les marchés de l'énergie justifient d'y ajouter un bref aperçu sur les développements en 2025. Ceux-ci seront évidemment développés plus en détail lors du prochain rapport.

Bien que l'Institut mette tout en œuvre pour assurer la qualité de l'information, il se peut que certaines données proposées dans le présent rapport puissent contenir des imperfections de toute nature, tant dans la forme que dans le contenu spécifique.

Toutes ces informations sont donc fournies sans aucune garantie de quelque sorte que ce soit, expresse ou implicite et n'engagent aucunement l'Institut compte tenu des nombreux facteurs extérieurs et indépendants de sa volonté qui doivent être considérés.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

1 DÉVELOPPEMENTS MAJEURS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

1.1 VEILLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

Dans le secteur de l'électricité, en 2024 le Grand-Duché de Luxembourg compte 351.112 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,340 TWh, cette dernière étant en hausse de 2,1 % par rapport à 2023. Les clients finals se répartissent entre dix entreprises de fourniture d'électricité dont 8 sont actives sur le marché résidentiel et 10 sur le marché non résidentiel. Il n'y a pas eu de mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs d'électricité pour les différents segments de clients.

Outre les installations de production d'électricité connectées aux réseaux de transport ou de distribution, les besoins en électricité de la zone de réglage luxembourgeoise sont en grande partie couverts par des importations en provenance de l'Allemagne.

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a permis de couvrir 22,8 % de la consommation nationale et s'élève à 1.443 GWh en 2024, en hausse de 14,5 % par rapport à 2023. Cette hausse s'explique principalement par une hausse de 22,4 % de la production photovoltaïque ainsi qu'une hausse de 30 % de la production hydroélectrique et de 20 % de la production à partir de la biomasse. La production par cogénération sur base de gaz naturel a diminué de 19 %.

Dans le secteur du gaz naturel, en 2024 le Grand-Duché de Luxembourg compte 92.677 consommateurs représentant une consommation nationale de 6,753 TWh. Six entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché de détail, cinq sur le marché résidentiel et six sur le marché non résidentiel.

1.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

L'Institut veille à ce que les gestionnaires de réseau évitent toute discrimination relative à l'accès aux réseaux grâce à la dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, notamment à travers l'analyse des comptes séparés par activité et des contrats de prestations de services et règlements intérieurs en place au sein de l'entreprise verticalement intégrée. Par ailleurs, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée. Celui-ci doit s'abstenir de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée.

Le contrat de prestations de services entre le gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. (ci-après « Creos ») et sa maison-mère Encevo S.A. (ci-après « Encevo ») regroupe des services administratifs au sein d'une seule des entités du groupe, à savoir pour chaque service celle des entités la mieux outillée, le tout en conformité avec les exigences des articles 31(2) et 32(3) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, respectivement l'article 38(1) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. Ainsi, Encevo prend en charge des services communs aux différentes entités du groupe, tels que, sans être exhaustif, l'audit interne, les assurances, la comptabilité, la trésorerie, les ressources humaines ou la régulation. D'autres services communs, notamment l'informatique, sont gérés par Creos.

1.1.2 DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Dans le secteur de l'électricité, chaque gestionnaire de réseau est obligé de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande. Il incombe en outre aux gestionnaires de réseaux de soumettre les conditions techniques, financières et générales de raccordement pour acceptation par l'Institut. Depuis le 1^{er} janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois, en conséquence de la péréquation nationale, que le consommateur soit raccordé au réseau de Creos ou à un des autres réseaux (Ville de Diekirch, Ville d'Ettelbruck, Sudstrom). La péréquation tarifaire² facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

En 2024, l'Institut a fait évoluer sa méthodologie applicable à partir de 2025, en mettant en place une approche intégrée, cohérente à tous les niveaux, impliquant tous les départements des gestionnaires de réseaux et encourageant la transversalité. L'objectif poursuivi est de rendre explicite les objectifs fixés et les moyens utilisés, en mettant l'accent sur l'efficacité et le suivi des réalisations, avec une démarche pragmatique pour renforcer la performance, la confiance et la transparence entre les gestionnaires de réseaux et le régulateur. Les avantages pour les gestionnaires incluent la cohérence stratégique, la traduction explicite du plan de

² Le principe de péréquation tarifaire signifie que les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution sont facturés selon le même tarif réseau, indépendamment de leur localisation géographique sur le territoire luxembourgeois.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

développement, l'intégration des départements dans la planification, des tarifs orientés vers l'avenir et une clarté des engagements. Pour l'Institut, les avantages comprennent une vision d'ensemble, une compréhension accrue des besoins, des tarifs liés à un plan industriel concret, une clarté des engagements et une facilité à évaluer les tarifs et leur évolution.

Lors de l'adaptation de la méthode tarifaire, l'Institut a également actualisé le taux du coût moyen pondéré du capital (WACC), utilisé pour rémunérer les capitaux lors de la détermination des revenus autorisés. En raison des évolutions sur les marchés des capitaux, le taux applicable aux capitaux investis avant 2025 a été fixé à 5,06 % pour la période de régulation 2025-2028. Le WACC à court terme applicable aux investissements de l'année 2025 a été fixé à 6,37 %.

L'analyse des courbes de charge, tout comme les projections de la demande électrique, anticipent une augmentation des pointes de charge, représentant un défi considérable qui nécessitera des investissements supplémentaires dans de nouvelles capacités de réseau et une gestion intelligente des charges flexibles. Étant donné que le facteur principal de dimensionnement des réseaux est la charge maximale, il est particulièrement important de trouver des moyens permettant de limiter sa croissance et de déployer le potentiel de flexibilité des prélèvements et injections dans le réseau.

Le développement des énergies renouvelables et l'électrification des usages impliquent de s'assurer que les réseaux d'électricité pourront faire face à la croissance des flux et de la charge maximale. Afin de prendre en compte et accompagner la transformation rapide du système électrique, l'Institut a arrêté³, après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution (ci-après « GRDs ») et une phase de consultation publique, une nouvelle structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux basse tension, applicable à partir du 1^{er} janvier 2025.

Cette structure tarifaire répond à l'évolution de l'utilisation du réseau dans un contexte de transition énergétique, en définissant une structure tarifaire plus équitable qui, à terme, incitera le consommateur à adopter une plus grande flexibilité dans l'utilisation des réseaux et à mieux utiliser les réseaux existants. La structure tarifaire repose sur différentes classes de puissance de référence attribuées à chaque consommateur en fonction de son propre comportement de consommation durant les 12 derniers mois. Pour cette puissance de référence le consommateur paie un forfait mensuel, pour le volume d'électricité prélevé du réseau un tarif par kWh est à payer et pour chaque unité d'énergie dépassant la puissance de référence un tarif supplémentaire est dû. Le consommateur est ainsi incité à limiter les usages simultanés et à étaler dans la mesure du possible son utilisation dans le temps.

Dans le secteur du gaz naturel, la méthodologie tarifaire introduit l'application de coefficients de prise en charge anticipée des coûts liés aux infrastructures de réseaux spécifiques à l'activité de transport et de distribution du gaz naturel. En l'occurrence, les coefficients dont il question sont des facteurs qui, une fois appliqués aux amortissements calculés selon les durées d'utilisation usuelle, pour ce qui concerne les conduites et les stations de détente existantes et futures, augmentent le niveau de prise en charge des amortissements au travers du revenu autorisé, de sorte à réduire l'horizon de temps nécessaire à l'amortissement complet des infrastructures considérées. Les coefficients sont fixés à 1,3 aussi bien pour les stations que pour les réseaux. Il s'agit d'envoyer un signal important au secteur et de fixer un niveau d'anticipation modéré mais cohérent avec les objectifs de décarbonation de l'UE.

1.1.3 SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

1.1.3.1 MARCHÉ DE GROS

Il est rappelé que les systèmes de l'électricité et du gaz naturel du Luxembourg ne peuvent pas être considérés sans tenir compte des marchés des pays limitrophes, alors que tant d'un point de vue technique que d'un point de vue du marché, il y a une forte intégration dans le bloc allemand pour l'électricité et de forts liens avec le système belge pour le gaz naturel.

Dans le secteur de l'électricité, il n'existe pas de bourse spécifique pour le Luxembourg. Toutefois, en raison d'absence de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières avec l'Allemagne, le marché de gros luxembourgeois est intégré à la zone de prix allemande⁴ (ci-après dénommée « zone DE/LU »), ce qui permet aux acteurs de participer aux échanges d'électricité sur toute bourse permettant la livraison dans cette zone. La référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix day-ahead réalisé pour la zone DE/LU.

³ Règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023

⁴ Abstraction faite du réseau industriel géré par Sotel Réseau qui est raccordé au réseau de transport belge et, depuis octobre 2013, également au réseau de transport français. La zone de prix allemande regroupe l'Allemagne et le Luxembourg.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Après la mise en place au 1^{er} juin 2020 des modalités permettant l'accès et la participation au marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la restauration de la fréquence ont été développées par Creos en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport et approuvées par l'Institut en décembre 2024. Ces nouvelles règles, permettant l'accès et la participation au marché allemand des réserves de restauration de la fréquence (FRR) pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, sont d'application depuis le 1^{er} janvier 2025.

Depuis le 1^{er} octobre 2015, avec le marché intégré « BeLux » (belgo-luxembourgeois) du gaz naturel, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents.

L'intégration de marché BeLux simplifie les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg grâce à un accès direct au gaz de la mer du Nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, aux terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négociation.

1.1.3.2 MARCHÉ DE DÉTAIL

Sur le marché de détail de l'électricité, dix entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : huit sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel. Sur le marché de détail du gaz naturel, cinq entreprises de gaz naturel sont actives au Luxembourg : quatre sur le marché résidentiel et cinq sur le marché non résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'énergie dénombre un nombre d'acteurs assez important pour sa taille. Cependant, trop peu de ces acteurs disposent de parts de marché significatives à ce jour. La petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

La détente des prix observée sur les marchés de gros a permis un redémarrage progressif de la concurrence sur le marché de l'électricité à travers de nouvelles offres proposées de la part d'un nouvel acteur, ainsi que l'extension par un autre acteur de son offre à d'autres segments de clients. Ainsi le nombre de changement de fournisseur d'électricité a augmenté considérablement en 2024, avec 3.577 changements par rapport à 1.041 en 2023. Au total les taux de changement (toutes catégories de clients confondues) restent relativement faibles, avec 2,4 %, en termes de volume et de 1,0 % en termes de nombre de clients.

En outre, 2024 est l'année de l'apparition des premiers contrats d'électricité à tarification dynamique sur le marché des clients résidentiels. Ces contrats permettent au consommateur de bénéficier des fluctuations des prix à la bourse en adaptant son comportement de consommation de sorte à consommer lors des moments où les quantités d'électricité disponibles sur le marché sont abondantes, et donc à bas prix. Un tel produit requiert ainsi une implication active du consommateur, soit par une automatisation de ses décisions de consommation, soit par le fait de disposer des usages flexibles, dont il est lui-même capable de déplacer leur consommation dans le temps.

Les prix de ces produits se basent sur des formules de prix qui comprennent un indice boursier majoré par une commission de commercialisation et d'un forfait mensuel. L'indice boursier utilisé est le prix horaire day-ahead de la bourse EPEX pour le marché Allemagne-Luxembourg. Chaque jour durant l'après-midi les prix pour chaque heure du lendemain sont disponibles. Le fournisseur met ces prix à disposition de ses clients via son portail et permet ainsi au consommateur de planifier sa consommation.

Dans le secteur du gaz naturel, le taux de changement de fournisseur, avec 205 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,2 % en termes de points de fourniture, et à 0,4 % en termes de volume d'énergie. Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'abord, le plafonnement du prix de l'énergie pour les petits consommateurs avait éliminé tout intérêt à opter pour un autre fournisseur de gaz naturel en 2022 et en 2023, et les faibles différences de prix entre les offres en 2024 n'a pas permis de redynamiser la situation. La sortie du marché du fournisseur Electris (Hoffmann Frères) réduit le nombre d'offres disponibles à deux pour la très grande majorité des consommateurs.

La plateforme nationale des données énergétiques dénommée LENEDA a été mise en place et permet à chaque utilisateur de s'identifier grâce à des identifiants énergétiques uniques (Energy-ID) pour ainsi accéder à ses données de consommation et de

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

production. À travers LENEDA, les utilisateurs peuvent notamment donner accès aux tiers à leurs données de comptage d'électricité et de gaz naturel et gérer les groupes de partage d'électricité.

1.1.3.3 AUTOCONSOMMATION ET PARTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Les autoconsommateurs peuvent consommer en premier lieu leur propre production d'électricité pour couvrir la consommation de leur ménage et ensuite injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. Avec la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée, l'autoconsommation s'avère donc être économique et écologique. Cela permet en effet de consommer l'électricité renouvelable quand elle est disponible et d'éviter ainsi les coûts de la fourniture depuis le réseau. Le consommateur devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché. Il est également possible de partager l'électricité autoproduite non seulement avec des voisins immédiats, mais également avec des utilisateurs du réseau à travers le pays, y compris ceux qui sont connectés à un autre réseau de distribution.

Au 31 décembre 2024, 12.477 installations photovoltaïques sont actives en mode autoconsommation fin 2023 leur nombre était de 4.249. 57 GWh d'électricité solaire ont été autoconsommés en 2024, soit individuellement, soit conjointement dans le cadre de l'autoconsommation collective (23 GWh en 2023).

Au 31 décembre 2024, 302 groupes de partage étaient enregistrés auprès des gestionnaires de réseau et leur nombre ne cesse d'augmenter ; au 31 juillet 2025, 736 groupes de partage étaient déjà actifs.

Toutes les informations sur les règles du partage ainsi que les démarches à entamer pour partager l'électricité autoproduite sont renseignées sur la plateforme Internet www.weshareenergy.lu de l'ILR, où se trouve également un logiciel que les personnes intéressées peuvent télécharger gratuitement afin de simuler elles-mêmes un groupe de partage et découvrir ainsi s'il serait intéressant pour elles de partager l'électricité autoproduite.

1.1.3.4 ÉNERGIES RENOUVELABLES

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelable s'élève à 1.443 GWh en 2024 (en hausse de 14,5 % par rapport à 2023), ce qui correspond à 22,8 % de la consommation nationale.

Le nombre total de centrales photovoltaïques au 31.12.2024 s'élève à 22.610, dont 8.988 installations ont été connectées au cours de l'année 2024, soit trois fois plus que l'année précédente (3.058). La puissance totale raccordée en 2024 correspond à 156 MW.

À noter également que le nombre ainsi que la puissance installée des installations de production d'électricité peuvent être consultées par technologie et par canton respectivement par commune sur le site www.geoportail.lu.

Les réservations de puissance sont introduites auprès du gestionnaire de réseau lors de la planification d'une installation de production avec une puissance élevée (à raccorder au niveau de moyenne tension ou supérieur) avant obtention de toutes les autorisations requises. Le demandeur peut ainsi réserver la capacité d'injection nécessaire si elle est disponible au lieu en question.

En 2024, au total 71 réservations ont été faites pour le raccordement d'installations éoliennes, dont 31 réservations ont été accordées et 23 réservations ont dû être reportées à cause d'une capacité insuffisante du réseau sur le site de raccordement. Ce report s'explique par une capacité d'injection éolienne d'environ 1,1 GW déjà autorisée pour le raccordement, qui, en cas de réalisation, porterait la capacité éolienne installée à environ 1,3 GW, dépassant de loin les projections du PNEC (453 MW) pour l'année 2030.

1.1.3.5 DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX

Le plan décennal de développement du réseau à très haute tension, élaboré par le gestionnaire de réseau de transport Creos Luxembourg S.A. pour la période 2024-2034, a fait l'objet d'une consultation publique par Creos entre le 15 avril 2024 et le 15 mai 2024. Ce plan de développement ainsi que les documents relatifs à la consultation publique sont accessibles au public sur le site internet de Creos⁵. Conformément aux dispositions légales, l'institut a clôturé le processus en menant à son tour une consultation publique sur le plan de développement à très haute tension en 2025. L'Institut a profité de la consultation publique relative au plan de développement à très haute tension, clôturée en 2025, pour proposer des orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement et de mise à jour des plans décennaux de développement des réseaux d'électricité.

⁵ <https://www.creos-net.lu/particuliers/creos-luxembourg/ndp>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Il convient de noter que ce plan est le premier réalisé dans le cadre de l'article 27bis de la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, modifiée par la loi du 9 juin 2023.

En outre, le développement du réseau intelligent va de pair avec l'évolution de la planification du réseau et les développements dans différents domaines, notamment la flexibilité. Les principaux objectifs poursuivis consistent à optimiser l'utilisation des infrastructures existantes, augmenter le niveau de production renouvelable, favoriser la flexibilité des acteurs du marchés tout en optimisant les nouveaux investissements.

1.1.3.6 SURVEILLANCE DES PRIX

Dans le secteur de l'électricité, les prix de l'énergie et la fourniture ainsi que les frais réseaux des clients résidentiels ont fortement augmenté entre 2022 et 2023 et sont restés à un niveau élevé en 2024. Néanmoins l'État avait prévu des mesures pour stabiliser le prix de l'électricité des ménages au niveau du prix de 2022. La mise en œuvre de ces mesures a conduit à l'introduction d'un taux négatif pour la contribution au mécanisme de compensation des consommateurs d'électricité avec une consommation annuelle inférieure à 25.000 kWh à partir de 2023. Le montant de la contribution négative a été fixé de sorte à égaliser les hausses de prix annoncées pour l'énergie et le réseau.

La diminution en 2024 de 14 % du prix total de l'électricité pour les clients industriels s'explique à la fois par la baisse (-14 %) du prix de l'énergie et de la fourniture, et par la baisse (- 18 %) des frais d'utilisation du réseau. Bien que le prix actuel ait diminué en 2024, il reste encore deux fois plus élevé que les prix observés avant la crise.

La situation des prix sur les marchés de détail avait conduit les instances européennes et nationales à mettre en œuvre des mesures d'aide au bénéfice des citoyens et entreprises, telles que notamment des campagnes renforcées pour économiser de l'énergie, des incitations pour renforcer l'investissement dans les énergies renouvelables, l'allègement des règles d'aide d'État ou encore l'intervention dans la formation des prix ou la taxation des bénéfices.

En tripartite (Gouvernement, syndicats, patronat), de nouvelles aides ont été décidées et implémentées. Ainsi, le prix intégré de l'électricité payé par les clients résidentiels, qui était stabilisé par rapport à son niveau de 2022, a continué à l'être pendant toute l'année 2024. Afin de garder cette stabilité des prix, la contribution négative au mécanisme de compensation applicable à partir du 1^{er} janvier 2024 a été adaptée à - 11,55 ct/kWh, par un règlement ILR du 18 décembre 2023. En vue de diminuer progressivement le niveau global des aides financées par l'État, la contribution au mécanisme de compensation, fixée par un règlement ILR du 19 décembre 2024 pour l'année 2025, a été baissée à - 3,76 ct/kWh.

En raison des prix élevés de la molécule de gaz naturel, le gouvernement luxembourgeois avait décidé en 2022 de prendre en charge les frais d'utilisation du réseau pour les consommateurs des catégories 1 et 2, connectées à un réseau de distribution. Cette mesure est restée d'application en 2024. Il en est de même pour le prix de la molécule de gaz naturel qui est resté plafonné à 83,25 ct/m³ pour ces mêmes catégories de consommateurs. Le remplissage des stockages à un niveau dépassant les seuils minimaux, requis pour l'ensemble des États Membres de l'Union européenne, a réduit la pression sur les prix du gaz. Les températures douces ainsi que la réduction de la consommation de gaz naturel, suite aux campagnes d'économies d'énergie, ont également contribué à réduire le prix du gaz sur les marchés de gros. En raison d'une diminution des prix sur le marché de gros, par rapport à 2022 et 2023, la grande majorité des offres publiées pour 2024 se situaient à un prix inférieur au plafond fixé par la loi.

1.1.3.7 PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Le consommateur est au cœur de l'activité de l'Institut. Dès lors, le site Internet de l'Institut dédié aux consommateurs [www.myilr.lu](https://myilr.lu)⁶ assume le rôle de guichet unique et répond aux questions des consommateurs sur leurs droits, possibilités et devoirs dans le contexte du marché de l'énergie libéralisé.

En outre, l'Institut met à jour de manière continue son comparateur de prix, « Calculix »⁷, qui compare les différentes offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel disponibles pour les clients résidentiels au Luxembourg. L'outil offre aux consommateurs une information complète et transparente pour qu'ils puissent faire un choix en toute connaissance de cause. L'adaptation de la structure tarifaire en basse tension a rendu nécessaires des changements au niveau de l'affichage des frais du réseau. D'autres adaptations, effectuées en 2024, concernent une réorganisation des types de remises et la présentation des produits dynamiques avec des surcharges.

⁶ <https://myilr.lu/mes-questions/energie/>

⁷ www.calculix.lu

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

1.2 COOPÉRATIONS EUROPÉENNES ET TRANSFRONTALIÈRES

L’Institut contribue aux projets européens afin de favoriser la réalisation d’un marché intérieur de l’électricité et du gaz naturel, à savoir un marché européen unique et plus compétitif des produits et services du secteur énergétique. L’ouverture des marchés de l’énergie par la mise en œuvre de règles et infrastructures communes assure la disponibilité d’énergie aux conditions les plus favorables pour l’utilisateur final.

1.2.1 AU NIVEAU DE L’UNION EUROPÉENNE

La coopération avec l’Agence de coopération des régulateurs d’énergie (ACER), le Conseil des régulateurs européens de l’énergie (CEER) et la Commission européenne, de même qu’avec les autorités de régulation des autres États membres, fait partie des missions de l’Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières et la protection des consommateurs, vise à promouvoir un marché intérieur de l’électricité concurrentiel, sûr et durable pour l’environnement, une ouverture effective du marché pour l’ensemble des clients et fournisseurs et des réseaux d’électricité qui fonctionnent de manière efficiente et fiable.

En 2024, l’Institut a continué à mettre en œuvre, en coopération avec ses homologues européens, l’implémentation des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur les règles de marché (allocation des capacités long terme, allocation de capacité et gestion de la congestion à court terme, équilibrage du réseau) et la gestion du réseau de transport. L’Institut a également participé aux discussions portant sur le développement des règles de marché et des règles de gestion du réseau dans la région de calcul de capacité Core et la zone synchrone Europe continentale.

1.2.2 COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS

Dans le secteur de l’électricité, Creos Luxembourg S.A. collabore avec les gestionnaires de réseau de transport Elia System Operator S.A. (« Elia ») et Amprion GmbH (« Amprion ») pour opérer une capacité d’interconnexion de 400 MVA avec la Belgique via un transformateur-déphasageur et l’utilisation de lignes existantes visant à améliorer la sécurité d’approvisionnement du Luxembourg et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l’électricité. D’autres projets, principalement avec l’Allemagne, sont développés pour accompagner la demande croissante en électricité liée à l’accroissement de la population, au développement de la mobilité électrique, au passage du chauffage par énergie fossile à l’électricité (pompes à chaleur) et à l’augmentation attendue de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d’une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques. Ainsi, Creos va renforcer l’interconnexion avec l’Allemagne en passant de 220 kV à 380 kV ; la mise en service des nouvelles installations, utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes électriques 220 kV est prévue pour 2030.

Après la mise en place au 1^{er} juin 2020 des modalités pour l'accès et la participation au marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) des fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la restauration de la fréquence (FRR) ont été développées par Creos en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport et approuvées par l’Institut en décembre 2024. Ces nouvelles règles, permettant l'accès et la participation au marché allemand pour le FRR pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, sont d'application depuis le 1^{er} janvier 2025.

En ce qui concerne le marché du gaz naturel, un système commun d'équilibrage, conforme aux dispositions du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, est mis en place au sein du marché intégré BeLux et est géré par la société Balansys.

1.3 SÉCURITÉ D’APPROVISIONNEMENT

L’Institut ne disposait pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d’approvisionnement en 2024. Le Commissaire du Gouvernement à l’Énergie en est chargé : il surveille l’équilibre entre l’offre et la demande, les capacités de production existantes et en projet, les investissements nécessaires et la sécurité d’exploitation des réseaux. Finalement, il renseigne sur ses activités dans un rapport bisannuel.

Les projets de renforcement des interconnexions des réseaux de transport en électricité avec ceux des pays voisins visent à augmenter la sécurité d’approvisionnement du Luxembourg et à contribuer à l’intégration des marchés.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Outre le besoin d'investissement dans le renforcement des interconnexions électriques, il y a également lieu d'analyser les investissements dans des capacités de production additionnelles. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité d'approvisionnement.

1.3.1 AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ

En-dehors de la centrale de pompage de Vianden (d'une puissance installée de 1.296 MW)⁸, la capacité de production totale installée s'est élevée à 975 MW en 2024, contre 816 MW en 2023. L'augmentation de la capacité de 159 MW est principalement due à la mise en service de nouvelles centrales photovoltaïques (+156 MW).

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2024, la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg était de 850 MW, y compris les transits vers la Belgique.

En vue d'une croissance de la charge maximale du réseau Creos, du fait de l'accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique (train, tram, bus et voitures individuelles), du passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité et de l'augmentation de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques, l'interconnexion avec l'Allemagne sera renforcée à l'horizon 2030 via la construction d'une double ligne de 380 kV utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays, ce qui permettra d'accroître la capacité d'environ 1.000 MW entre le Luxembourg et l'Allemagne en respectant le critère N-1⁹ incluant une avarie de pylône ; ce projet fait partie du plan de développement décennal européen 2022 (projet 328). Des développements de lignes existantes, tels que l'augmentation de la température supportée par les conducteurs des lignes actuelles, accompagnent également ce projet.

1.3.2 AU NIVEAU DU GAZ NATUREL

Le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, et abrogeant le règlement (UE) n°994/2010, établit les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l'approvisionnement.

En vertu du règlement (EU) 2022/1032 portant sur les obligations de stockage de gaz, la Loi Gaz décrit l'obligation pour les expéditeurs actifs au Luxembourg d'avoir accès à des capacités de stockage dans d'autres États Membres (en mains propres ou par le biais de contrats avec des opérateurs de stockage) pour couvrir au moins 15 % de leur fourniture annuelle des 5 dernières années, ce qui a été respecté par les fournisseurs actifs au Luxembourg en 2024.

Depuis le 1^{er} octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux garantissent des flux de 180.000 m³/h en provenance de la Belgique, le complément pour couvrir la demande luxembourgeoise étant déterminé par Creos à partir des valeurs historiques des 4 dernières années gazières. Ce complément sert à définir la quantité de capacité conditionnelle trimestrielle offerte au point d'interconnexion Remich.

Aucun développement des capacités de transport de gaz naturel n'est planifié au moment auquel ce rapport est publié.

⁸ Cette centrale de pompage-turbinage, bien que localisée au Grand-Duché, n'est pas connectée au réseau de transport luxembourgeois, mais injecte sa production dans le réseau de transport allemand.

⁹ Le critère du N-1 stipule que tout système de transport d'électricité doit pouvoir à tout moment faire face à la perte d'un élément du système sans que cela ait un impact sur le consommateur final.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

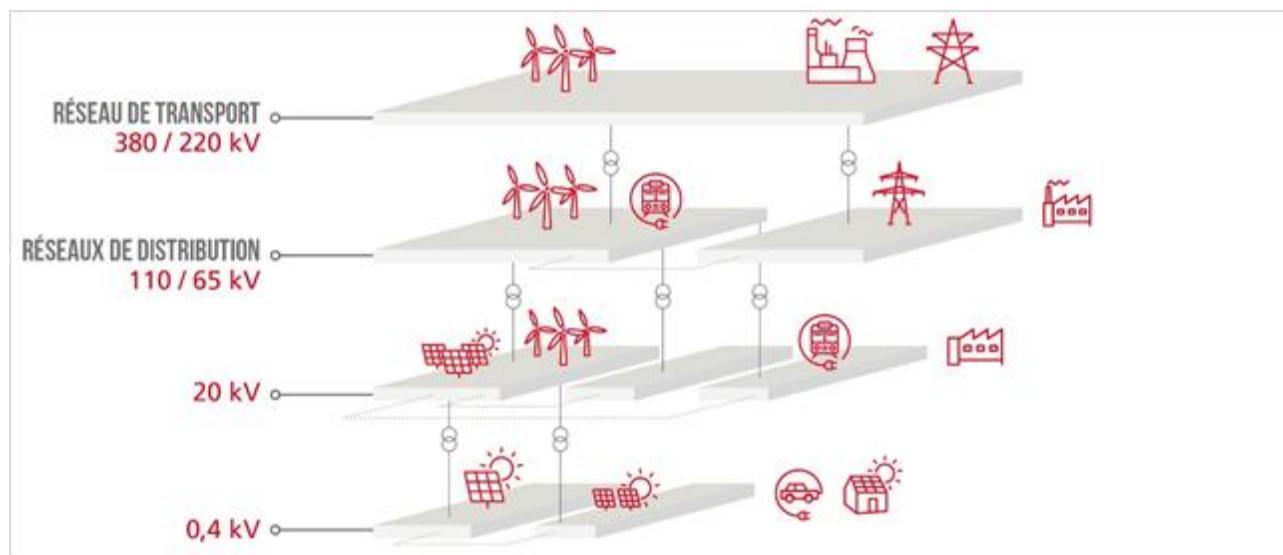
2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

L'illustration ci-dessous présente la hiérarchie des réseaux de transport et de distribution électriques, telle qu'elle se présente au Luxembourg.

À travers des lignes de très haute tension, le Grand-Duché de Luxembourg est interconnecté avec ses pays voisins ; ce « réseau de transport » est exclusivement géré par Creos Luxembourg S.A. et interconnecte sur une longueur de 590 kilomètres les quatre coins du pays avec une tension électrique de 220.000 Volt ; il est prévu de l'étendre partiellement à des lignes de 380.000 Volt.

Les « réseaux de distribution » en aval sont alimentés par le réseau de transport et par les producteurs d'électricité raccordés en distribution pour acheminer l'électricité vers les consommateurs raccordés aux différents niveaux de tension. On différencie entre trois niveaux de tension, à savoir le réseau de « haute tension » (65.000 Volt avec une extension future vers 110.000 Volt), celui de « moyenne tension » (20.000 Volt) et le réseau « basse tension » (400 Volt), à travers lequel tous les ménages luxembourgeois sont alimentés en énergie électrique.



Graphique 1 : Réseaux électriques

2.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

2.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

L'un des apports majeurs du troisième Paquet Énergie¹⁰ réside dans la mise en œuvre d'un système de dissociation du gestionnaire du réseau de transport des autres activités de l'entreprise verticalement intégrée, visant à supprimer toute discrimination et tout conflit d'intérêts entre les producteurs, les fournisseurs et le gestionnaire de réseau de transport afin de créer des incitations à la réalisation des investissements nécessaires et de garantir l'accès de nouveaux venus sur le marché. Ces principes sont repris par le nouveau Paquet « Énergie propre pour tous les Européens », dont notamment la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, en prévoyant les options suivantes pour dissocier la fourniture et la production de la gestion du réseau de transport :

- une dissociation intégrale des structures de propriété (modèle « Ownership Unbundling ») ;
- un gestionnaire de réseau indépendant (modèle « Independent System Operator ») ; et

¹⁰ Pour plus de détails, consulter « 3ième paquet marché intérieur de l'électricité » sous « Législation européenne » sur le site de l'institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

- un gestionnaire de transport indépendant (modèle « Independent Transport Operator »).

Chaque gestionnaire du réseau de transport doit avoir été certifié par l'autorité de régulation comme étant conforme aux exigences de dissociation entre, d'une part, la propriété et l'exploitation de réseaux de transport, et, d'autre part, la production et la fourniture d'électricité, peu importe l'option choisie.

Ainsi, l'article 52 de la directive (UE) 2019/944 dispose qu'une entreprise, qui possède un réseau de transport, doit être certifiée conformément à une procédure définie par la directive même avant qu'elle ne puisse être agréée et désignée comme gestionnaire de réseau de transport. La certification doit se faire notamment en vérifiant la conformité de l'entreprise aux exigences de dissociation, fixées à l'article 43 de la directive (UE) 2019/944.

L'article 43 de la directive (UE) 2019/944 ne s'appliquant pas au Luxembourg, la législation luxembourgeoise, faisant déjà valoir en faveur du Grand-Duché la dérogation à l'article 9 de la directive 2009/72/CE prévue à l'article 44.2 de ladite directive, n'a pas besoin d'être modifié sur ce point. Ainsi, la disposition de l'article 25(4bis) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité selon laquelle le détenteur d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport est agréé et désigné comme gestionnaire de réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne garde toujours sa valeur.

Sur base de cette disposition, l'Institut a communiqué en date du 16 janvier 2013 à la Commission européenne que la société Creos, disposant d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport, est agréée et désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. À ce jour, aucune suite n'a été donnée à cette communication de la part de la Commission européenne.

Malgré ladite dérogation quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur luxembourgeois avait tout de même transposé la directive 2009/72/CE pour établir un cadre législatif assurant un certain degré d'indépendance au gestionnaire de réseau de transport. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise d'électricité verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. Ces exigences, qui ne se trouvent pas affectées par la directive (UE) 2019/944, se retrouvent à l'article 32 de la Loi Électricité pour s'appliquer à tous les gestionnaires de réseau à l'exception des gestionnaires de réseau de distribution avec moins de 100.000 clients raccordés.

Afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport, les conditions minimales suivantes doivent être constamment remplies par Creos, en tant que gestionnaire de réseau de transport :

- l'absence pour les personnes responsables de la gestion quotidienne du gestionnaire du réseau de transport de cumul de mandats au sein des structures de l'entreprise intégrée qui sont directement ou indirectement chargée de la gestion quotidienne des activités de fourniture ou de production ;
- l'obligation pour le gestionnaire du réseau de transport de disposer des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, financières et matérielles pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau ;
- l'obligation pour le gestionnaire de réseau du transport d'établir un programme d'engagements qui contient les mesures visant à exclure toute pratique discriminatoire. Ce programme d'engagement fait l'objet d'un suivi approprié par le « Compliance Officer » qui présente toutes les garanties d'indépendance et d'intégrité. Un rapport est publié chaque année.

En outre, les exigences de confidentialité imposées au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 41 de la directive 2019/944/CE sont intégralement reprises en droit national. Ainsi, le gestionnaire du réseau de transport doit s'abstenir de divulguer toute information commercialement sensible aux autres parties de l'entreprise verticalement intégrée et ne doit pas recourir à des services communs hormis les fonctions purement administratives (article 31 de la Loi Électricité).

Finalement, l'Institut a pour mission de veiller à ce que les gestionnaires de réseau évitent toute discrimination relative à l'accès aux réseaux grâce à la dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, notamment à travers l'analyse des comptes séparés par activité et des contrats de prestations de services et règlements intérieurs en place au sein de l'entreprise verticalement intégrée. Comme l'entreprise doit tenir des comptes séparés pour chacune des activités de transport et de distribution ainsi que pour les activités en-dehors du transport ou de la distribution, l'Institut veille donc notamment à ce que l'activité de développement et de gestion de la plateforme informatique nationale et centralisée de données énergétiques (dénommée « Leneda »), confiée au gestionnaire du réseau de transport d'électricité par la loi du 3 février 2021, soit séparée en comptabilité interne du GRT. Par ailleurs, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

verticalement intégrée. Celui-ci doit s'abstenir de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de la même entreprise verticalement intégrée.

Un contrat de prestations de services a été signé entre Creos et Encevo, par lequel des services administratifs sont regroupés au sein d'une seule des entités du groupe, à savoir pour chaque service celle des entités la mieux outillée, le tout en conformité avec les réquisitions des articles 31(2) et 32(3) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, respectivement l'article 38(1) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. Ainsi, Encevo prend en charge des services communs aux différentes entités du groupe, tels que, sans être exhaustif, l'audit interne, les assurances, la comptabilité, la trésorerie, les ressources humaines ou la régulation. D'autres services communs, notamment l'informatique, sont gérés par Creos.

Quelques aspects de l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport sont analysés ci-après.

2.1.1.2 UN PROGRAMME D'ENGAGEMENTS

Dans le cadre de l'article 32(2d) de la Loi Électricité, le gestionnaire de réseau de transport appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit établir un programme d'engagements qui, d'une part, contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire soit exclue par rapport aux acteurs du marché et que son application fasse l'objet d'un suivi approprié et qui, d'autre part, énumère les obligations spécifiques imposées au personnel de l'entreprise pour que cet objectif soit atteint.

Le propriétaire et gestionnaire du réseau de transport d'électricité Creos fait partie d'un groupe d'entreprises verticalement intégré dans lequel les activités de fourniture et de production sont exercées par une entité juridiquement distincte, à savoir Enovos Luxembourg S.A. (ci-après « Enovos »). Creos, en charge des activités de réseaux à la fois de distribution et de transport, et Enovos, responsable des activités de production et de fourniture, sont des filiales chapeautées par la même holding opérationnelle Encevo.

Creos a établi un programme d'engagements et désigné un responsable du suivi, appelé « Compliance Officer », qui rapporte chaque année à l'Institut le suivi des mesures mises en place. Le rapport est publié par Creos sur son site Internet.

Une grande partie du rapport sur le suivi du programme d'engagements de Creos de l'année 2024 est consacré aux mesures organisationnelles mises en place pour garantir la confidentialité des informations et la transparence, que ce soit par l'absence de doubles fonctions pour les personnes responsables de la gestion quotidienne, par la défense et la préservation des intérêts professionnels des responsables de Creos afin de garantir leur indépendance ou par leurs pouvoirs de décision effectifs. Tant les membres du Conseil d'administration de Creos que son CEO ont signé une déclaration quant au respect des règles de l'unbundling. Ainsi, une attestation écrite certifie que ces personnes n'ont aucun rapport avec la gestion quotidienne des activités de production et de fourniture dans les sociétés du groupe Encevo.

Parmi les autres mesures organisationnelles, on peut citer l'absence de services communs, hormis pour les fonctions purement administratives et informatiques (voir pour cette dernière mesure le point 2.1.1.3 ci-après) ou l'absence de confusion dans la stratégie de marque et les pratiques de communication.

2.1.1.3 SÉPARATION INFORMATIQUE

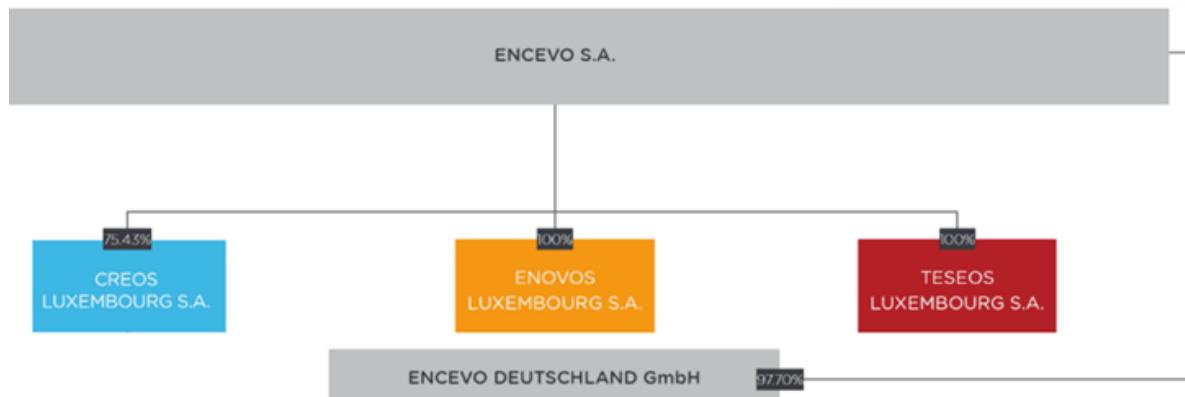
Le rapport de suivi du programme d'engagements portant sur l'année 2024 analyse en particulier un aspect concernant l'absence de services communs, hormis pour les fonctions purement administratives et informatiques. En effet, le rapport donne un aperçu détaillé des applications informatiques ayant un impact sur le marché, par exemple l'application de téléréglages des données de comptage, du système de gestion des compteurs intelligents. En outre, sur base de l'article 27ter de la Loi Électricité, Creos développe une plateforme informatique nationale de données énergétiques, alimentée par les données des différents acteurs du marché. Elle est complètement séparée des autres plateformes informatiques de Creos avec un concept d'autorisations d'accès non discriminatoire.

2.1.1.4 SÉPARATION JURIDIQUE

Le Graphique 2 représente une version simplifiée du schéma disponible sur le site Internet du groupe Encevo¹¹ et montre comment Creos est dissociée sur le plan de la forme juridique des autres entités de l'entreprise verticalement intégrée.

¹¹ <https://www.encevo.eu/en/who-we-are/?title=vision-mission>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 2 : Le groupe Encevo

Le Tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que l'actionnariat se compose au 31 décembre 2024 d'un actionnariat public (participations directes et indirectes) à hauteur de 74,52 % des parts, étant détenues par des actionnaires privées.

ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. AU 31.12.2024

28,0 %	État du Grand-Duché de Luxembourg
24,92 %	China Southern Power Grid International
15,61 %	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
14,20 %	Société Nationale de Crédit et d'Investissement
12,0 %	Banque et Caisse d'Epargne de l'Etat
4,71 %	Post Luxembourg
0,56 %	ARDIAN
100 %	TOTAL

Tableau 1 : Actionnariat du groupe Encevo S.A.¹²

L'actionnariat de Creos se compose pour plus de trois quarts par Encevo, les actionnaires minoritaires de Creos étant principalement issus du secteur public dont notamment la Ville de Luxembourg (voir Tableau 2).

¹² Source : Rapport annuel 2024 de Encevo S.A.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A. AU 31.12.2024

75,43 %	Encevo S.A.
20,0 %	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
2,28 %	État du Grand-Duché de Luxembourg
0,10 %	Fédération du Génie technique
2,08 %	41 Administrations communales luxembourgeoises
0,10 %	Creos Luxembourg S.A. (actions propres)
100 %	TOTAL

Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.¹³

2.1.1.5 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau national, Creos est à la fois l'un des gestionnaires de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. Il existe également quatre autres gestionnaires de réseaux de distribution et un gestionnaire de réseau industriel. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie au Chapitre 2.1.2 Tableau 3.

L'article 35 de la directive (UE) 2019/944 prévoit la dissociation du gestionnaire de réseau de distribution faisant partie d'une entreprise verticalement intégrée des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan juridique, que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

La législation luxembourgeoise a transposé les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance des gestionnaires de réseau à l'article 32 de la Loi Électricité. Il prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne contient aucune obligation de dissociation de la propriété. Il reprend en outre l'ensemble des critères minimaux à respecter pour répondre à l'exigence d'indépendance des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan de la forme juridique que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

2.1.1.6 DISSOCIATION JURIDIQUE

Comme déjà indiqué ci-dessus, l'article 32 de la Loi Électricité est applicable aux gestionnaires de réseaux de transport et industriel, ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux de distribution ayant plus de 100.000 clients raccordés.

L'application de cette limite conduit à la conclusion qu'un seul gestionnaire de réseau de distribution est soumis à l'obligation de dissociation juridique. En effet, Creos Luxembourg S.A. est gestionnaire d'un réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés et fait partie d'une entreprise verticalement intégrée. Étant également gestionnaire du réseau de transport, Creos est de toute façon soumise à l'obligation de dissociation juridique dont les détails sont exposés ci-dessous. Toutes les autres entreprises intégrées, exploitant un réseau de distribution, approvisionnent un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients, et ne sont donc pas concernées par l'obligation de dissociation.

Il est à noter qu'en juin 2023, la société Hoffmann Frères Energie et Bois (ci-après « HFEB »), fournisseur d'énergie électrique et de gaz naturel et propriétaire/gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la commune de Mersch, a été cédée à Encevo. Alors que HFEB a continué l'activité de gestionnaire de son réseau jusqu'à l'intégration du réseau dans celui de Creos à la fin de l'année 2023, il se posait temporairement un problème quant à l'absence de dissociation juridique entre les activités de production et de fourniture et celles de gestion de réseau. L'Institut a dû intervenir auprès des acteurs impliqués pour mettre fin au plus vite à cette situation illégale non conforme. Finalement, Creos a été désigné gestionnaire du réseau de HFEB au moment de l'intégration des actifs du réseau dans celui de Creos pour en faire partie intégrante au 1^{er} janvier 2024.

2.1.1.7 DISSOCIATION FONCTIONNELLE

Les gestionnaires des réseaux soumis à l'obligation de dissociation du fait de leur appartenance à une entreprise verticalement intégrée d'électricité doivent bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs missions en toute indépendance,

¹³ Source : Rapport annuel 2024 de Creos Luxembourg S.A.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

en particulier lors de la prise de décisions en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau ainsi que celles concernant l'exploitation et la gestion quotidienne.

La Loi Électricité a encore introduit un autre critère visant à éviter que, par le biais du gestionnaire de réseau, une entreprise intégrée d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. En particulier, le gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit s'abstenir, dans ses pratiques de communication et sa stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée. L'Institut est appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 32(2bis) de la Loi Électricité.

Dans son rapport sur le suivi du programme d'engagement de l'année 2024, Creos précise qu'elle a déployé des efforts pour augmenter sa notoriété auprès de grand public. Ainsi, Creos a renforcé sa présence dans les médias et développé des partenariats lors d'événements grand public. En outre, avec le déploiement des bornes de charge publique et celui des compteurs intelligents, Creos a su faire connaître son rôle de gestionnaire de réseau sans prêter confusion avec les autres entités du groupe.

Finalement, le portail « My Creos¹⁴ » permet aux clients d'entrer directement en contact avec Creos. Ils peuvent lancer en ligne toutes leurs démarches et demandes d'activation de services, consulter leurs données personnelles, leurs contrats et visualiser et télécharger leurs données de comptage.

2.1.1.8 DISSOCIATION COMPTABLE

Aux critères d'indépendance s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 35 de la Loi Électricité. Ainsi, toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur de l'électricité doivent tenir aujourd'hui dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution et du transport de l'électricité. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation de l'électricité et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors de l'électricité. À cela s'ajoute, pour chacune des activités concernées, l'obligation de tenue de comptes séparés relatifs aux obligations de service public qu'elles exercent.

La séparation comptable est un moyen de s'assurer de l'affectation correcte des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés.

2.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

Le système électrique luxembourgeois est constitué du réseau de transport de Creos interconnecté moyennant 2 lignes transfrontalières, chacune à deux circuits, avec le réseau de transport allemand d'Amprion. Depuis octobre 2017, un transformateur-déphasageur (PST), reliant les réseaux de transport de Creos et d'Elia, le gestionnaire du réseau de transport électrique belge, permet de réaliser une interconnexion entre le Luxembourg et la Belgique principalement pour renforcer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir Chapitre 2.1.4).

Les réseaux de distribution sont alimentés depuis le réseau de transport. Ils peuvent cependant bénéficier d'injections complémentaires en provenance d'installations de production décentralisées.

Le réseau industriel luxembourgeois est connecté au réseau de transport belge opéré par Elia, ainsi qu'au réseau de transport français opéré par RTE, le gestionnaire du réseau de transport électrique français, depuis la mise en service de la ligne Moulaine (F) – Belval (L) à l'automne 2013.

2.1.2.1 SERVICES D'ÉQUILIBRAGE

Creos et Amprion opèrent une zone commune Réglage-Fréquence-Puissance.

Sans préjudice des obligations des responsables d'équilibre en matière de leurs injections et prélèvements, Creos, en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, est responsable de l'équilibre en temps réel entre les injections et prélèvements d'électricité dans sa zone de réglage. Afin de garantir l'équilibre, il doit veiller à disposer de capacités de réserve : à défaut de réserves suffisantes dans son réseau, Creos remplit cette obligation via un contrat de mise à disposition de services systèmes conclu avec Amprion, dans lequel il est convenu qu'Amprion dimensionne, émette et achète les réserves et services auxiliaires nécessaires à Creos pour compenser les déséquilibres observés sur la zone commune.

¹⁴ <https://www.creos-net.lu>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2.1.2.1.1 RÈGLES D'ÉQUILIBRAGE

Les échanges énergétiques avec l'Allemagne se font à travers des nominations transfrontalières entre la zone de programmation d'Amprion et la zone de programmation de Creos, chaque responsable d'équilibre échangeant entre deux périmètres d'équilibre ayant le même code EIC dans les deux zones de programmation concernées.

L'énergie d'ajustement positive ou négative livrée par Amprion pour la zone Creos est redistribuée entre les responsables du déséquilibre sur base de leurs nominations, reprenant par période ¼-horaire toutes les transactions énergétiques d'un périmètre d'équilibre avec d'autres périmètres d'équilibre. Les programmes journaliers des responsables d'équilibre concernant les volumes d'électricité qu'ils envisagent de prélever du réseau pour l'approvisionnement de clients finals sont transmis au coordinateur d'équilibre, dont la fonction au Luxembourg est assurée par le gestionnaire du réseau de transport Creos, au plus tard jusqu'à 14h30 le jour ouvré précédent le jour d'accomplissement de la fourniture prévue lors de la nomination.

Depuis fin 2014, tous les responsables d'équilibre peuvent accéder à un processus de nominations *intraday* décrit dans le manuel d'équilibre¹⁵ pour favoriser un échange d'énergie aussi proche que possible du temps réel, afin de limiter le recours à l'énergie d'ajustement. Néanmoins, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent actuellement être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux, Amprion se chargeant ensuite de se procurer l'énergie nécessaire pour l'équilibrage auprès des prestataires de services d'équilibrage allemands.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2024 s'est légèrement dégradée par rapport à 2023, la moyenne des écarts d'équilibre étant de +2,03 % en 2024 par rapport à -0,53 % en 2023, avec un écart-type de +8,82 % en 2024 contre 7,27 % en 2023 conjointement à une augmentation de la consommation nationale. Néanmoins, les prévisions de quelques responsables d'équilibre ayant utilisé des nominations intraday ont pu améliorer leurs prévisions. Quelques dépassements de l'écart-type toléré par la méthode ont été constatés, mais le coordinateur d'équilibre n'a pas souhaité appliquer les pénalités correspondantes.

Le recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevait à 167 GWh (par rapport à 194 GWh en 2023), et le recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) a augmenté par rapport à 2023 pour s'élever à 233 GWh en 2024 (174 GWh en 2023). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion et ont varié entre -5,73 €/kWh et 15,00 €/kWh en 2024 (par rapport à une fourchette de -6,68 €/kWh à 13,61 €/kWh en 2023).

En 2024, les échanges entre l'Institut et Creos en vue de réviser les règles d'équilibrage ont été poursuivis, afin de modifier le calcul de la garantie bancaire, le calcul de pénalités en cas de déséquilibre significatif, et d'introduire un système de prévisions et d'allocation bottom-up au départ des données mesurées par les compteurs intelligents au sein des différents périmètres d'équilibre et la possibilité de clôturer les nominations intraday à 15 minutes avant la livraison (au lieu de 45 minutes actuellement) afin qu'il n'y ait pas de différence de pratique pour des acteurs présents au Luxembourg et en Allemagne. La finalisation de la mise à jour de ces règles est prévue en 2025.

2.1.2.1.2 ACCÈS AUX RÉSERVES

Après la mise en place au 1^{er} juin 2020 des modalités permettant l'accès et la participation au marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la restauration de la fréquence ont été développées par Creos en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport et approuvées par l'Institut en décembre 2024. Ces nouvelles règles, permettant l'accès et la participation au marché allemand des réserves de restauration de la fréquence (FRR) pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, sont d'application depuis le 1^{er} janvier 2025.

2.1.2.2 RÉGIME DES CONCESSIONS

La Loi Électricité prévoit que chaque propriétaire d'un réseau électrique désigne un gestionnaire de réseau pour assurer son exploitation.

L'établissement et l'exploitation d'ouvrages électriques destinés au transport et à la distribution d'électricité sont, en vertu de la Loi Électricité, subordonnés à l'octroi préalable d'une concession qui est délivrée par le ministre ayant l'énergie dans ses attributions. Tous les gestionnaires de réseau désignés se sont vu octroyer une concession en 2009 pour une durée de dix ans, renouvelable par

¹⁵ https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/fr_manuel_perimetres_d_equilibre.pdf?t=1757592928111

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

tacite reconduction. Fin 2024, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport (ci-après « GRT »), un gestionnaire détenteur d'une concession de réseau industriel (ci-après « GRI ») et 4 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution¹⁶. Le gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. a repris le réseau de distribution du gestionnaire de réseau Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l.

Une vue globale des gestionnaires et propriétaires des réseaux ainsi que de l'envergure des infrastructures est fournie dans le Tableau 3 suivant :

FONCTION	GESTIONNAIRE DE RÉSEAU	NOMBRE DE RACCORDEMENTS ¹⁷	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (> 35 kV)	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (<35 kV)	PROPRIÉTAIRE DU RÉSEAU
GRT	Creos Luxembourg S.A.	169.369	620,6	11.613,5	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A.
GRD	Commune de Steinfort				
GRD	Ville de Diekirch	1.726	0	175,9	Ville de Diekirch
GRD	Ville d'Esch-sur-Alzette	6.844	0	404,0	
GRD	Ville d'Ettelbruck	2.714	0	115,0	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s.	7	58	0	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, Sotel S.C., ArcelorMittal Belval & Differdange S.A., ELIA Asset S.A.

Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2024

2.1.2.3 CONDITIONS D'ACCÈS AUX RÉSEAUX

2.1.2.3.1 CONDITIONS TECHNIQUES DE RACCORDEMENT

Chaque gestionnaire de réseau de transport ou de distribution a l'obligation de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution. Il doit prévoir des procédures normalisées et simplifiées pour faciliter le raccordement au réseau des producteurs décentralisés d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération à haut rendement et fournir à tout client et tout producteur les informations complètes et nécessaires qui sont requises, y compris :

- a) une estimation complète et détaillée des coûts associés au raccordement ;
- b) un calendrier raisonnable et précis pour la réception et le traitement de la demande de raccordement au réseau ;
- c) un calendrier indicatif pour tout raccordement au réseau proposé.

Néanmoins, la Loi Électricité prévoit que le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès à son réseau aux producteurs d'électricité, à l'exception des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et notifié dans un délai de 30 jours à la partie intéressée, ainsi qu'au régulateur, et doit reposer sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés.

¹⁶ <https://www.ilr.lu/secteurs-activites/energie/electricite/fourniture-gestionnaires-reseau/gestionnaires-de-reseau/gestionnaires/>.

¹⁷ Nombre de raccordements : est défini comme le nombre de raccordements des installations de consommation finale, des installations de production, des installations vers les réseaux de distribution en aval et vers d'autres réseaux de distribution au même niveau de tension. Sur un même site, il y a au plus un raccordement. Une installation de consommation et une installation de production sur un même site ne comptent que pour un seul raccordement. Un site avec plusieurs installations de consommation (maison multifamiliale, résidence à appartements, ...) ne compte que pour un seul raccordement.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

En outre, la Loi Électricité prévoit que le gestionnaire de réseau peut limiter la capacité de raccordement garantie ou proposer des raccordements sous réserve de limitations opérationnelles, à condition que de telles limitations aient été approuvées par le régulateur et ne créent pas de barrières injustifiées à l'entrée sur le marché. Lorsque l'installation de production ou de consommation ou l'installation de stockage d'énergie supporte les coûts liés à la garantie de raccordement illimité, aucune limitation ne s'applique.

Les gestionnaires de réseau sont tenus de soumettre leurs conditions techniques (et financières) pour le raccordement à leur réseau à l'acceptation de l'Institut conformément aux dispositions de la Loi Électricité, notamment ses articles 5, 8 et 57. En 2024, les conditions techniques de raccordement aux réseaux sont restées inchangées.

2.1.2.3.2 PROJETS À CARACTÈRE EXPÉRIMENTAL

L'article 12 de la loi du 9 juin 2023 a introduit la possibilité pour le régulateur de conférer, sur demande motivée, le statut de projet à caractère expérimental à un projet qui réunit les conditions suivantes :

- Le projet vise à concrétiser ou faciliter la transition énergétique, à augmenter l'efficacité énergétique, à développer la digitalisation des réseaux électriques, à augmenter la résilience du système électrique, à contribuer à la réduction d'émissions de gaz à effets de serre ou à soutenir la mise en œuvre des objectifs fixés dans le plan national intégré en matière d'énergie et de climat ;
- Le projet poursuit des objectifs clairement définis et est fondé sur une approche et un suivi scientifiques ;
- Le projet implique des acteurs ayant les capacités techniques, professionnelles et organisationnelles requises pour mettre en œuvre les objectifs du projet.

Le porteur de projet peut, au moment de sa demande ou à tout moment ultérieur, demander au régulateur l'octroi de dérogations temporaires à des dispositions contenues dans les règlements et décisions pris par ce dernier en vertu de la Loi Électricité. Dans le cas où toutes les conditions de l'article 8septies paragraphe (2) sont remplies, l'Institut accorde les dérogations pour une durée maximale de trois ans. Sur demande motivée du porteur de projet, elles peuvent être prorogées pour une nouvelle période de trois ans au maximum.

L'Institut informe sans délai le ministre de la réception d'une demande visée aux paragraphes mentionnés et lui en fait parvenir une copie. Le régulateur publie sa décision au Journal officiel du Grand-Duché de Luxembourg ainsi que sur son site Internet.

En 2024, un projet s'est vu attribuer le statut de projet à caractère expérimental, à savoir le projet « Creos Living Lab »¹⁸. Un deuxième projet, dénommé « Echo-Wave », s'est vu attribuer ce statut en février 2025.

2.1.2.4 LA COMMUNICATION DE MARCHÉ

Le modèle de communication de marché vise la standardisation et le déroulement automatisé de l'échange de données et des processus de marché tels que le changement de fournisseur, le déménagement/emménagement ou encore la déconnexion. Afin de garantir un échange efficace et rapide, avec les entreprises d'électricité, de toutes les informations nécessaires au bon fonctionnement du marché et des réseaux interconnectés et afin de se préparer à un nombre croissant de demandes et à des délais de réponse raccourcis, les gestionnaires de réseau d'électricité ont développé conjointement un modèle de communication de marché automatisé.

Depuis leur mise en œuvre en 2017, les modalités décrites dans le document « Modell der Marktkommunikation Strom für Luxembourg » (MdMS) ont été revues à plusieurs reprises. L'Institut continue de suivre de près le travail du comité de pilotage de la communication de marché, qui poursuit le développement des procédures.

La loi du 9 juin 2023 a introduit que la communication de marché sera gérée par et intégrée dans la plateforme informatique visée à l'article 27ter de la Loi Électricité (voir chapitre 2.1.2.5), une intégration qui devrait être achevée au plus tard le 1^{er} janvier 2027¹⁹.

¹⁸ <https://www.ilr.lu/secteurs-activites/energie/reseau-marche/reseaux-intelligents/projets-caractere-experimental/>

¹⁹ Projet de règlement grand-ducal relatif à la plateforme informatique de données énergétiques

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2.1.2.5 PLATEFORME NATIONALE DE DONNÉES ÉNERGÉTIQUES (LENEDA)

Le paysage énergétique évolue rapidement en raison du changement climatique, de la décentralisation de la production d'énergie et de la numérisation. Comme d'autres pays, le Luxembourg doit adapter ses réseaux d'électricité à une charge de plus en plus volatile et difficile à prévoir. Le marché est confronté à des défis tels qu'une fragmentation des systèmes de données, une très faible concurrence, des inefficacités liées au changement de fournisseur et des factures souvent peu transparentes ou difficiles à comprendre.

Une plateforme nationale des données énergétiques facilite l'accès aux informations pour une meilleure gestion du réseau et une efficacité accrue. En outre, une telle plateforme centrale promet la transparence et l'innovation en mettant les données à la disposition du public, des instituts de recherche et des start-ups.

Plusieurs pays avaient déjà acquis de l'expérience avec des plateformes nationales de données énergétiques lorsque le Luxembourg a entamé en 2019 les premières études visant à documenter les avantages d'une base de données énergétique centralisée et les défis à relever pour sa mise en œuvre.

Dès lors, une plateforme centrale de données énergétiques suscite de grandes attentes :

- amélioration de la communication entre les parties prenantes (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, clients, agrégateurs, communautés énergétiques et autorités publiques) ;
- amélioration de la qualité et de la transparence des données ;
- renforcement de la concurrence et de l'innovation ;
- amélioration du changement de fournisseur et de la gestion des données clients ;
- accès facilité pour des tiers ;
- augmentation de l'efficacité opérationnelle et réduction des coûts d'exploitation ;
- optimisation des rapports réglementaires.

Le concept d'une plateforme nationale de données énergétiques a été introduit en 2021 dans la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. La loi mandate le gestionnaire de réseau de transport d'électricité pour mettre en place une plateforme informatique nationale et centralisée de données énergétiques qui s'appuie sur le système central commun relatif au comptage intelligent.

Par la suite, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité a développé un concept technique et organisationnel détaillé ainsi qu'un plan de réalisation.

Le rapport « [Benefits of an Energy Data Platform in Luxembourg](#)²⁰ », publié en mai 2022, décrit le potentiel d'une plateforme nationale de données énergétiques pour le marché de l'électricité et du gaz du pays. Commandée par le ministère alors compétent en matière d'énergie, cette étude s'appuie sur les meilleures pratiques européennes, des entretiens avec des parties prenantes et des données sur le marché luxembourgeois de l'énergie permettant d'évaluer la valeur ajoutée attendue de la plateforme.

²⁰ <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/electricite/thema-report-2022-11-benefits-energy-data-platform-luxembourg.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Les principales conclusions sont les suivantes :

Efficacité du marché	Une plateforme nationale devrait rationaliser l'accès aux données énergétiques et leur gestion et permettre la création d'un système national d'identification énergétique, dans l'espoir que cela clarifie les rôles et les responsabilités tout au long de la chaîne de valeur énergétique et réduire la complexité administrative.
Réduction des coûts	Grâce à la centralisation et à l'automatisation des flux de données, la plateforme devrait réduire considérablement les coûts pour les acteurs du secteur de l'énergie et les autorités publiques et ainsi améliorer l'efficacité globale du système.
Concurrence et innovation	Un accès plus facile à des données énergétiques standardisées devrait permettre à de nouveaux acteurs et à des fournisseurs tiers de développer des services énergétiques innovants, favorisant ainsi un marché plus dynamique et plus concurrentiel.
Droits des consommateurs	Les utilisateurs du réseau auront une meilleure vue d'ensemble de leur consommation énergétique individuelle, ce qui leur permettra de prendre des décisions plus éclairées en matière d'approvisionnement et d'économies d'énergie.
Planification fondée	La plateforme devrait fournir des données fiables et détaillées pour les prévisions, la planification et le suivi des progrès accomplis dans la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques.
Protection des données	Le rapport souligne l'importance d'une gestion robuste des données et recommande des systèmes d'authentification sécurisés et des protocoles clairs pour l'échange de données afin de protéger la vie privée des utilisateurs.

Le rapport recommande également un suivi continu des résultats obtenus, y compris des indicateurs de performance en matière de réduction des coûts, de participation au marché et d'adoption des innovations. Il plaide également en faveur de la participation des parties prenantes et d'une mise en œuvre progressive afin de garantir une large acceptation et un succès à long terme.

Enfin, le rapport estime qu'une telle plateforme pourrait générer une valeur actuelle nette (NPV) de 7,8 à 10,6 millions d'euros sur une période de dix ans, rien qu'en améliorant les processus opérationnels. Les avantages supplémentaires liés à une concurrence accrue et à l'optimisation énergétique pourraient atteindre une NPV supérieure à 100 millions d'euros sur cette même période.

Après plusieurs études préliminaires et analyses de marché, Creos a donc commencé en 2022, avec le soutien d'une société spécialisée ayant déjà mis en œuvre des projets similaires dans d'autres pays, à développer la plateforme de données énergétiques luxembourgeoise.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Le 20 mars 2025, la plateforme de données énergétiques a été présentée au grand public sous le nom de « LENEDA » lors d'une conférence de presse, mais elle était déjà partiellement accessible en 2024 aux acteurs professionnels et aux bêta-testeurs intéressés.

La mise en place de la plateforme, qui se poursuit encore en 2025, se déroule en trois phases :

- Dans une première phase clôturée en 2024, il s'agissait d'enregistrer les producteurs d'électricité ainsi que les gros consommateurs d'électricité et de gaz naturel et d'introduire des identifiants énergétiques uniques (Energy-ID).
- Une fois l'harmonisation des processus liés à l'électricité et au gaz réalisée, LENEDA doit être entièrement intégrée en tant que plateforme de communication centrale dans la communication de marché.
- Enfin, grâce à une qualité élevée des données, une gestion avancée des données énergétiques est envisagée ; l'intégration des processus de Luxmetering (voir Chapitre 2.1.2.5) et l'extension aux données relatives à l'eau et à la chaleur sont également envisagées.

Les autres développements LENEDA pour les années à venir sont :

- Base de données centrale pour tous les acteurs professionnels pour le traitement automatisé de tous les processus liés à la communication de marché de l'électricité et du gaz ;
- Accélération de la collecte de toutes les consommations d'énergie et des valeurs d'injection, ainsi que de leur correction ;
- Interface utilisateur simplifiée pour la gestion des groupes de partage ;
- Calcul uniforme des frais de réseau individuels pour chaque POD et mise à disposition de ces informations aux fournisseurs concernés.

2.1.2.6 LE RÉSEAU INTELLIGENT

Le déploiement du système de comptage intelligent prescrit par la Loi Électricité prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer avec un taux de pénétration d'au moins 95 % au 31 décembre 2019 pour l'électricité²¹. Pour l'électricité, cet objectif a été atteint avec un taux d'installation de 99,2 % au 31 décembre 2024 (contre 98,9 % vers la fin 2023).

Le compteur électrique communique généralement via la ligne électrique du gestionnaire de réseau avec un « concentrateur de données » qui collecte les courbes de charge de maximum 150 compteurs électriques différents et les envoie ensuite à Luxmetering GIE (ci-après « Luxmetering »), l'opérateur technique commun des GRDs, où toutes les données de comptage enregistrées par les « Smart Meter » sont collectées et corrigées (si nécessaire, en cas de valeurs manquantes).

Les données de comptage quart-horaire sont transmises par le gestionnaire de réseau au fournisseur sur base quotidienne. Les données quart-horaire sont alors utilisées pour déterminer les bilans d'équilibre du responsable d'équilibre au lieu de profils standards synthétiques. Les données permettent également aux fournisseurs de proposer des contrats de fourniture à prix dynamique à leurs clients. Les compteurs intelligents présentent également des avantages pour les gestionnaires de réseau : ils n'ont plus à se déplacer chez leurs clients pour la lecture d'énergie consommée ; de même, la manipulation des compteurs et donc le vol d'électricité sont rendus beaucoup plus difficiles et le gestionnaire de réseau peut mieux contrôler son réseau grâce aux données disponibles et planifier ainsi les investissements futurs dans les infrastructures de manière plus précise et plus allégée.

Au 31 décembre 2024, 99,01 % des 346.879 compteurs en basse tension ont pu transmettre leurs données de consommation quart-horaire au gestionnaire de réseau de distribution respectif ; pour 98,92 % des compteurs activés, la courbe de charge était communiquée au fournisseur sur base journalière. Dès lors, il est maintenant aisément pour le consommateur d'accéder à ses données de consommation quart-horaire, ceci généralement à travers les portails clients des sites Internet des fournisseurs et gestionnaires de réseau.

Depuis 2021, les gestionnaires de réseau mettent une interface à disposition permettant la connexion de dispositifs directement au compteur électrique intelligent et qui permettent ainsi au consommateur, le cas échéant en combinaison avec une application mobile, de suivre sa consommation ou sa production à tout moment et n'importe où en temps quasi réel ; si le consommateur le

²¹ Art. 29 de la loi du 1 août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

souhaite, ses informations peuvent également être partagées avec son gestionnaire de réseau et avec des fournisseurs de services énergétiques. Cette option technique permettant au consommateur de suivre sa consommation électrique en temps quasi réel avec un investissement modeste et relativement peu de complexité ne s'est cependant pas encore traduite par des développements techniques ou commerciaux sur le marché ; du moins l'Institut n'a pas connaissance d'applications ou de services qui permettraient aux consommateurs de tirer un bénéfice pratique immédiat de leurs données de consommation en temps réel.

Par ailleurs, la généralisation des comptages intelligents marque une étape importante dans l'évolution de la gestion des réseaux d'énergie. Il s'agit de la première étape, indispensable à l'avènement d'une gestion des réseaux et des flux d'énergie qui soit à la fois plus digitale et plus proche du temps réel.

En effet, la décarbonisation et l'électrification de la société impliquent une augmentation des flux d'énergie en circulation ainsi qu'une augmentation de la volatilité de ceux-ci. Les réseaux d'énergie sont par conséquent de plus en plus sollicités alors que dans le même temps, la probabilité d'usages simultanés augmente pour toute une série d'applications : mobilité et chauffage électriques, par exemple.

Dans ce cadre, la mise en œuvre concrète du comptage intelligent est un pas essentiel vers le « Smart Grid » qui se dessine à l'horizon 2030. Cette évolution est indispensable pour garder le contrôle sur le système tout en offrant la possibilité concrète à tous les acteurs d'être réellement et efficacement actifs sur les marchés de l'énergie.

La régulation TEN-E²² définit un « Smart Grid » comme un réseau capable d'intégrer de manière efficiente le comportement et les actions de tous les utilisateurs qui y sont connectés, en ce compris les producteurs, les consommateurs et, ceux qui combinent l'un et l'autre, de manière à assurer un système électrique économiquement efficient et durable, limitant les pertes en réseaux et offrant de hauts standards de qualité et de sécurité.

Pour que le réseau électrique d'aujourd'hui devienne alors un Smart Grid, le gestionnaire de réseau doit, entre autres, pouvoir déterminer la charge de son infrastructure à un instant donné. Pour ce faire, il a besoin des données de consommation et de production fournies par les compteurs intelligents, mais aussi des informations à propos de l'état des nœuds du réseau, par exemple au niveau des postes de transformation, des sous-stations etc.

En outre, le développement du réseau intelligent va de pair avec l'évolution de la planification du réseau et les développements dans différents domaines, notamment la flexibilité. Les principaux objectifs poursuivis consistent à optimiser l'utilisation des infrastructures existantes, augmenter le niveau de production renouvelable, favoriser la flexibilité des acteurs du marché tout en optimisant les nouveaux investissements. La première étape consiste à investir dans l'infrastructure du réseau intelligent. Au Luxembourg, le déploiement complet des compteurs intelligents est terminé et les gestionnaires de réseau ont défini un programme d'investissements au niveau des sous-stations MT/BT avec l'ambition de faire évoluer le parc en moyenne tension d'ici 2030.

La seconde étape requiert le développement d'outils permettant d'interpréter et d'agir. Il est question du développement de scénarios de réseau, d'estimateurs d'état, de prévisions, le tout associé à un dispositif adéquat de surveillance du réseau et des capacités disponibles.

Au-delà des aspects méthodologiques et des processus de traitement des données, la cohérence d'ensemble est essentielle pour proposer un cadre capable de tirer parti de la valeur ajoutée de chaque évolution. À l'heure actuelle différents procédures ont été initiés au niveau national avec les opérateurs et au niveau européen dans le cadre du CEER, pour travailler au développement et à la clarification des différents sujets devant permettre de faire évoluer les réseaux actuels vers des réseaux de plus en plus « Smart ». Il s'agit entre autres de travaux liés à la mise en œuvre de la directive 2019/944 et de ses implications, notamment au niveau des plans de développements de la distribution ainsi que de la flexibilité et des différents moyens pour la mobiliser.

La stratégie « smart grid » mise en œuvre par Creos se traduit par un programme stratégique d'investissements concernant à la fois les infrastructures physiques, mais également le développement de solutions logicielles. Cette stratégie doit permettre de disposer, d'ici à la fin de la décennie, d'un réseau intégrant les équipements de mesure, de contrôle et d'automatisation, alimentant un écosystème d'applications capables de mobiliser la communication bidirectionnelle et les nouvelles technologies de sorte à pouvoir répondre rapidement et de manière digitale à la variabilité de la demande et de la production d'énergie.

Le portefeuille de projets correspondant à ce programme comprend quatre grands axes. Le premier concerne le développement de l'infrastructure réseau, ceci concerne notamment le déploiement de « Smart Stations », c'est-à-dire les équipements permettant aux

²²Source : https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy_en#:~:text=On%202023%20June%202022%20the,technologies%20into%20the%20energy%20system.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
 DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
 ET DU GAZ NATUREL

stations de transformation de mesurer et de communiquer en temps réel sur l'état du réseau et les flux d'énergie d'une part, mais qui doivent également permettre d'effectuer les manœuvres à distance d'autre part. A fin 2024, le pourcentage des postes observables s'élève à 58% et les postes manœuvrables représentent quant à eux 38% du parc total.

Le deuxième axe concerne l'infrastructure de télécommunications permettant de transmettre et de mobiliser toutes ces informations en temps réel.

Le troisième axe concerne le développement de l'écosystème applicatif permettant l'analyse, la prédition, l'automatisation et l'action à distance. À citer par exemple, entre autres, les applications KOPR²³ et Alva²⁴ qui permettent d'analyser et de simuler l'évolution des besoins énergétiques ainsi que leurs conséquences sur le réseau, ceci afin d'identifier à temps la réponse la plus adéquate en termes d'optimisation, de configuration et d'investissement réseaux.

Finalement le dernier axe concerne l'exploration, l'expérimentation et la mise à l'épreuve pratique des concepts et des solutions envisagées au travers de projets et d'expériences pilotes (Living Lab)²⁵.

Tel que prévu à l'article 54(2)z) de la Loi Électricité, la mission du régulateur comporte en outre de contrôler et d'évaluer la performance des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution en ce qui concerne le développement d'un réseau intelligent qui promeut l'efficacité énergétique et l'intégration de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, sur la base d'un ensemble limité d'indicateurs et avec publication d'un rapport national comprenant des recommandations tous les deux ans. La présente section doit être comprise comme une réponse à cette obligation de la part de du régulateur qui documente les obligations susmentionnées dans le cadre du présent rapport.

L'Institut participe d'ailleurs activement aux groupes de travail organisés par l'ACER et le CEER et rencontre régulièrement des représentants d'ENTSOE et de EU-DSO dans le cadre de l'identification et du développement d'indicateurs pertinents dans le domaine des réseaux intelligents.

Dans ce cadre, il est important de faire remarquer que l'Institut s'est efforcé de développer, au fil du temps, des concepts de régulation basés sur la performance et les indicateurs clés associés, permettant de soutenir les objectifs de la politique énergétique et climatique nationale tout en incitant à une mise en œuvre plus efficace des tâches des opérateurs de réseau.

À titre d'illustration, sont à citer les indicateurs liés au suivi du déploiement des compteurs intelligents, des sous-stations intelligentes, ou encore les SAIDI et SAIFI.

2.1.2.7 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Le règlement E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité²⁶ fixe que les événements, pour lesquels la tension résiduelle est inférieure à 1 % de la tension nominale ou contractuelle pendant plus de 3 minutes, sont considérés comme interruptions. L'évolution du nombre d'interruptions, planifiées²⁷ et non-planifiées²⁸, et leurs causes est renseignée dans le Tableau 4 ci-dessous.

NOMBRE D'INTERRUPTIONS	2020	2021	2022	2023	2024
Interruptions planifiées	565	685	840	1.101	1.388
Interruptions non planifiées					
Conditions atmosphériques	22	32	21	35	52
Force majeure	0	106 ²⁹	0	0	0

²³ <https://kopr-twin.com/>

²⁴ <https://kopr-twin.com/assets/press/230908/230908-DataThings-Press%20Release%20for%20KOPR%20at%20Creos-FR.pdf>

²⁵ <https://www.creos-net.lu/particuliers/projets-innovation/living-lab>

²⁶ <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>

²⁷ Les gestionnaires de réseau peuvent planifier des interruptions pour, par exemple, effectuer de la maintenance sur le réseau. Dans ce cas, ils doivent informer à l'avance les utilisateurs qui en seront impactés.

²⁸ Les gestionnaires de réseau sont chargés de réparer les dégâts causés au réseau suite à des évènements imprévus, par exemple les intempéries qui endommagent fortement l'infrastructure.

²⁹ Nombre élevé causé entre autres par l'inondation en juillet 2021

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Dommage causé par un tiers	248	348	371	436	589
Cause interne	235	351	347	356	367
Réseau en amont	4	2	1	0	1
Réseau en aval	31	49	83	26	68
TOTAL DES INTERRUPTIONS	1.105	1.573	1.663	1.954	2.465

Tableau 4: Nombre d'interruptions et causes

Le nombre total d'interruptions a augmenté par rapport à 2023. Cette augmentation est principalement due aux interruptions planifiées et aux dommages causés par un tiers. Étant donnée la pertinence limitée du simple nombre d'interruptions en tant qu'indicateur de qualité, notamment en termes de comparabilité entre les réseaux, l'Institut calcule et surveille aussi deux indicateurs, communément utilisés dans le secteur de l'électricité – le SAIDI³⁰ et le SAIFI³¹, dont l'évolution est documentée dans le Tableau 5 suivant³² :

	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI (non-planifié)	16,6	13,9	20,6	13,1	13,4
SAIFI (non-planifié)	0,26	0,33	0,39	0,29	0,21

Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est de 13,4 minutes par point de raccordement en 2024. Il convient de noter que la durée d'interruption au Luxembourg reste basse comparée à la moyenne européenne³³.

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est de 0,21 interruptions par point de raccordement en 2024.

Les GRDs indiquent que l'ensemble des 1.388 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. 1.077 interruptions sont qualifiées comme étant non-planifiées. En l'absence d'informations plus détaillées de la part de certains gestionnaires de réseau, l'Institut ne peut pas se prononcer sur le nombre total de cas dans lesquels les clients ont été informés pendant l'interruption sur la durée attendue de la panne.

2.1.2.8 L'INFRASTRUCTURE DE CHARGE ELECTRIQUE

Selon la mission qui leur a été attribuée par la loi, les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont commencé en 2016 à déployer une infrastructure de bornes de charge publiques pour véhicules électriques, assortie d'un système central commun permettant la communication de données entre les bornes et les fournisseurs de service de charge. Le « système Chargy », regroupe les bornes du type de charge accéléré « Chargy » avec une puissance de 22 kW pour chacun des points de charge, les bornes de charge rapide « SuperChargy » avec une puissance de 160 kW jusqu'à 350 kW par point de charge et les bornes du type « Chargy Ok » et « SuperChargy Ok », lesquelles sont exploitées par d'autres opérateurs mais intégrées dans le système central commun.

La Directive 2019/944 a précisé le cadre légal européen pour l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Dans son article 33, cette Directive introduit le principe que les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas être propriétaires de points de recharge pour les véhicules électriques, ni les développer, les gérer ou les exploiter, sauf lorsqu'ils sont propriétaires de points de recharge privés réservés à leur propre usage. La Directive permet néanmoins de déroger à cette disposition si, suite à une procédure d'appel d'offres, aucun autre acteur ne s'est vu conférer le droit d'être propriétaire de telles installations, ni de les développer, de les gérer ou de les exploiter, ou ne peut fournir ces services à un coût raisonnable et en temps utile. La loi du 9 juin

³⁰ System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

³¹ System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

³² Pour la détermination du SAIDI et du SAIFI, les événements « force majeure », « réseau en amont » et « réseau en aval » du chapitre 1.3.2 point 4 du règlement E11/26/ILR ne sont pas considérés.

³³ 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/05/7th-Benchmarking-Report-2022.pdf>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2023 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité³⁴ a transposé cette Directive en droit national.

Dans ce contexte, une procédure d'attribution de concession pour la mission d'opérateur de l'infrastructure de charge ainsi qu'un appel d'offres pour la cession de cette infrastructure sur base des dispositions de l'article 27(13) de la Loi Électricité ont été lancés en novembre 2024 après approbation³⁵ par l'Institut de l'ensemble des conditions liées à ces procédures.

En mai 2025, l'Institut a accepté³⁶ la décision des gestionnaires de réseau d'attribuer la cession de l'infrastructure de charge publique à l'association momentanée composée des sociétés Electris Luxembourg S.A., Cube4T8 S.à.r.l. et SOCOM S.A.. En juin 2025, l'association mentionnée s'est également vue attribuée la concession par le ministère de l'Économie³⁷ et endosse ainsi le rôle d'opérateur de l'infrastructure de charge publique pour une durée de sept ans.

Il faut noter qu'il existe également de nombreuses bornes accessibles au public qui ne font pas partie de l'infrastructure de charge publique (système Chargy). Le nombre de points de recharge³⁸ accessibles au public est disponible sur le site Internet de l'Observatoire digital de la mobilité (ODM).³⁹ En ce qui concerne les points de recharge privés, des statistiques peuvent être consultées dans le [tableau de bord interactif](#)⁴⁰. Il faut noter que ces données sont fournies par les GRD et peuvent être incomplètes, notamment pour cause de défaut d'une obligation de notification pour les bornes avec une puissance inférieure à 7kW et les bornes raccordées au réseau moyenne tension.

Suite à une mise en concurrence, un propriétaire d'infrastructure de charge accessible au public est éligible à une aide publique, pouvant aller jusqu'à 70 % de la valeur des actifs, à solliciter en vertu de la loi du 26 juillet 2022⁴¹ relative au régime d'aides en faveur des entreprises investissant dans des infrastructures de charge pour véhicules électriques. Plus d'informations sur les appels d'offres réguliers de l'État sont disponibles sur le site Internet du Gouvernement⁴².

Il y a lieu de rappeler qu'il existe un autre régime d'aide réservé aux petites et moyennes entreprises (PME). Ainsi, sur simple demande, les PME peuvent bénéficier d'une subvention allant jusqu'à 50 % des coûts liés aux bornes de charge et jusqu'à 60 % des coûts liés au raccordement au réseau électrique.

³⁴ Source : <https://assets.iir.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1117.pdf>

³⁵ [Décision ILR/E24/46 du 18 novembre 2024](#) & [Décision ILR/E24/45 du 18 novembre 2024](#)

³⁶ [Décision ILR/E25/11 du 13 mai 2025](#)

³⁷ https://meco.gouvernement.lu/fr/actualites.gouvernement2024+fr+actualites+toutes_actualites+communiques+2025+06-juin+18-concession-chargy.html

³⁸ Ce nombre est plus élevé que le nombre des bornes de recharge, lesquelles peuvent disposer de plusieurs points de recharge.

³⁹ Source : <https://transports.public.lu/fr/planifier/odm/bornes-recharge.html>

⁴⁰ <https://www.iir.lu/espace-statistiques/statistiques/tableau-de-bord-electricite/>

⁴¹ Source : <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2022/07/26/a395/jo>

⁴² <https://gouvernement.lu/fr/actualites.html>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode applicable en 2024 est fixée par le règlement tarifaire ILR/E20/22 du 26 mai 2020. Le cadre posé par ce règlement expirant au 31 décembre 2024, l'Institut a travaillé à l'élaboration d'un nouveau règlement ILR/E24/18 définissant la méthodologie de détermination du revenu autorisé pour la période de régulation 2025-2028. Ce dernier a été publié le 28 juin 2024.

L'Institut souligne que le règlement tarifaire fixe un cadre pour la mise en place de tarifs communs au niveau national entre les différents gestionnaires de réseau, accompagné d'un système de compensation, permettant à chacun d'entre eux de couvrir son revenu autorisé.

Il convient de rappeler que l'activité principale du gestionnaire de réseau est son activité de transport ou de distribution, de facto et de jure constituée d'un monopole naturel. Cependant, la loi luxembourgeoise n'interdit pas aux gestionnaires de réseau de proposer des services en dehors des activités de transport ou de distribution, pour autant qu'ils ne sont pas en relation avec la fourniture ou la production d'électricité⁴³.

Dans le but d'augmenter la transparence et d'assurer l'application non discriminatoire des services offerts par les gestionnaires de réseau, un catalogue de services est publié par les gestionnaires de réseau. Ce catalogue contient le descriptif de chaque service ainsi que les conditions financières correspondantes. Le cas échéant, les services non liés à l'activité de transport et de distribution doivent être clairement identifiables.

Les règlements précités fixent donc les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau. La méthode tarifaire qui en découle comprend les volets de la détermination du revenu autorisé du réseau ainsi que la transposition de ces derniers en une structure tarifaire. Ces deux volets sont expliqués dans les sous-chapitres suivants.

2.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

De manière générale, la méthodologie tarifaire est une méthode du type « revenue cap » par laquelle l'Institut autorise un revenu maximal résultant de l'application des tarifs pour chaque gestionnaire de réseau.

Le règlement tarifaire définit les différentes composantes qui permettent de déterminer les coûts d'utilisation du réseau. Ces coûts comprennent les frais liés directement aux investissements réalisés par les gestionnaires de réseau, les frais d'exploitation du réseau, ainsi que des ajustements apportés via le compte de régulation ainsi que le facteur qualité.

En 2024, l'Institut a fait évoluer sa méthodologie applicable à partir de 2025, en mettant en place une approche intégrée, cohérente à tous les niveaux, impliquant tous les départements des gestionnaires de réseaux et encourageant la transversalité. L'objectif poursuivi est de rendre explicite les objectifs fixés et les moyens utilisés, en mettant l'accent sur l'efficacité et le suivi des réalisations, avec une démarche pragmatique pour renforcer la performance, la confiance et la transparence entre les gestionnaires de réseaux et le régulateur. Les avantages pour les gestionnaires incluent la cohérence stratégique, la traduction explicite du plan de développement, l'intégration des départements dans la planification, des tarifs orientés vers l'avenir et une clarté des engagements. Pour l'Institut, les avantages comprennent une vision d'ensemble, une compréhension accrue des besoins, des tarifs liés à un plan industriel concret, une clarté des engagements et une facilité à évaluer les tarifs et leur évolution.

Lors de l'adaptation de la méthode tarifaire, l'Institut a également actualisé le taux du coût moyen pondéré du capital (WACC), utilisé pour rémunérer les capitaux lors de la détermination des revenus autorisés. En raison des évolutions sur les marchés des capitaux, le taux applicable aux capitaux investis avant 2025 a été fixé à 5,06 % pour la période de régulation 2025-2028. Le WACC à court terme applicable aux investissements de l'année 2025 a été fixé à 6,37 %.

La méthodologie adoptée repose sur un exercice prospectif dans lequel le gestionnaire de réseau expose une vision à quatre 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. Il s'agit toujours 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. Il s'agit également pour le gestionnaire de réseau de proposer une vue d'ensemble et de garantir la cohérence des données au travers de tous les processus, et notamment l'approbation

⁴³ Cette restriction concerne uniquement les entreprises d'électricité avec plus de 100.000 clients raccordés.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

des tarifs, les plans de développement des réseaux, les états financiers de l'entreprise et les périmètres d'activités (principales et accessoires).

L'objectif poursuivi par la méthodologie 2025-2028 consiste à encourager les gestionnaires de réseaux à recourir au maximum à des méthodes de budgétisation spécifique, c'est-à-dire une manière de déterminer les dépenses prévisionnelles fondées sur des hypothèses détaillées impliquant des prévisions de quantités et de prix, exposant de manière circonstanciée les objectifs poursuivis, reprenant dans la mesure du possible les paramètres concrets permettant d'évaluer le niveau de réalisation et la performance. Il sera dans tous les cas nécessaires d'exposer en détail les hypothèses et méthodes retenues, de détailler et de justifier de manière circonstanciée les dépenses envisagées, d'expliquer l'évolution des coûts et des recettes pour chaque année de la période. La justification de l'évolution des coûts prévisionnels sera mise en perspective par rapport à la réalité historique des dépenses.

L'analyse des écarts entre coûts réels et prévisionnels doit permettre d'identifier tous les facteurs d'écart et de distinguer les écarts induits par le gestionnaire de réseau des autres sources d'écarts. L'objectif est de neutraliser les écarts générés par des évolutions subies et de statuer sur les écarts induits par les actions du gestionnaire de réseau afin de déterminer l'affectation de ces derniers. Ceci permet de diminuer le niveau de risque financier pour le gestionnaire de réseau et, en même temps, d'augmenter la légitimité et la justification des dépenses réelles.

La nouvelle méthodologie consacre un article à la définition d'indicateurs permettant d'évaluer la qualité de service des gestionnaires de réseaux, via cinq dimensions :

1. Garantie de la disponibilité des réseaux pour les utilisateurs, dans un contexte de transition énergétique nécessitant des investissements et une évolution des modes d'exploitation.
2. Réduction des délais de raccordement, notamment pour les installations contribuant au Plan National Énergie-Climat (PNEC).
3. Rôle des gestionnaires dans la facilitation des marchés, avec un accent particulier, sur l'efficacité de la communication, la transparence, et la participation active des parties prenantes via des consultations publiques.
4. Accompagnement de la mise en œuvre du nouveau système énergétique à travers le développement des réseaux intelligents (Smart Grids), l'intégration de la flexibilité et l'introduction de contrats de raccordement adaptés.
5. Qualité des informations fournies au régulateur durant les exercices tarifaires.

2.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRES POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement ILR/E20/22 ainsi que le nouveau règlement ILR/E24/18 utilisent l'instrument de la cascade pour transposer les coûts déterminés en un système de tarifs d'utilisation du réseau. Le principe de la cascade repose sur le fait que les consommateurs, connectés à un niveau de tension donné, utilisent aussi les installations des niveaux de tension en amont pour se faire approvisionner en énergie électrique. Pour cette raison, les coûts des niveaux de tension en amont sont en partie à supporter par les consommateurs en aval. Ce procédé décrit une tarification du type « timbre-poste ».

Par définition les tarifs des réseaux de moyenne tension (MT), haute tension (HT) et très-haute tension (THT) comprennent une composante puissance exprimée en EUR/kW et une composante énergie exprimée en cents/kWh. Les tarifs de comptage pour ces trois niveaux de tension prennent la forme d'un tarif mensuel par type d'installation de comptage. En basse tension, l'Institut a travaillé en 2024 sur l'adaptation de la structure tarifaire, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025. La nouvelle structure tarifaire répond à l'évolution de l'utilisation du réseau dans un contexte de transition énergétique, en définissant une structure tarifaire plus équitable qui, à terme, incitera le consommateur à adopter une plus grande flexibilité dans l'utilisation des réseaux et à mieux utiliser les réseaux existants. La mise en place du cadre réglementaire a été réalisé par le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023. Concrètement, la nouvelle tarification pour l'utilisation du réseau accorde une place plus importante à la notion de puissance. Un nombre limité de niveaux de puissance de référence, calibrés en fonction des usages et des profils les plus courants, ont été proposés aux utilisateurs. La puissance attribuée ne fera pas office de valeur limite, mais plutôt de valeur de référence pour son niveau d'utilisation. Autrement dit, un dépassement régulier par rapport à la souscription ne pose pas de problèmes. Le volume d'énergie supplémentaire sera alors simplement facturé à un tarif supérieur, dans la mesure où il appartiendra au réseau d'absorber cet écart.

La mise en place d'un tel système tarifaire en BT repose sur le fait que les gestionnaires de réseau ont déployé des compteurs intelligents à l'échelle nationale et qu'ils sont capables d'analyser les courbes de charge de chaque utilisateur en vue de la facturation mensuelle des frais d'utilisation réseau.

En pratique la nouvelle structure tarifaire incite le consommateur à limiter les usages simultanés et à étaler dans la mesure du possible son utilisation dans le temps.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

L'adaptation de la structure tarifaire a été accompagnée d'une campagne de communication qui s'adressait au grand public. Cette campagne a été définie par les représentants des principaux acteurs, à savoir les gestionnaires de réseau, les fournisseurs, l'Institut, le Ministère en charge de l'Énergie ainsi que la Klima agence. Cette collaboration a abouti à la mise en place d'une boîte à outils contenant les dispositifs de communication à utiliser par les différents acteurs. De son côté, l'Institut a publié un page Internet⁴⁴ dédiée à cette nouvelle structure tarifaire, conjointement avec une foire aux questions (FAQ)⁴⁵.

En 2024, l'Institut a également poursuivi sa participation dans un groupe de travail ayant pour objectif d'élaborer une nouvelle structure tarifaire pour la moyenne, haute et très haute tension.

2.1.3.3 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois, que le consommateur soit raccordé au réseau Creos ou aux réseaux dans les communes de Diekirch, Ettelbruck, Esch-sur-Alzette ou Mersch. Cette péréquation tarifaire facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

Sous la structure tarifaire applicable en 2024, les frais d'utilisation du réseau ne sont qu'en partie proportionnels à l'énergie électrique prélevée du réseau (en kilowattheure – kWh). En basse tension, niveau auquel sont connectés les ménages, un quart des frais d'utilisation réseau est réparti sous forme d'une redevance mensuelle fixe, en fonction de la puissance du raccordement. La redevance mensuelle fixe est due, quelle que soit la consommation effective et même en l'absence d'une consommation électrique.

Les tarifs d'utilisation du réseau en moyenne et haute tension se composent de deux éléments, l'un proportionnel à la puissance maximale enregistrée au cours d'une année, l'autre proportionnel à la quantité d'énergie prélevée du réseau.

En matière de prévention des subventions croisées, les gestionnaires de réseau sont obligés de délivrer à l'Institut un rapport d'un auditeur externe indépendant qui certifie le respect de l'obligation d'éviter les discriminations et les subventions croisées. Lors de la procédure d'acceptation des tarifs d'utilisation du réseau, l'Institut procède également à des contrôles afin de s'assurer de l'affectation appropriée des coûts entre activités régulées et concurrentielles.

Après une année 2023 avec une très forte augmentation des tarifs d'utilisation du réseau début janvier et une adaptation à la baisse de ces mêmes tarifs au 1^{er} septembre 2023, les tarifs 2024 se sont situés au même niveau que ceux de septembre 2023. En moyenne sur une année entière, les tarifs 2024 se situent donc en-dessous de ceux de 2023. Le Tableau 6 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tel que publiés par Eurostat⁴⁶, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuel (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
		2020	2021	2022	2023	2024
Client résidentiel DC	2,5 – 5	79,7	78,6	78,4	123,0	111,7
Client industriel IC	500 – 2.000	30,4	30,9	30,4	66,2	53,8

Tableau 6 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau⁴⁷

Fin 2024, l'Institut a également approuvé les tarifs d'utilisation réseau pour 2025 avec notamment, les premiers tarifs en basse tension établis sous le régime de la nouvelle structure tarifaire. Accompagnant les décisions tarifaires, l'Institut a publié son « Rapport sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité 2025 »⁴⁸.

Ce rapport affiche des recettes autorisées pour les gestionnaires de réseau d'électricité à hauteur de 326,6 Mio € pour l'année 2025, en hausse de 1,4 % par rapport à 2024. En effet, 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

⁴⁴ <https://www.myilr.lu/un-nouveau-tarif-dutilisation-du-reseau/>

⁴⁵ <https://www.myilr.lu/mes-questions/un-nouveau-tarif-dutilisation-du-reseau/questions-sur-le-nouveau-tarif-dutilisation-du-reseau/>

⁴⁶ <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>

⁴⁷ Eurostat : données annuelles sur les composantes de prix, séries nrg_pc_204 et nrg_pc_205.

⁴⁸ <https://www.ilr.lu/publications/rapport-sur-les-tarifs-dutilisation-des-reseaux-de-transport-et-de-distribution-delectricite-en-2025/>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

laquelle les taux de rémunération applicables pour l'élaboration des tarifs 2025 se montent 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). Au niveau des charges d'exploitation, les dépenses prévisionnelles pour l'exercice 2025 affichent cependant une diminution par rapport à celles prévues dans le cadre de l'établissement des tarifs 2024.

Pour plus de détails, le lecteur intéressé est invité à consulter le rapport mentionné ci-dessus.

Concernant la structure tarifaire en basse tension, l'Institut a approuvé 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 a recommandé 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 permettant d'utiliser la capacité existante de manière efficace et de faire de la flexibilité des utilisateurs un vrai complément au développement des réseaux.

2.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

Les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne n'ont pas subi de manque de capacité en 2024. L'interconnexion Bedelux, reliant les zones de dépôt des offres belge et germano-luxembourgeoise via le transformateur-déphasageur (PST) de 400 MVA/220 kV, construit au poste haute tension de Schifflange, est uniquement utilisée pour ajuster les flux en temps réel au sein de la région Core et pour assurer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, si nécessaire. Les règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions n'ont donc pas été appliquées à cette interconnexion en 2024.

2.1.4.1 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2023, la puissance maximale mesurée était de 850 MW sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg, y compris les transits vers la Belgique via le transformateur-déphasageur (PST). Les interconnexions entre le réseau de transport de Creos Luxembourg S.A. et celui d'Amprion n'ont pas subi de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût pour les acteurs du marché, conjointement avec la confirmation de leur programme de nomination *day-ahead*.

Depuis octobre 2017, le PST de 400 MVA/220 kV susmentionné permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg et de favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité avec une capacité maximale d'échange avec la Belgique de 400 MW. Le niveau et la direction des flux dépendent fortement de la production des centrales raccordées sur les réseaux concernés (Amprion et Elia), notamment de la centrale de pompage-turbinage de Vianden.

Au Luxembourg, les importations physiques d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne ont augmenté, passant de 2,54 TWh en 2023 à 2,81 TWh en 2024. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique ont diminué pour atteindre 1,21 TWh en 2024 (contre 2,21 TWh en 2023). Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la France ont augmenté à 0,892 TWh car le réseau Sotel a importé une grande partie de son énergie depuis la France en 2024, avec des prix marché plus faibles que les pays voisins, réduisant ainsi le niveau des importations depuis la Belgique. Le Tableau 7 regroupe ces données d'importation.

Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont augmenté pour atteindre 0,086 TWh (0,039 TWh en 2023). Il n'y avait pas d'exportations vers la France ni vers l'Allemagne. Le Tableau 8 regroupe ces données d'exportation.

VOLUME IMPORTÉ (GWh)	2020	2021	2022	2023	2024
Belgique	390	1.141	1.927	2.211	1.209
France	1.155	1.146	134	107	892
Allemagne	3.584	3.110	3.188	2.546	2.814

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

TOTAL	5.129	5.397	5.249	4.864	4.915
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Tableau 7 : Importations d'électricité

VOLUME EXPORTÉ (GWh)	2020	2021	2022	2023	2024
Belgique	75	58	109	39	86
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
TOTAL	75	58	109	39	86

Tableau 8 : Exportations d'électricité

Le réseau industriel géré par Sotel Réseau est approvisionné à partir de la Belgique et, depuis octobre 2013, également à partir de la France suite à la mise en service d'une ligne entre Moulaine (F) et Belval (L) avec une capacité d'environ 350 MW.

2.1.4.2 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le transformateur-déphasageur (PST) de 400 MVA/220 kV, opérationnel depuis octobre 2017 sur le poste haute tension de Schifflange, permet de créer des échanges entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne grâce à une meilleure gestion des flux d'énergie électrique, tout en utilisant des lignes existantes.

Les projets de renfort des interconnexions avec les pays voisins visent à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir Chapitre 2.3.2) et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité ; ils s'inscrivent dans l'accompagnement de la hausse des pics de charge et de consommation du fait de l'accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique, du passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité (pompes à chaleur) et de l'augmentation attendue de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques.

Une double ligne de 380 kV est planifiée entre le Luxembourg et l'Allemagne, en utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes 220 kV (voir Chapitre 2.4.2). Ce projet ne fait pas partie de la liste des projets d'intérêt commun (PCI) validée par la Commission européenne.

Dans le cadre du règlement (UE) n° 2022/869, l'Institut n'a reçu aucune demande de contribution aux coûts d'un projet établi hors du Luxembourg qui pourrait avoir une incidence positive pour le Luxembourg.

2.1.4.3 SURVEILLANCE DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Les plans décennaux de développement des réseaux de transport et de distribution représentent conjointement un programme national d'investissement dont le but est de garantir que les réseaux publics d'électricité sont en adéquation avec les objectifs de politique énergétique fixés par l'État et que le développement de ces réseaux est cohérent en termes d'ampleur, de rythme et de coût pour atteindre ces objectifs.

L'élaboration de tels plans fait désormais partie des missions légales de chaque gestionnaire de réseau. En effet, si cette tâche faisait historiquement partie des missions du gestionnaire du réseau de transport (« GRT »), cette obligation est nouvelle pour les gestionnaires de réseaux de distribution (« GRD »).

Le plan décennal de développement du réseau à très haute tension, élaboré par le gestionnaire de réseau de transport Creos Luxembourg S.A. pour la période 2024-2034, a fait l'objet d'une consultation publique par Creos entre le 15 avril 2024 et le 15 mai 2024. Ce plan de développement ainsi que les documents relatifs à la consultation publique sont accessibles au public sur le site internet de Creos⁴⁹. Conformément aux dispositions légales, l'institut a clôturé le processus en menant à son tour une consultation publique sur plan de développement à très haute tension en 2025.

⁴⁹ <https://www.creos-net.lu/particuliers/creos-luxembourg/ndp>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Il convient de noter que ce plan est le premier réalisé dans le cadre de l'article 27bis de la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, modifiée par la loi du 9 juin 2023.

Il est également important de faire remarquer que cette version du plan de développement du réseau de transport et les scénarios qui le sous-tendent ont été élaborés en cohérence avec la première version du plan national intégré en matière d'énergie et de climat pour la période 2021-2030 (PNEC) du 20 mai 2020 en exécution du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat.

En vertu des dispositions légales, notamment l'article 27bis, paragraphe (3) et l'article 54, paragraphe (2) de la Loi, l'Institut est tenu de surveiller le plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport, et en particulier d'examiner si le plan décennal de développement pour le réseau à très haute tension couvre tous les besoins. L'Institut doit également veiller à la cohérence avec le plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne visé à l'article 30, paragraphe 1er, point b), du règlement (UE)2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. S'agissant de la première itération d'un plan décennal de développement dans le cadre de l'application des dispositions de l'article 27bis de la Loi, l'Institut a profité de la consultation publique relative au plan de développement à très haute tension, clôturée en 2025, pour proposer des orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement et de mise à jour des plans décennaux de développement des réseaux d'électricité.

Conformément à ces dispositions, le gestionnaire du réseau de transport doit établir et actualiser, au moins tous les deux ans, le plan de développement du réseau indiquant les modifications et investissements y relatifs pour les dix prochaines années.

Le cycle de révision biannuel des plans d'investissements par les dispositions de l'article 27bis de la Loi permettra une actualisation du plan de développement du réseau de transport au plus tard en 2026. En effet, sur base du Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030 mis à jour en juillet 2024, Creos établira le prochain « Scenario Report » courant 2025. Fort des conclusions de ce rapport, le gestionnaire pourra analyser et réévaluer les différents impacts sur le système électrique et la planification du réseau, et ainsi mettre à jour le plan de développement pour le réseau de transport d'ici 2026.

2.1.4.4 COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut a également suivi l'évolution du couplage sur les marchés « *day-ahead* » et « *intraday* de la région Core.

Au sein de la région de calcul de capacité Core et au sein de la zone synchrone Europe Continentale, les discussions entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport se sont poursuivies pour la mise en place des règlements CACM, FCA, EB et SO (voir Chapitre 2.5.2).

Creos est également actionnaire de la société de services JAO, établie à Luxembourg, qui agit pour les gestionnaires de réseau de transport comme entité centralisée pour fournir les services liés aux enchères en cas de fallback pour l'allocation de capacité à court terme et les services liés à l'allocation de capacités à long terme sur 27 frontières réparties entre 17 pays européens.

Enfin, l'Institut a participé aux discussions du Forum de Florence de mai 2024 qui ont notamment porté sur les développements concernant la flexibilité, avec l'écriture d'un code de réseau sur la participation active de la demande, et sur la poursuite de l'implémentation des codes marché en soulignant la révision en cours du règlement CACM.

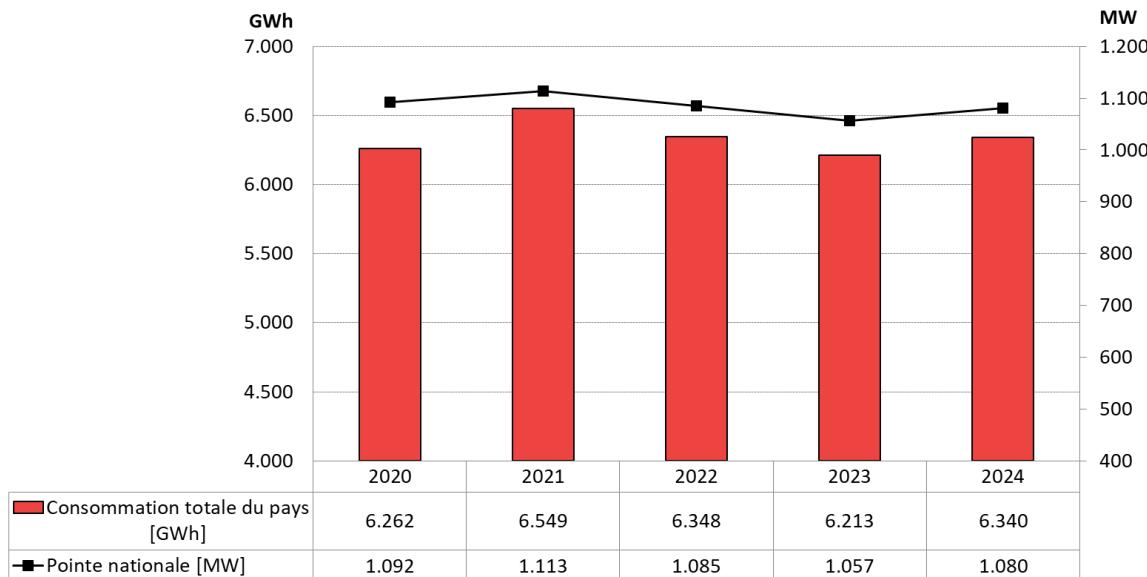
2.2 PRODUCTION ET CONSOMMATION NATIONALE

2.2.1 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le Graphique 3 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2020. La consommation nationale inclut l'électricité prélevée du réseau, les pertes du réseau et l'énergie autoconsommée. En 2024, la consommation est restée stable et a augmenté de 2,1 % par rapport à 2023 pour s'établir à 6.340 GWh, bien en dessous des projections du PNEC⁵⁰. La pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire simultanée sur tous les réseaux (Creos et Sotel) affiche également une légère augmentation de l'ordre de 2,2 % par rapport à 2023 et s'établit à 1.080 MW.

⁵⁰ Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030 – Mise à jour - Tableau 66

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale⁵¹

La pointe de la charge quart-horaire maximale s'établit à 815 MW contre 807 MW en 2023 dans la zone Creos (GRT)⁵² et à 314 MW contre 307 MW en 2023 dans la zone Sotel (GRI). La pointe nationale reprise dans le Graphique 3 correspond à la charge quart-horaire maximale enregistrée sur le territoire national. Il s'agit donc de la charge quart-horaire simultanée de la zone Creos (GRT) et de la zone Sotel (GRI).

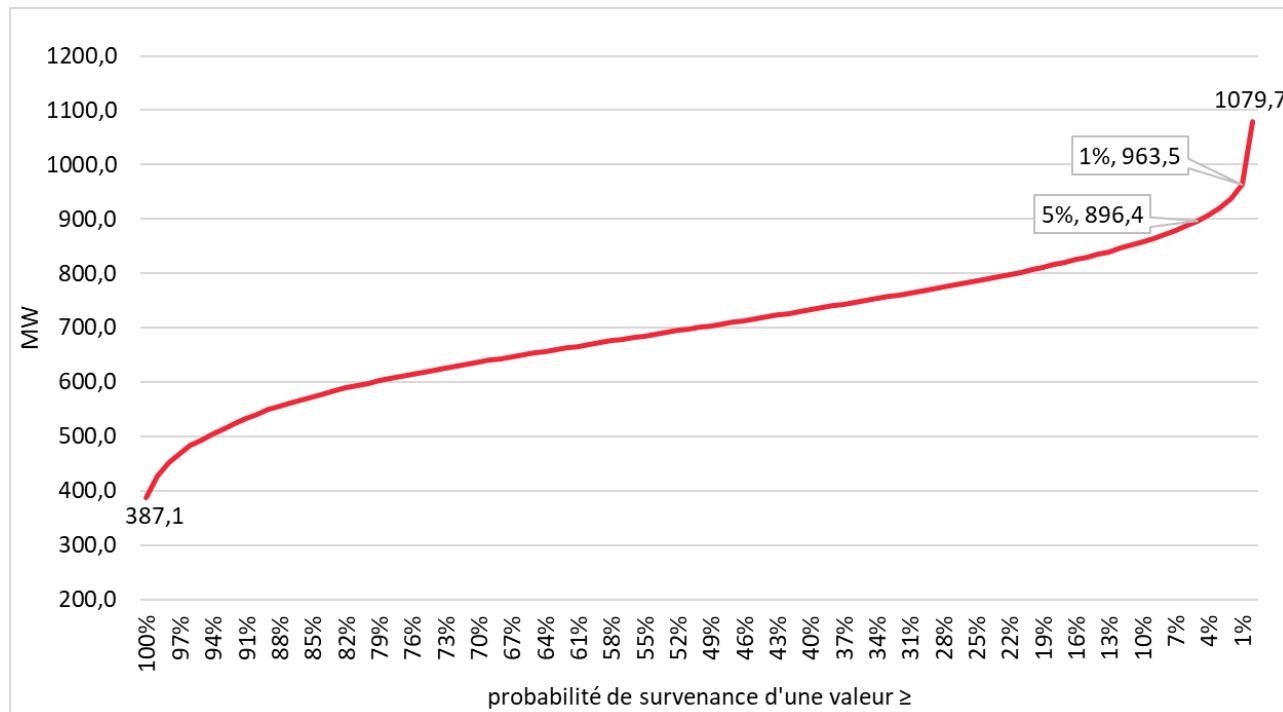
Si la pointe nationale affiche une augmentation par rapport à 2023 (2,2 %), la charge moyenne quart-horaire est elle aussi en augmentation de 2 % par rapport à 2023 en s'établissant à 700 MW (contre 686 MW en 2023).

Il convient cependant de préciser que 95 % des charges quart-horaires sont inférieures à 896 MW, et que pendant 99 % du temps la charge est inférieure à 963 MW, comme le montre le Graphique 4 qui illustre la distribution de la charge nationale quart-horaire en MW.

⁵¹ Creos (réseau de transport) et Sotel (réseau industriel)

⁵² Par zone Creos (GRT), on entend les données agrégées de consommation et puissance du GRT et des 5 gestionnaires de réseau de distribution (GRD).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 4 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW

Sachant que les réseaux sont dimensionnés en fonction de l'évolution de la charge et de la pointe, on peut conclure qu'une réduction de la consommation ou une activation de flexibilité avec une puissance de 116 MW pendant les 1 % des pointes les plus élevées permettrait de réduire la capacité des réseaux nécessaire de 10,8 % (116 MW).

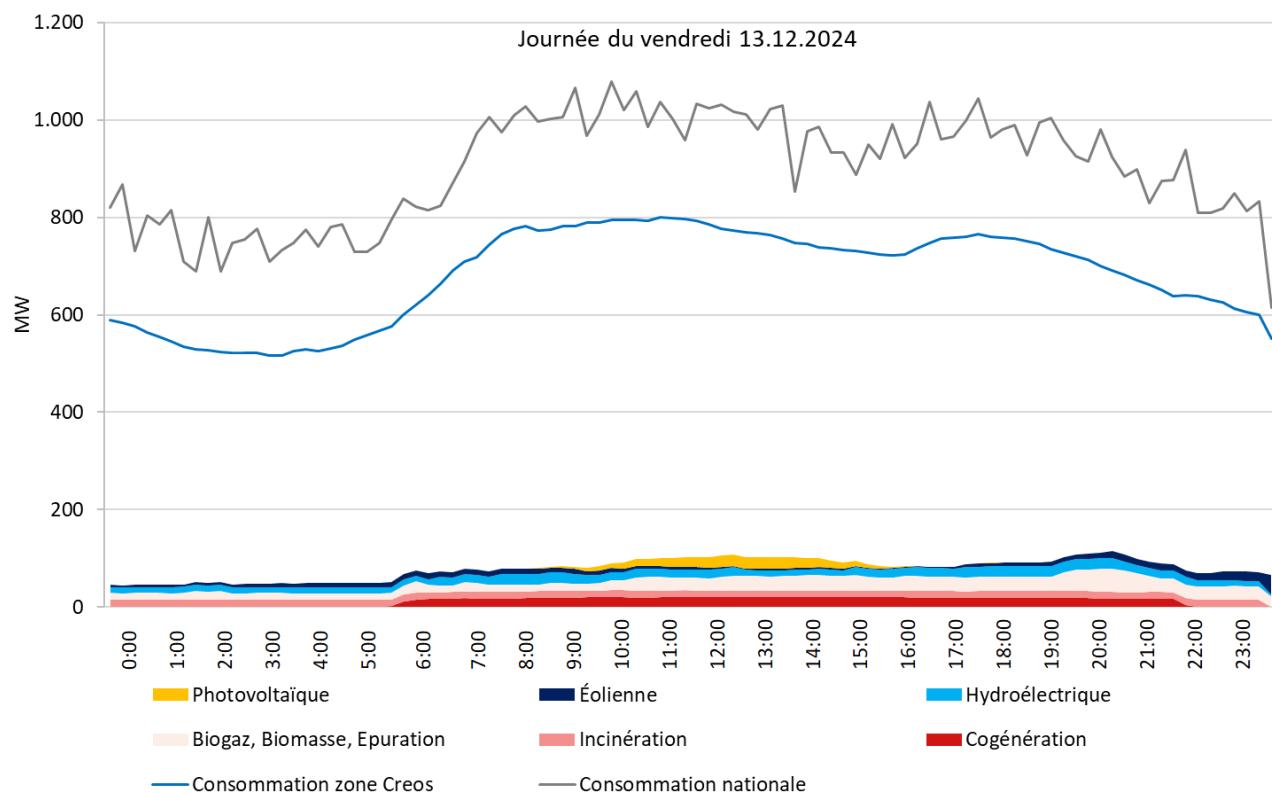
Un autre facteur de dimensionnement des réseaux se rapporte à la production d'énergie renouvelable. L'augmentation du nombre d'unités de production intermittente peut, sous certaines conditions, mettre les réseaux sous pression. Pour ce qui concerne le Luxembourg, l'année 2024 a montré que les réseaux actuels sont capables d'accueillir davantage de production renouvelable et qu'il est possible d'augmenter le niveau d'autonomie à l'échelle du pays et ainsi réduire la dépendance des importations.

Le Graphique 5 montre la courbe de charge observée le jour de la pointe de consommation nationale le 13 décembre 2024. Des pointes de consommation particulièrement marquées sont observées vers l'heure de midi et en début de soirée. La première coïncide notamment avec la préparation de repas, et la deuxième a lieu au moment où les gens rentrent du travail. Ces pointes se manifestent le plus clairement sur la courbe de la consommation de la zone Creos du fait de l'évolution irrégulière en dents de scie de la consommation nationale, qui est due aux fours sidérurgiques électriques situés dans le réseau Sotel.

Le maximum de charge sur le réseau Creos (GRT)⁵³ a eu lieu le 14 décembre 2024 à 10h15 et s'élevait à 940 MW, dont 144 MW étaient exportés vers la Belgique et 796 MW destinés à la consommation dans la zone Creos.

⁵³ Somme des importations et de la production nationale

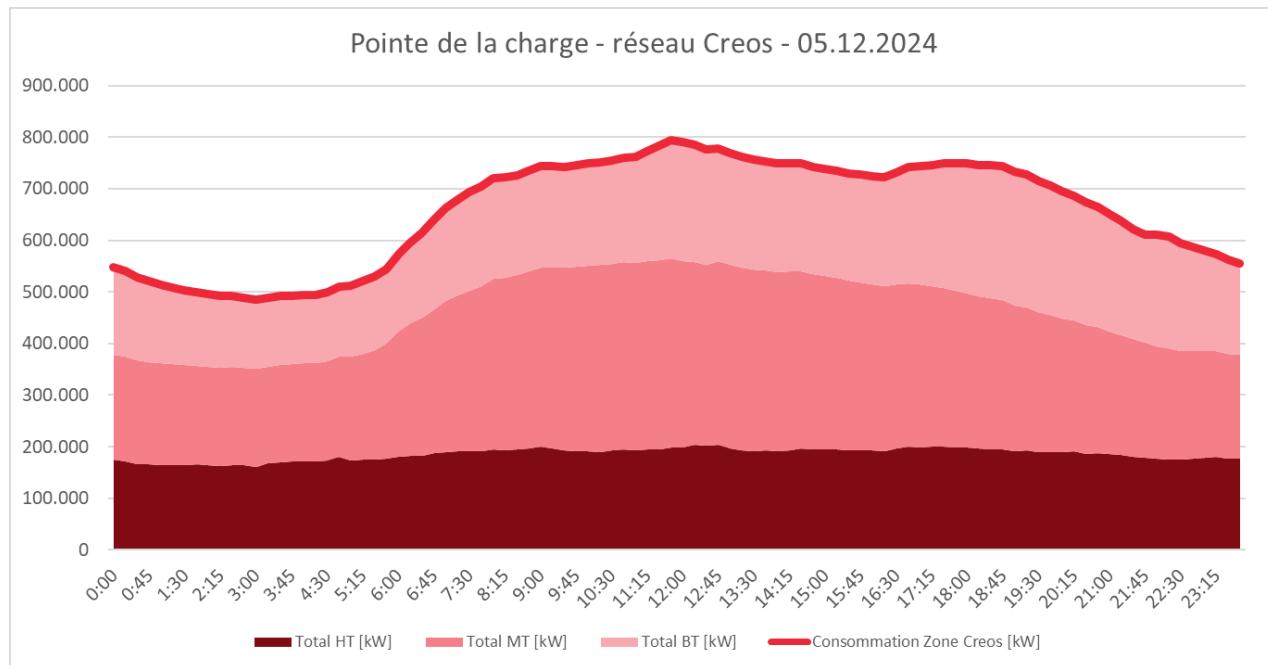
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 5 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2024

Le Graphique 6 illustre la courbe de charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos le 5 décembre 2024. Il est constaté que la charge au niveau HT est relativement constante durant toute la journée alors que la charge au niveau MT est nettement plus élevée pendant les heures ouvrables que pendant la nuit. Ceci s'explique par le fait que l'industrie raccordée au réseau HT a typiquement une production continue et constante alors que les entreprises raccordées au réseau MT, dont une grande partie sont des PME, ont des heures d'ouverture spécifiques. La volatilité des prix sur les marchés de gros ne semble pas être suffisante pour inciter l'industrie à produire de manière plus flexible. La courbe du réseau BT reflète les deux pointes de consommation (vers l'heure de midi et en début de soirée) du secteur résidentiel telles que mentionnées ci-dessus.

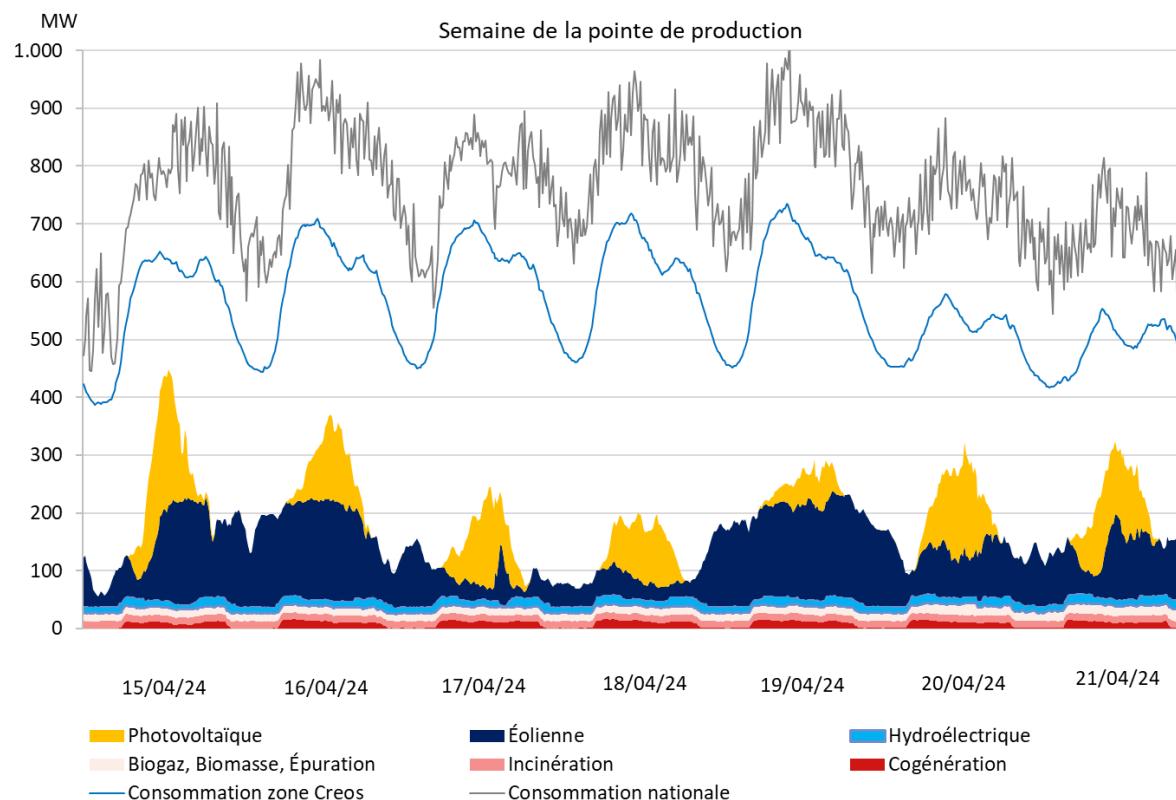
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 6 : Charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos

La courbe de charge de la semaine de la pointe de production (semaine du 15 avril 2024) est illustrée au Graphique 7. Elle confirme la cohérence entre les courbes de production et de consommation et illustre les constats usuels au sein de la semaine et de la journée. Ainsi des pointes de consommation sont observées vers l'heure de midi et en début de soirée et une consommation nettement moins élevée en fin de semaine qu'en semaine.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

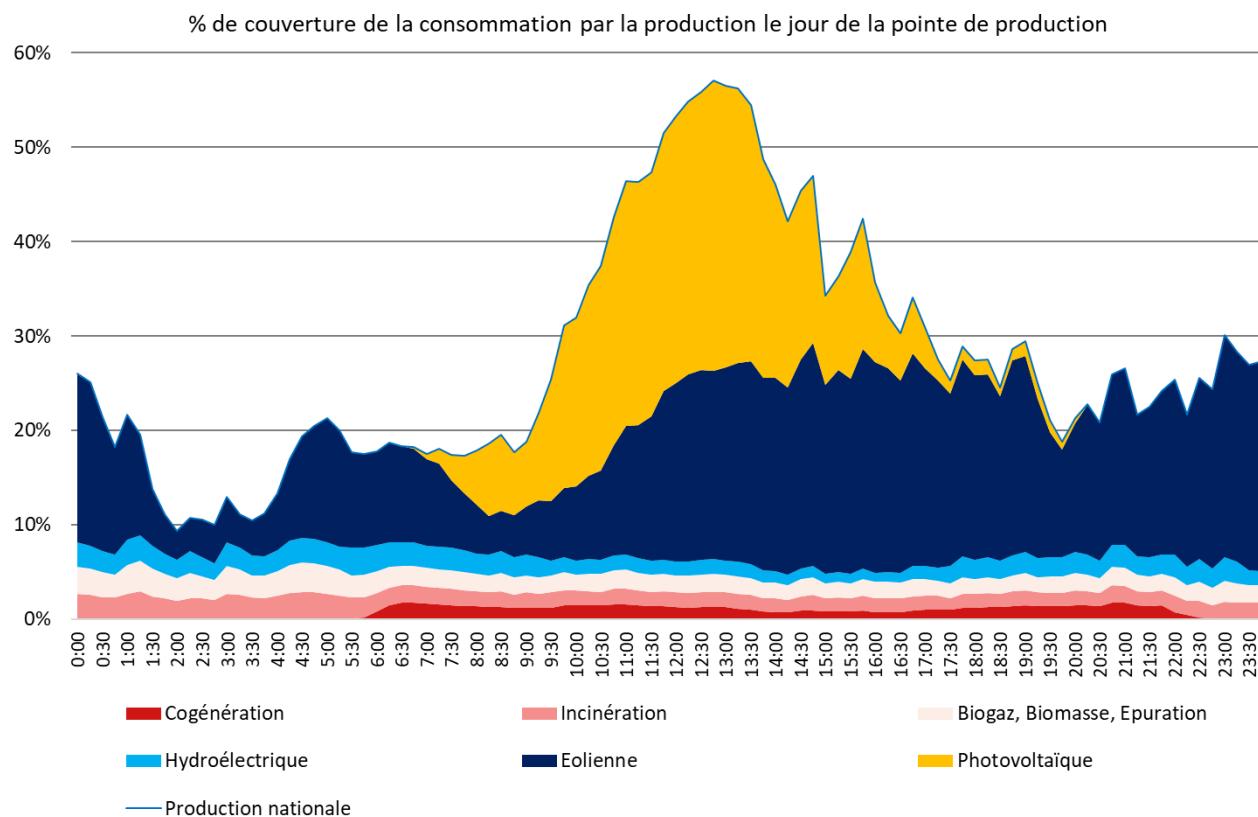


Graphique 7 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2024

Il est intéressant d'observer que les courbes de production et de consommation démontrent d'une part une cohérence d'ensemble, et d'autre part, que les réseaux ont pu intégrer une pointe de production de l'ordre de 449 MW le mercredi 15 avril 2024 à 13h (contre 345 MW en 2023). Le Graphique 8 montre le taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production. Il est constaté qu'à l'heure de la pointe, le Luxembourg arrive à couvrir 57 % de la consommation nationale avec la production nationale. Le taux de couverture de la consommation par la production nationale était de 28 % pour la journée du 15 avril 2024. Il est à noter que l'augmentation du nombre d'heures pendant lesquelles les prix du marché sont négatifs conduit à un arrêt plus fréquent de certaines installations de production. Depuis le 15/08/2024 la prime de marché est fixée à zéro lorsque les prix du marché spot « day-ahead » pour la zone de prix Allemagne/Luxembourg sont négatifs pendant au moins trois heures consécutives (six heures auparavant).⁵⁴ Ainsi les installations de production situées au Luxembourg sont plus souvent à l'arrêt même si la production nationale n'arrive pas à couvrir la consommation nationale, mais qu'il y ait un excès d'énergie au niveau de la zone de prix Allemagne/Luxembourg.

⁵⁴ [Règlement grand-ducal du 31 juillet 2024](#)

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 8 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2023

Par contraste, comme le montrait le Graphique 5, la situation au moment des pointes de consommation est souvent moins favorable. Les jours comme la journée du 13 décembre 2024 font partie des journées les plus critiques pour le système électrique. En 2024, le jour de la pointe nationale de consommation, les conditions météorologiques ont permis à la production nationale de couvrir en moyenne 12 % de la consommation.

2.2.2 PRODUCTION NATIONALE

2.2.2.1 ÉNERGIES RENOUVELABLES

2.2.2.1.1 RÉGIME D'ACCÈS POUR PRODUCTEURS RENOUVELABLES

L'article 5 de la Loi Électricité précise le régime général du raccordement au réseau imposé aux gestionnaires de réseau et les oblige à raccorder à leur réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution. Depuis 2015, les gestionnaires de réseau doivent prévoir des procédures simplifiées et normalisées pour le raccordement de producteurs décentralisés d'électricité produite par cogénération à haut rendement ou sur base d'énergies renouvelables, visant à donner à ces derniers davantage de prévisibilité et de clarté sur les coûts et le calendrier de leur raccordement. Désormais, la Loi Électricité prévoit que les installations avec une capacité électrique inférieure ou égale à 30 kW doivent être raccordées au réseau à la suite d'une simple notification au gestionnaire de réseau de distribution.

L'article 19 (2bis) de la Loi Électricité garantit l'accès au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau. L'article 19 (3) dispose également que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas refuser l'accès à leur réseau à un producteur d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, même dans le cas où un renforcement du réseau deviendrait nécessaire suite à ce raccordement. En outre, le

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

règlement 943/2019 prévoit un appel prioritaire pour les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ayant une puissance électrique installée inférieure à 400 kW.

2.2.2.1.2 CAPACITÉS DE PRODUCTION

La capacité de production totale installée au Luxembourg (hors centrale de pompage) s'est élevée à 975 MW en 2024, contre 816 MW en 2023. Ceci représente une augmentation d'environ 19,5 % qui est principalement due à la mise en service de nouvelles installations photovoltaïques. Le Tableau 9 reprend les données de l'ensemble des centrales de production au Luxembourg à la fin de l'année 2023 et 2024. En tout, le nombre de centrales augmente de 13.868 à 22.860, dont 22.610 installations photovoltaïques. À noter également que le nombre et la puissance installée des installations de production d'électricité peuvent être consultées par technologie et par commune sur le site www.geoportail.lu.

	31.12.2023		31.12.2024	
	Puissance installée [MW]	Nombre de centrales	Puissance installée [MW]	Nombre de centrales
Biogaz :	11	25	10	26
Biomasse :	73	11	75	11
Cogénération à gaz naturel :	75	101	71	99
Éolienne :	208	78	214	80
Hydroélectrique :	34	30	34	33
Photovoltaïque :	394	13.622	550	22.610
Usine d'incinération :	21	1	21	1
TOTAL	816	13.868	975	22.860

Tableau 9 : Centrales de production au Luxembourg

Le Graphique 9 montre plus en détail l'augmentation du nombre et de la puissance des centrales photovoltaïques, par catégorie de puissance installée. On peut en déduire que, dans chaque catégorie, une puissance importante a été installée, avec le plus grand gain dans la catégorie >10 kW – 30 kW. Pour les installations jusqu'à 30 kW, cette augmentation est surtout due au fait que pour les centrales avec autoconsommation, la subvention à l'investissement a été maintenue à un niveau élevé, tandis que pour les grandes installations, l'augmentation s'explique principalement par les réalisations des centrales issues des appels d'offres de l'État.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 9 : Capacités photovoltaïques mise en service au cours 2024

Les statistiques sur les réservations de puissance pendant l'année 2024 pour les niveaux de tensions MT, HT et THT sont reprises au Tableau 10 et au Tableau 11. Les réservations de puissance sont introduites auprès du gestionnaire de réseau lors de la planification d'une installation avec une puissance élevée (raccordée au niveau moyenne tension ou supérieur) avant obtention de toutes les autorisations requises. Le demandeur peut ainsi réserver la capacité d'injection nécessaire si elle est disponible sur le site concerné. Par la suite, le gestionnaire de réseau fait un suivi régulier pour s'assurer que le projet avance, notamment avec l'octroi des autorisations environnementales. En cas de non-avancement après une durée de 6 mois jusqu'à une année (dépendant de la phase du projet)⁵⁵, la réservation peut expirer.

En 2024, au total 71 réservations ont été faites pour des installations éoliennes, dont 31 réservations ont été accordées et 23 réservations ont dû être reportées à cause d'une capacité insuffisante du réseau au lieu de raccordement. Pour les installations photovoltaïques, 24 réservations ont été faites, dont 16 ont été accordées et 6 ont dû être reportées.

Le Tableau 12 montre qu'une capacité éolienne d'environ 1,1 GW a déjà été accordée, ce qui augmenterait la capacité totale installée à environ 1,3 GW si toutes ces capacités étaient réalisées, dépassant de loin les projections du PNEC (453 MW) pour l'année 2030. On constate alors qu'il y a une puissance très élevée réservée par des projets éoliens, laquelle conduirait à une saturation des capacités du réseau en cas de réalisation. Ceci est la raison pour laquelle de nouvelles réservations de puissance en 2024 ont dû être reportées dans certaines régions du pays.

On peut se demander si la procédure actuelle de réservation de puissance « premier venu, premier servi » est toujours pertinente ou si elle représente même une barrière en vue d'une intégration rapide des renouvelables dans les réseaux. C'est pour cette raison que la mesure 40 proposée par le groupe de travail réseaux au sein de la consultation nationale « Einfach - Séier - Erneuerbar »⁵⁶ propose de revoir la procédure de réservation et d'augmenter la visibilité sur les capacités actuellement disponibles et planifiées. L'article 50 paragraphe 4a du Règlement (UE) n° 2019/943 oblige également le GRT à publier de manière claire et transparente des informations sur la capacité disponible pour de nouveaux raccordements dans leurs zones d'exploitation. Ainsi une carte

⁵⁵ [Capacity Reservation Process](#) (Note d'information – site web Creos)

⁵⁶ <https://gouvernement.lu/dam-assets/images-documents/actualites/2025/05/16-delles-energie-renouvelable/20250514-com-ese-rsum-mesures-final.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

topographique au niveau des réseaux de haute et très haute tension (postes de transformation 220kV/65kV et 65kV/20 kV), indiquant les capacités régionales disponibles et planifiées n train d'être établie par Creos dans son rôle de GRT et de GRD.

	EOLIEN									
	Réservations de puissance reçues en 2024		Réservations de puissance accordées en 2024		Réservations de puissance reportées en 2024		Réservations de puissance annulées et expirées en 2024		Réservations de puissance ouvertes (31.12.2024)	
	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)
THT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT	8	347	2	81	3	125	1	33	2	108
MT	63	499	29	258	20	156	14	85	0	0
TOTAL	71	846	31	339	23	281	15	118	2	108

Tableau 10 : Réservations de puissance pour des éoliennes pendant l'année 2024

	PV									
	Réservations de puissance reçues en 2024		Réservations de puissance accordées en 2024		Réservations de puissance reportées en 2024		Réservations de puissance annulées et expirées en 2024		Réservations de puissance ouvertes (31.12.2024)	
	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)
THT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT	2	6	2	6	0	0	0	0	0	0
MT	22	81	14	48	6	27	2	6	0	0
TOTAL	24	87	16	54	6	27	2	6	0	0

Tableau 11 : Réservations de puissance photovoltaïque pendant l'année 2024

	EOLIEN				PV			
	Réservations de puissance accordées (cumul en 2024)		Réservations de puissance reportées (cumul 2024)		Réservations de puissance accordées (cumul en 2024)		Réservations de puissance reportées (cumul 2024)	
	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)
THT	0	0	0	0	0	0	0	0
HT	3	88	5	142	7	61	0	0
MT	124	1.033	32	304	37	131	6	27
TOTAL	127	1.121	37	446	44	192	6	27

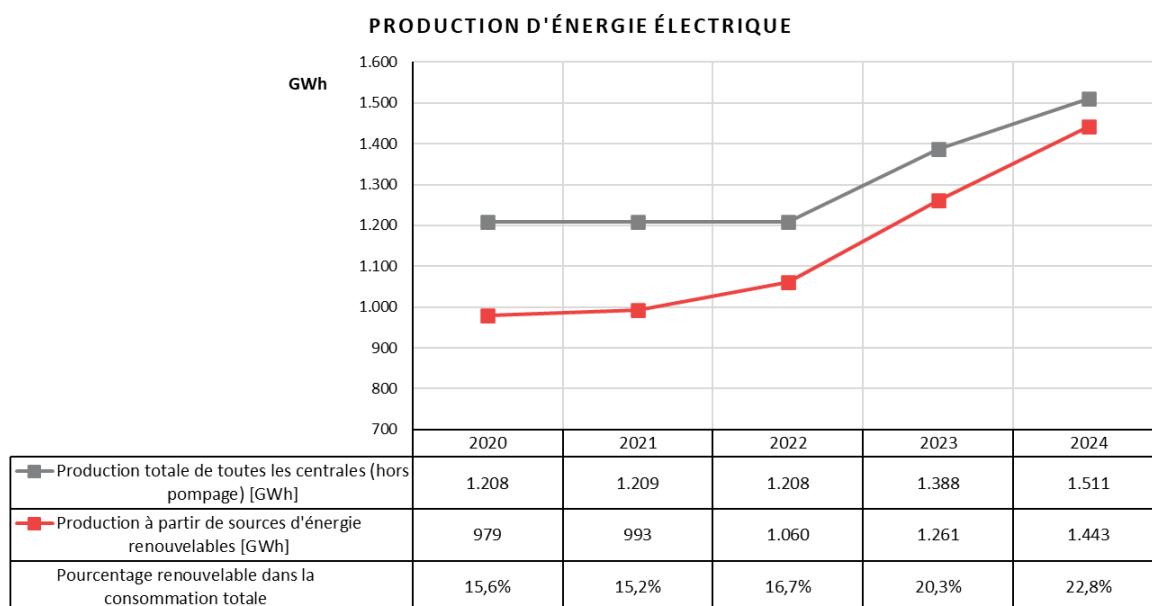
Tableau 12 : Cumul des réservations de puissance au 31.12.2024

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

En 2024, 14.329 nouvelles demandes de raccordement avec une puissance totale correspondante à 1.338 MW ont été faites auprès des cinq GRDs, soit environ le triple de demandes par rapport à l'année précédente (5.040 demandes avec une puissance de 876 MW). Ceci est lié au fait que le nombre de demandes de raccordement pour des centrales photovoltaïques a presque triplé (de 4.995 en 2023 à 14.252 en 2024).

2.2.2.1.3 PRODUCTION À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES

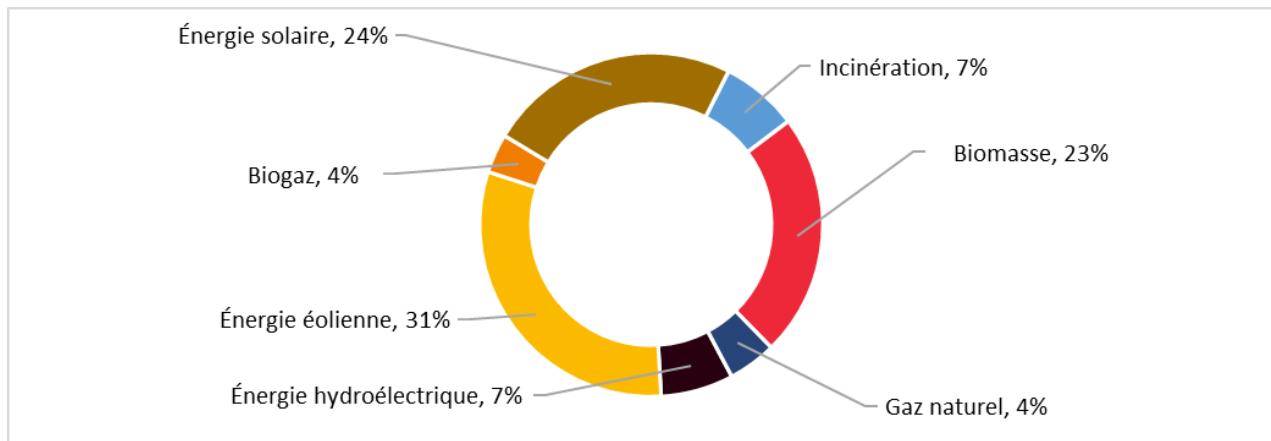
La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables s'élève à 1.443 GWh en 2024 (en hausse de 14,5 % par rapport à 2023), ce qui correspond à 22,8 % de la consommation nationale. La production renouvelable en 2024 a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles, et représente 95,5 % de la production totale en 2024.



Graphique 10 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables

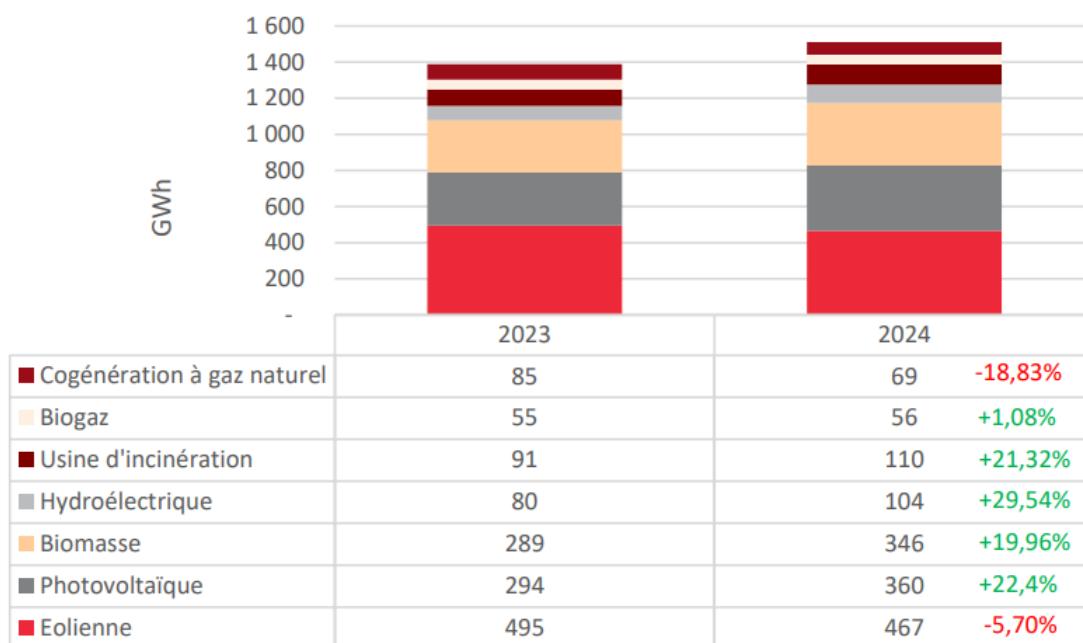
En termes de source d'énergie, l'énergie éolienne confirme son statut de première source d'énergie dans le parc de production luxembourgeois, contribuant à hauteur de 31 % à la production nationale. L'énergie solaire contribue à hauteur de 24 % à la production nationale, suivie par l'énergie à partir de la biomasse ou du bois de rebut qui contribue également à hauteur de 23 %. Seulement 4 % de l'électricité produite au Luxembourg est issue de gaz naturel, combustible souvent utilisé dans les centrales de cogénération.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 11 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité

Le Graphique 12 présente la production d'électricité par source d'énergie pour les années 2023 et 2024.

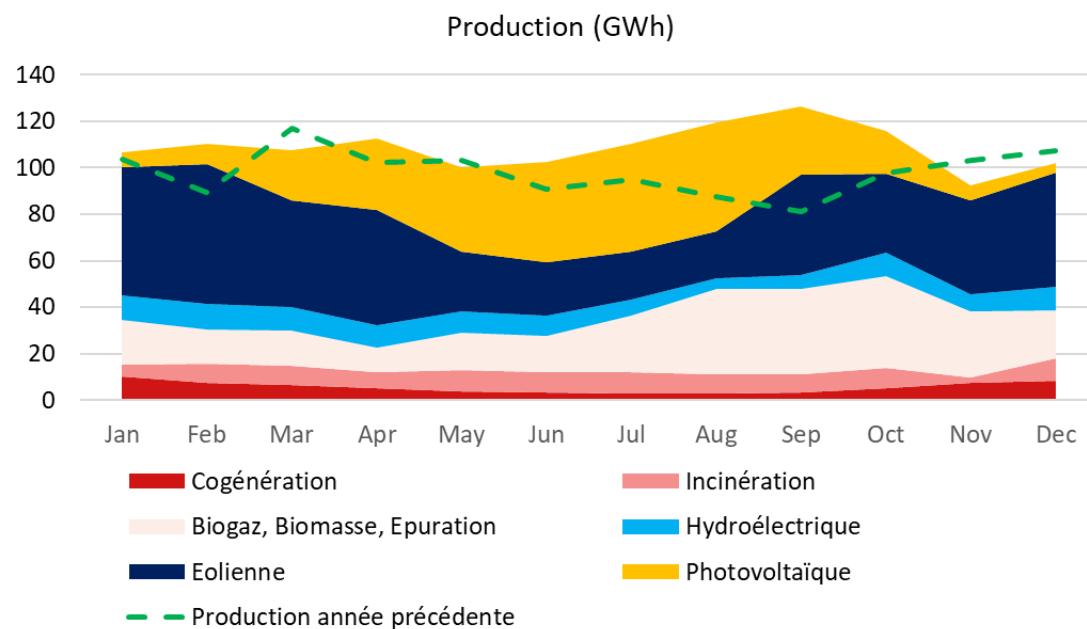


Graphique 12 : Évolution de la production d'électricité par source d'énergie

Le Graphique 13 illustre le niveau de la production sur l'année. Il est constaté que les productions d'électricité à partir de biogaz et de biomasse constituent un socle stable, la cogénération est caractérisée par un profil dépendant des besoins de chaleur alors que l'éolien, l'hydroélectrique et le photovoltaïque présentent un caractère saisonnier marqué. Globalement sur l'année 2024, les capacités installées ont permis de couvrir en moyenne 21 % de la consommation, ce qui correspond à une légère hausse par rapport à 2023 (20 %). Ce taux de couverture passe par des pointes à 69 % mais aussi par des creux caractérisés par un taux de couverture plus faible, avec un minimum de 3 %.

Le gestionnaire de réseau de distribution Creos a indiqué qu'environ 218 MWh en énergie éolienne n'ont pas pu être produits en 2024 du fait de limitations en capacité. Jusqu'à la finalisation des travaux sur les boucles du nord du pays (augmentation de la tension de 65 kV à 110 kV), les capacités du réseau ne sont pas suffisantes pour permettre le raccordement de nouveaux parcs éoliens dans cette région.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 13: Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2024

2.2.2.2 APPELS D'OFFRES POUR CENTRALES DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUES

Suite au deuxième appel d'offres autoconsommation lancé le 15 juillet 2023 par le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions, 79 projets d'une puissance totale de 33,29 MWc ont été retenus en 2024 avec une aide totale attribuée de 12.425.050 EUR.

En 2024, le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a lancé :

- deux nouveaux appels à projets afin de motiver les entreprises à mettre en place et exploiter des centrales photovoltaïques d'envergure.
- Un troisième appel en vue d'obtenir une aide à l'investissement pour la réalisation et l'exploitation de centrales photovoltaïques,
- un sixième appel à projets en vue d'obtenir une aide au fonctionnement.

L'aide à l'investissement incite, en principe, les entreprises à produire, en totalité ou partiellement, leur propre énergie grâce à l'octroi d'un subside, versé au moment de la mise en service de la centrale photovoltaïque, tandis que l'aide au fonctionnement permet, en principe, à l'entreprise de conclure un contrat de prime de marché, sur une période de 15 ans.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2.2.2.3 AUTOCONSOMMATION ET PARTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Alors que la notion d'autoconsommation individuelle et collective ainsi que de communauté d'énergies renouvelables a été introduite pour la première fois avec la Loi du 3 février 2021 modifiant la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, les spécifications de partage de l'énergie électrique ont été élargies avec la Loi du 9 juin 2023 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Il est désormais possible de partager l'électricité autoproduite non seulement avec des voisins immédiats, mais également avec des utilisateurs du réseau à travers le pays, y compris ceux qui sont connectés à un autre réseau de distribution.

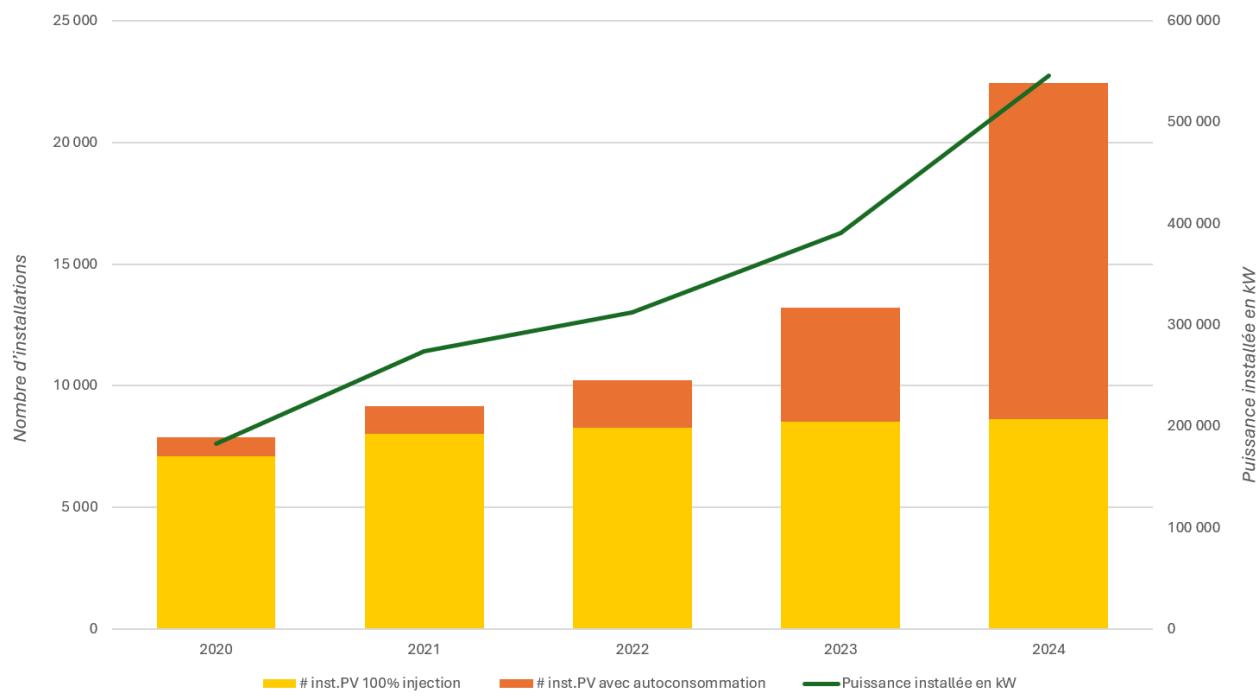
Ainsi, les résidents peuvent consommer en premier lieu leur propre production d'électricité pour couvrir la consommation de leur ménage et ensuite injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. Avec la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée, l'autoconsommation s'avère donc être économique et écologique. Cela permet en effet de consommer l'électricité renouvelable quand elle est disponible et d'éviter ainsi les coûts de la fourniture depuis le réseau. Le consommateur devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché. L'autoconsommateur est également éligible à la rémunération sur base des tarifs d'injection réglementés pour la partie de l'électricité produite qui n'est pas autoconsommée ou partagée.

Le succès de l'autoconsommation résulte de la sensibilisation accrue des consommateurs suite à la hausse progressive des prix de l'électricité à partir du dernier trimestre 2021 et de l'introduction en avril 2022 d'un régime de soutien additionnel sous forme d'une subvention à l'investissement à hauteur de 50 % des frais d'acquisition réels pour les centrales avec autoconsommation et une capacité installée jusqu'à 30 kW. Ce montant avait ensuite été temporairement augmenté à 62,5 %, à condition que le système PV correspondant ait été commandé jusqu'au 30 septembre 2024 et soit facturé au plus tard en 2025.

Le graphique suivant illustre le nombre d'installations photovoltaïques en service au cours des cinq dernières années : non seulement leur nombre absolu a augmenté constamment, mais le nombre relatif d'autoconsommateurs a également augmenté de manière très significative. Alors qu'en 2020 seulement 10 % de toutes les installations photovoltaïques installées dans le pays étaient en mode autoconsommation, c'était déjà le cas pour plus de 61 % de toutes les installations PV fin 2024, ce qui est certainement dû aux financements très attractifs mentionnés ci-dessus, mais témoigne également d'une prise de conscience croissante parmi la population que la transition énergétique n'est possible que si elle est portée par une population de consommateurs actifs.

À signaler que les installations photovoltaïques existantes peuvent également changer vers le mode autoconsommation, sans frais additionnels, en contactant le gestionnaire de réseau. D'ailleurs Creos offre le changement vers le mode autoconsommation dans son espace client en ligne.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 14: Évolution des installations photovoltaïques en autoconsommation

Au 31 décembre 2024, 12.477 installations photovoltaïques sont actives en mode autoconsommation dont 8.207 ont été mises en service en 2024. Des statistiques plus détaillées sur le nombre des centrales de production en mode autoconsommation, ainsi que leur volume autoconsommé et injecté sont illustrées au Tableau 13 suivant.

Technologie	Nombre d'autoconsommateurs	Volume autoconsommé ou partagé [GWh]	Volume injecté [GWh]
Photovoltaïque	12.477	57,21	54,35
Cogénération à gaz naturel	11	1,94	0,10
Biogaz	7	2,47	26,98
Hydroélectricité	4	0,03	25,11
Biomasse	3	120,61	61,22
Éolienne	2	0,00	0,00
Usine d'incinération	1	17,91	92,01
Total	12.505	200,17	259,77

Tableau 13 : Volume autoconsommée ou partagée selon technologie en 2024

L'exploitant d'une installation qui ne peut pas autoconsommer (faute de consommation propre sur place) ou qui dispose d'un excédent après autoconsommation, peut décider de partager l'électricité produite :

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
 DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
 ET DU GAZ NATUREL

1. avec d'autres consommateurs dans le même bâtiment, ou dont le point de raccordement au réseau n'est pas à plus de 100 mètres, moyennant la conclusion de d'une convention AC (autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective) avec le gestionnaire de réseau de distribution, également possible en moyenne et haute tension,
2. avec d'autres consommateurs moyennant la création d'une communauté d'énergie (CE) avec personnalité juridique propre et l'établissement d'une convention de partage d'électricité pour une communauté énergétique à conclure avec le gestionnaire de réseau de distribution.

De même que l'autoconsommation individuelle, le partage de l'électricité permet de consommer l'électricité renouvelable quand elle est disponible et d'éviter ainsi les coûts de la fourniture depuis le réseau. Le citoyen devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché.

Pour le partage d'énergie électrique très restreint sur le plan géographique, deux formes de groupes de partage sont possibles sous le terme « **autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective** » (AC):

- AC1 - Autoconsommation Collective Locale (100m)
 Un maximum de trois autoconsommateurs d'énergie renouvelables agissant de manière collective, raccordés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau de distribution lorsque la distance qui sépare les deux points d'injection ou de prélèvement les plus éloignés n'excède pas 100 mètres.
- ACR - Autoconsommation Collective Renouvelable
 Les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective qui partagent entre eux l'énergie renouvelable produite sur le site de l'immeuble qu'ils occupent.

Pour partager l'électricité via le réseau de distribution, la constitution de « **communautés énergétiques** » (CE) devient nécessaire. On peut distinguer entre quatre formes de groupe de partage :

- APS - Autoconsommateur Plusieurs Sites
 Un utilisateur du réseau avec plusieurs points d'injection ou de prélèvement / POD connectés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau de distribution qui partage entre ces derniers l'énergie renouvelable produite.
- CEL - Communautés Énergétiques Locale
 Énergie: Est uniquement autorisé le partage d'énergie issue de sources renouvelables.
 Géographie: Tous les points d'injection ou de prélèvement/POD les plus éloignés du Groupe de partage d'énergie électrique doivent se trouver à une distance maximale de 300 mètres dans le réseau d'un seul gestionnaire de réseau de distribution.
 Niveau de tension: Tous les points d'injection ou de prélèvement/POD du Groupe de partage d'énergie électrique doivent se trouver sur le réseau basse tension.
- CER - Communautés Énergétiques nationale Renouvelable et Cogénération haut rendement
 Énergie: Est autorisé le partage d'énergie issue de sources renouvelables ou de la cogénération à haut rendement.
 Géographie: Les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver sur tout le territoire national.
 Niveau de tension: les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver en basse, moyenne et haute tension.
- CEN - Communautés Énergétiques nationale Non-Renouvelable
 Énergie: Est autorisé le partage d'énergie issue de sources renouvelables et non renouvelables.
 Géographie: Les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver sur tout le territoire national.
 Niveau de tension: les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver en basse, moyenne et haute tension.

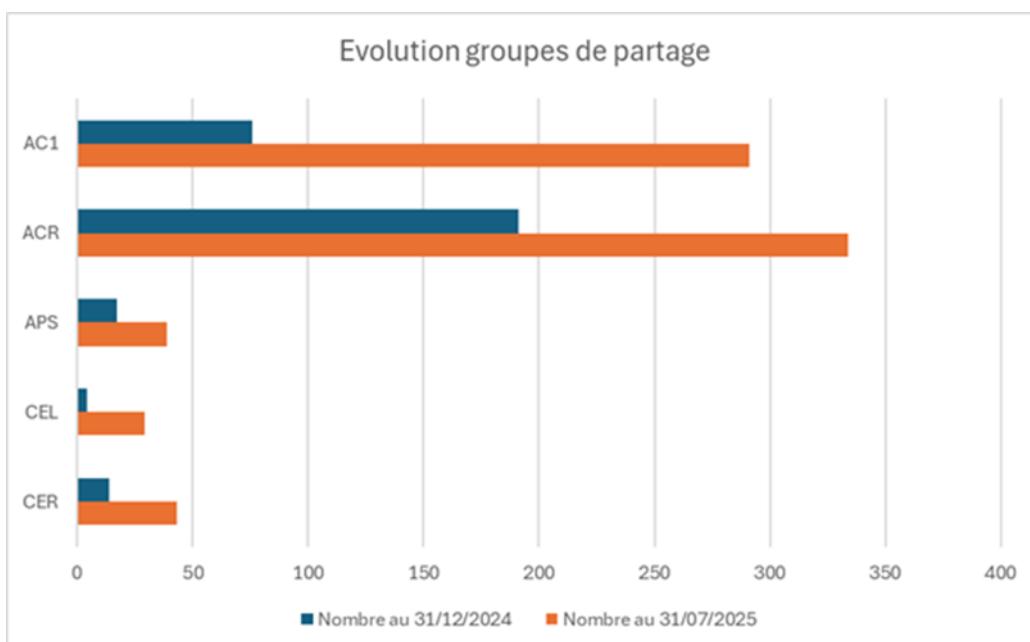
Le nombre de groupes de partage était de 302 au 31 décembre 2024, et continue à progresser ; au 31 juillet 2025, 736 groupes de partage étaient actifs.

Groupe de partage	nombre au 31/12/2024	nombre au 31/07/2025
AC1	76	291
ACR	191	334

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

APS	17	39
CEL	4	29
CER	14	43
Total	302	736

Tableau 14 : Evolution du nombre de groupes de partage entre 2023 et 2024



Graphique 15 : Evolution du nombre de groupes de partage entre 2023 et 2024

En mettant le focus sur le photovoltaïque (Tableau 15), on s'aperçoit que 50 GWh ont été autoconsommés et 7 GWh partagés en 2024. Ces 7 GWh d'électricité ont été partagés dans le cadre de 299 groupes de partage impliquant 791 consommateurs et 388 producteurs. Une répartition par type de groupe de partage de l'électricité partagée est reprise dans le tableau suivant :

Types de groupes de partage « PV »	Groupes	Consommateurs	Producteurs	Énergie produite [MWh]	Énergie partagée [MWh]
Autoconsommation collective	282	752	367	14.963,47	6.823,07
Groupe de partage local (≤ 300 m)	4	10	5	28,77	10,12
Groupe de partage national	13	29	16	137,74	63,84
Total	299	791	388	15.129,99	6.897,03

Tableau 15 : Groupes de partage « PV »

Avant qu'une communauté énergétique puisse conclure une convention avec le gestionnaire de réseau, elle doit être notifiée à l'Institut, qui publie une liste actualisée de toutes les communautés énergétiques enregistrées sur son site Internet⁵⁷.

Le Règlement ILR/E24/1 du 5 février 2024, arrêtant le modèle de répartition statique et simple pour le partage de l'énergie électrique produite⁵⁸, définit des règles de partage selon lesquelles les membres d'un groupe de partage peuvent distribuer entre eux l'électricité qu'ils produisent et consomment sur base de valeurs quart-horaires. Lors de l'élaboration de ces règles, établies en

⁵⁷ <https://www.ilr.lu/publications/liste-des-communautes-energetiques/>

⁵⁸ <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2024/02/05/a46/jo>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

concertation avec les gestionnaires de réseaux et après consultation de tous les acteurs du marché, l’Institut a veillé à donner aux groupes de partage la plus grande liberté possible : ils peuvent ainsi donner la priorité à un point de prélèvement ou à un point d’injection (tous deux ci-après dénommés « POD ») par rapport aux autres membres du groupe de partage, répartir l’énergie produite dans le groupe de partage selon des pourcentages définis au sein de ce groupe, ou répartir l’électricité produite à chaque POD en fonction de leur propre consommation momentanée. Au lieu des règles de partage définies par l’ILR, chaque groupe de partage a aussi la possibilité de définir ses propres algorithmes, selon lesquels l’électricité produite est répartie entre ses membres.

Ce règlement décrit également comment et dans quels délais les gestionnaires de réseau doivent mettre les courbes de charge correspondantes à la disposition d’un groupe de partage et des différents fournisseurs d’électricité des POD respectifs ; de même, il prévoit les délais que le groupe de partage doit respecter vis-à-vis de son gestionnaire de réseau.

En mars 2024, l’Institut a mis en place un site Internet spécifique au sujet du partage de l’électricité : www.weshareenergy.lu.

2.2.2.4 ÉTIQUETAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Selon le règlement grand-ducal du 21 juin 2010 relatif au système d’étiquetage de l’électricité, l’Institut est chargé de l’organisation et de la supervision du système d’étiquetage.

À travers une étiquette standardisée, le consommateur est en mesure de comparer les produits de différents fournisseurs et de faire son choix non seulement en fonction du prix, mais également en fonction des sources d’énergies à partir desquelles l’électricité vendues par les fournisseurs est produite et de l’impact environnemental qui en découle. À cette fin, l’Institut est chargé d’effectuer le contrôle des informations fournies : l’Institut vérifie annuellement la cohérence entre les quantités d’électricité vendues au Luxembourg et les garanties d’origine annulées pour la fourniture aux clients finals et calcule les mix fournisseurs annuels et le mix national annuel.

Les caractéristiques du mix résiduel de l’année civile révolue, ainsi que les valeurs par défaut de l’impact environnemental du mix résiduel, sont déterminées par l’Institut et communiquées à chaque fournisseur avant le 1^{er} mars de chaque année⁵⁹. Les caractéristiques du mix résiduel sont à utiliser par chaque fournisseur pour l’établissement des mix produits pour les quantités d’électricité fournies à des clients finals lorsque l’origine de cette électricité n’a pas été vérifiée par un traçage explicite moyennant annulation des certificats « garanties d’origine ». Les valeurs par défaut de l’impact environnemental du mix résiduel sont appliquées par l’Institut aux mix produits et aux mix fournisseurs lorsque les fournisseurs n’ont pas certifié les sources de l’électricité fournie.

En 2024, le mix national se compose de 66,5 % d’énergies renouvelables, de 20,9 % d’énergies fossiles, de 10,4 % d’énergie nucléaire et de 2,2 % d’autres sources non-identifiables⁶⁰ et son impact environnemental est de 187,14 g par kWh en termes d’émissions de dioxyde de carbone et de 0,67 mg par kWh en termes de déchets radioactifs. Cette composition montre une légère diminution d’énergies renouvelables par rapport à 2023 due à l’augmentation de la part nucléaire dans le mix de la plupart des fournisseurs. Plus d’information sur le système d’étiquetage sont disponibles dans les rapports biannuels sur l’étiquetage de l’électricité⁶¹.

2.2.2.5 ENCHÈRES DES GARANTIES D'ORIGINE ORGANISÉES PAR L'INSTITUT

Conformément à l’article 3 du règlement grand-ducal modifié du 1^{er} août 2014 relatif à la production d’électricité basée sur les sources d’énergie renouvelables, l’Institut est l’autorité compétente au Luxembourg pour l’émission des GOs pour l’électricité produite à partir de sources d’énergies renouvelables ainsi que l’opérateur du registre national des GOs, via lequel l’émission, le transfert et l’annulation des GOs sont effectués.

Les centrales, qui reçoivent des subventions à la production d’électricité produite à partir des sources renouvelables, ne peuvent pas vendre directement les GOs pour l’électricité produite mais, suivant l’article 4(1) du règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l’organisation du marché de l’électricité, en cas d’émission des GOs pour l’électricité produite par ces centrales, les GOs sont cédées sans frais au régulateur (l’Institut) qui les détient et les gère pour le compte du mécanisme de compensation.

⁵⁹ Pour l’année 2024, les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l’impact environnemental du mix résiduel ont été publiées par le [Règlement ILR/E25/7 du 27 février 2025](#) portant fixation du mix résiduel de l’année 2024 - secteur électricité.

⁶⁰ [Règlement ILR/E25/12 du 14 mai 2025](#) portant publication de la composition et de l’impact environnemental du mix national pour l’année 2024 - secteur électricité.

⁶¹ <https://www.ilr.lu/publications/lilr-publie-le-rapport-etiquetage-de-lelectricite-pour-les-annees-2021-et-2022/>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

L’Institut a développé en 2018 un système d’enchères périodiques pour valoriser les Garanties d’Origine (ci-après « GOs ») émises pour les centrales du mécanisme de compensation, auxquelles tous les titulaires de compte d’un registre interconnecté à « l’AIB Hub » peuvent participer.

L’objectif de l’organisation d’enchères périodiques des GOs est de maximiser le revenu issu de la valorisation des Garanties d’Origine pour en faire bénéficier le consommateur luxembourgeois. Plus le prix réalisé aux enchères est élevé, plus la contribution au mécanisme de compensation est réduite pour le consommateur luxembourgeois sur sa facture finale d’électricité. Pour l’année 2024, le résultat des Garanties d’Origine vendues aux enchères sur la plateforme de l’Institut⁶² dans le cadre de la valorisation des caractéristiques de l’électricité du mécanisme de compensation est présenté dans le Tableau 16:

CATÉGORIE	SOUS-CATÉGORIE	QUANTITÉS TOTALES ATTRIBUÉES	REVENUS
SOURCE D’ÉNERGIE RENOUVELABLE	Éolienne	445.869 MWh	377.924,21 EUR
	Biomasse	203.722 MWh	100.128,04 EUR
	Solaire	21.484 MWh	19.199,38 EUR
	TOTAL	671 075 MWh	497.251,63 EUR

Tableau 16 : Volumes attribués à travers des enchères 2024⁶³

Au 31 décembre 2024, 38 entreprises sont enregistrées sur la plateforme ILR GO Auctioning Platform <https://goauction.ilr.lu/>. Le différentiel de prix des offres retenues s’élève à 1,49 EUR/MWh pour la source éolienne, 1,20 EUR/MWh pour la source biomasse et à 1,40 EUR/MWh pour la source solaire. Le prix unitaire moyen des offres retenues s’élève à 0,85 EUR/MWh pour la source éolienne, 0,49 EUR/MWh pour la source biomasse et 0,89 EUR/MWh pour la source solaire. À noter qu’une GO équivaut à un MWh. Le différentiel de prix ainsi que le prix unitaire des offres gagnantes, pour toute source confondue, ont considérablement diminué entre 2023 et 2024. Un historique des résultats des enchères périodiques récentes des GOs est disponible sur la Plateforme à l’onglet « Auction Results »⁶⁴.

Le revenu de la vente aux enchères des garanties d’origine de l’année 2024 s’élève à 497.251,63 euros.

2.3 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE

2.3.1 MARCHÉ DE DÉTAIL

La fourniture en énergie électrique de clients au Grand-Duché de Luxembourg n’est possible qu’après l’obtention d’une autorisation de fourniture par le ministre ayant l’Energie dans ses attributions. La procédure d’autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la Loi Électricité. Une liste actuelle des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché de Luxembourg (16 fournisseurs autorisés actuellement) est accessible sur le site Internet⁶⁵ de l’Institut.

Dix entreprises de fourniture se partageaient le marché de détail de l’électricité en 2024 qui comprend 351.112 points de fourniture de prélèvement.

Les consommateurs sont segmentés en trois groupes : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu’à une consommation annuelle de 2 GWh, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur non-résidentiel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh⁶⁶.

⁶² ILR GO Auctioning Platform <https://goauction.ilr.lu/>.

⁶³ Source : « [Résultat de la valorisation des caractéristiques de l’électricité du mécanisme de compensation – année 2024](https://www.ilr.lu/publications/resultat-de-la-valorisation-des-caracteristiques-de-l-electricite-du-mecanisme-de-compensation--annee-2024) » dans <https://www.ilr.lu/publications/resultat-de-la-valorisation-des-caracteristiques-de-lelectricite-du-mecanisme-de-compensation-2024/>

⁶⁴ <https://auction.grexel.com/ilr/sv/public/auctionResults>

⁶⁵ La liste actuelle des fournisseurs est consultable sous <https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/ilr-elc-pub-2025-03-04-elec-liste-fournisseurs.pdf>.

⁶⁶ À noter que tous les consommateurs professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh ne sont pas forcément des consommateurs industriels. Néanmoins, aux fins de ce rapport, l’Institut les compte tous parmi les consommateurs industriels.

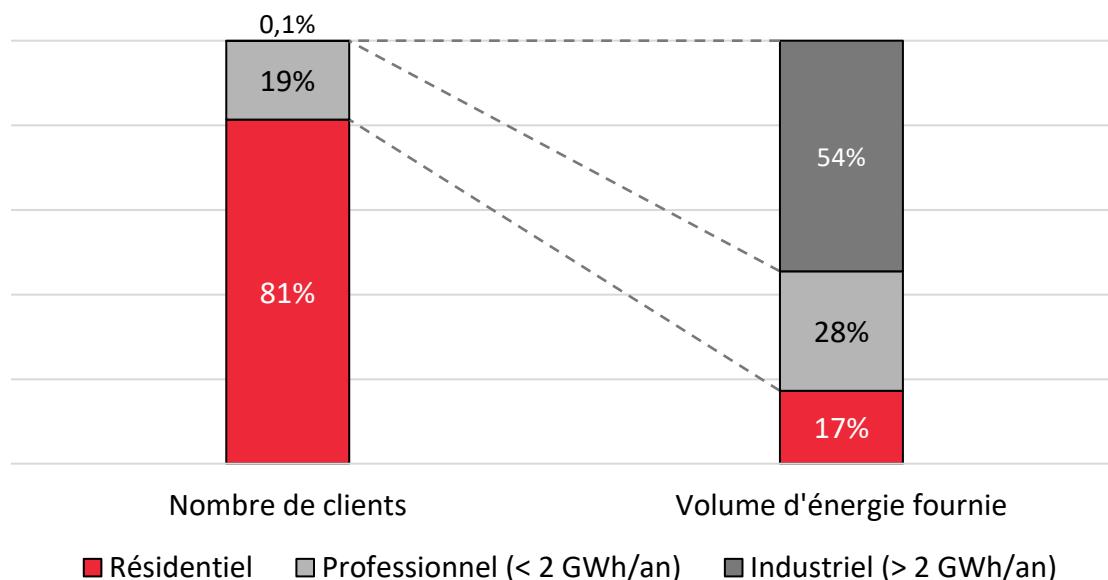
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2.3.1.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 17 et le Graphique 16 ci-après donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau. Aucune variation relative à l'importance des différents segments n'est à noter par rapport aux années précédentes.

	Volume d'énergie fournie (TWh)					Nombre de clients
	2020	2021	2022	2023	2024	
Résidentiel	0,954	1,003	0,999	1,002	1,035	285.662
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,640	1,628	1,682	1,685	1,695	65.250
Secteur industriel (> 2GWh)	3,500	3,725	3,471	3,188	3,267	200

Tableau 17 : Évolution et répartition de l'énergie fournie et du nombre de clients par segment de marché de détail



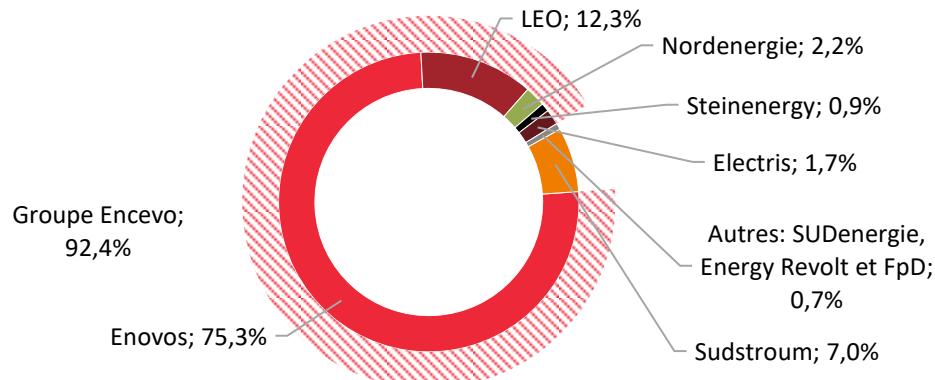
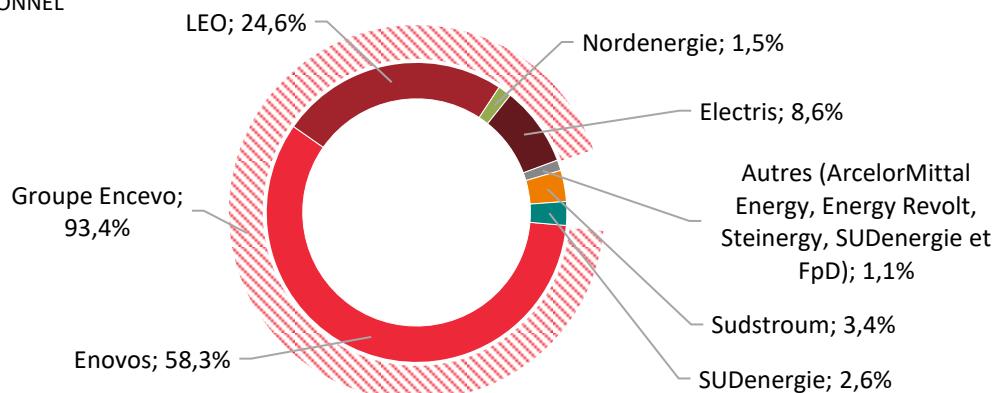
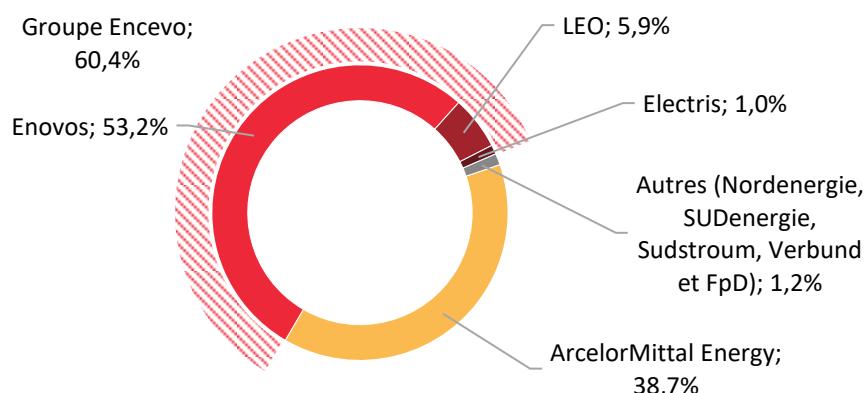
Graphique 16 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

Huit entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel en 2024. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 17⁶⁷. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg, LEO (Luxembourg Energy Office) S.A., Nordenergie S.A., Steinergy S.A. et depuis 2024 aussi Electris), ceci surtout pour le secteur résidentiel et le secteur des PME.

⁶⁷ FpD : Fournisseur par défaut qui approvisionne de manière temporaire les consommateurs sans contrat de fourniture.
FDR : Fournisseur du dernier recours qui assure l'alimentation sans interruption des clients d'un fournisseur défaillant.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

SECTEUR RÉSIDENTIEL

SECTEUR PROFESSIONNEL
(≤2GWh/an)SECTEUR INDUSTRIEL
(>2GWh/an)

Graphique 17 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité

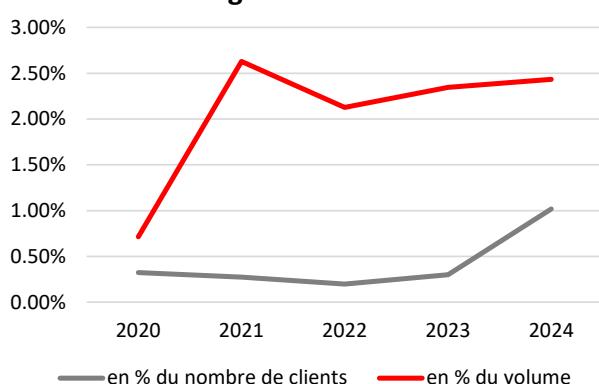
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2.3.1.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

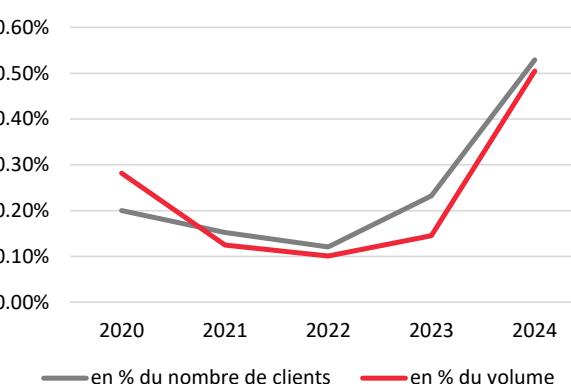
En 2024, 3.577 consommateurs ont changé de fournisseur, comparé à 1.041 changements en 2023. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 2,4 %, en termes de volume et de 1,0 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 18 ci-après donne une indication des taux de changement en termes de volume et en termes de nombre de clients dans les segments respectifs du marché de détail⁶⁸.

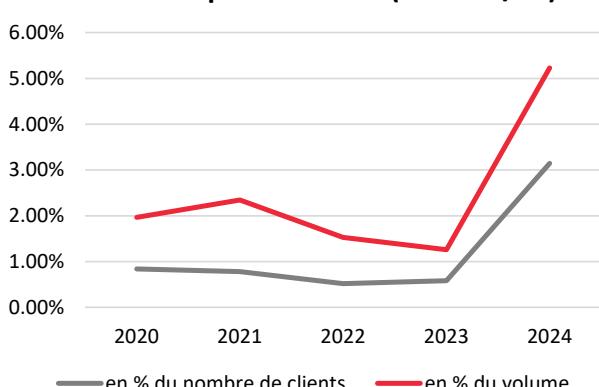
Changements de fournisseur toutes catégories confondues



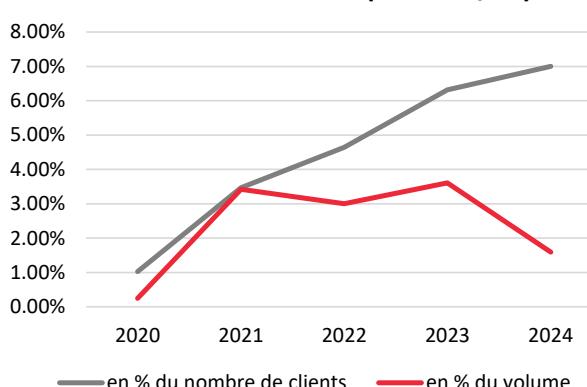
Changements de fournisseur dans le secteur résidentiel



Changements de fournisseur dans le secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)



Changements de fournisseur dans le secteur industriel (> 2 GWh/an)



Graphique 18 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)

L'arrivée en 2023 d'un nouvel acteur, ainsi que l'extension par un autre acteur de son offre à d'autres segments de clients, ont permis d'augmenter le choix pour les consommateurs en 2024. Du point de vue prix, ces offres représentaient des options intéressantes, amenant ainsi un peu plus de dynamisme dans un marché relativement inerte. En outre, 2024 est l'année de l'apparition des premiers

⁶⁸ Les changements vers le fournisseur par défaut (FpD) et le fournisseur du dernier recours (FDR) sont comptés parmi les changements, alors que les changements du FpD ou du FDR vers un fournisseur régulier ne sont pas pris en compte. De cette manière, le passage d'un consommateur d'un fournisseur vers un autre via le FpD ou le FDR ne compte que pour un seul changement. De plus, les nouveaux raccordements qui risquent de se retrouver dans la fourniture par défaut avant signature d'un contrat ne sont pas considérés parmi les changements de fournisseur.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

contrats d'électricité à tarification dynamique sur le marché des clients résidentiels. Ces éléments laissent espérer que le manque de dynamisme et d'innovation observés le passé laisseront progressivement leur place à un futur marqué par une concurrence accrue.

Les produits d'électricité à tarification dynamique permettent au consommateur de bénéficier des fluctuations des prix à la bourse en adaptant son comportement de consommation de sorte à consommer lors des moments où les quantités d'électricité disponibles sur le marché sont abondantes, et donc à bas prix. Un tel produit requiert ainsi une implication active du consommateur, soit par une automatisation de ses décisions de consommation, soit par le fait de disposer des usages flexibles, dont il est lui-même capable de déplacer leur consommation dans le temps.

Les prix de ces produits se basent sur des formules de prix qui comprennent un indice boursier majoré par une commission de commercialisation et d'un forfait mensuel. L'indice boursier utilisé est le prix horaire day-ahead de la bourse EPEX pour le marché Allemagne-Luxembourg. Chaque jour durant l'après-midi les prix pour chaque heure du lendemain sont disponibles. Le fournisseur met ces prix à disposition de ses clients via son portail et permet ainsi au consommateur de planifier sa consommation.

Généralement, les taux de changement restent à des niveaux peu élevés. À souligner positivement sont les taux de changement dans le secteur professionnel < 2GWh, qui se situe à 5,2 % en termes de volume et 3,1% en termes de nombres de clients. Bien que la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois soit parmi la plus faible de toute l'Europe⁶⁹, les différences de prix entre produits des fournisseurs ont considérablement augmenté en 2024. L'écart entre le produit le plus répandu et le produit le moins cher se chiffre à 113 € par ménage et par an en 2024, comparé aux 32 € d'écart observé en 2023. Néanmoins, la petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

L'ILR fait un appel aux consommateurs pour comparer les offres sur le marché, notamment à travers le comparateur en ligne www.calculix.lu.

2.3.1.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 17,3 % du marché de l'électricité, 1 512 changements de fournisseur ont été opérés en 2024, ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,5 % en termes de nombre de clients et de 0,5 % en termes de volume (Graphique 18).

2.3.1.2.2 SEGMENT PROFESSIONNEL

Dans le segment professionnel, qui regroupe les entreprises consommant moins de 2 GWh par an, 2 051 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 89 GWh. Par rapport à 2023, le nombre de clients (+1 673) a plus que quintuplé et le volume d'énergie de ces clients (67 GWh) a quadruplé. Ces changements représentent pour le segment professionnel un taux de changement en 2024 de 3,1 % en termes de nombre de clients et de 5,2 % en termes de volume.

2.3.1.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL

Dans le segment industriel, qui regroupe les entreprises consommant plus de 2 GWh par an, 14 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 52 GWh. Par rapport à 2023, le nombre de clients (+2) a augmenté alors que le volume d'énergie de ces clients (-63 GWh) a fortement diminué. Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2024 de 7,0 % en termes de nombre de clients et de 1,6 % en termes de volume.

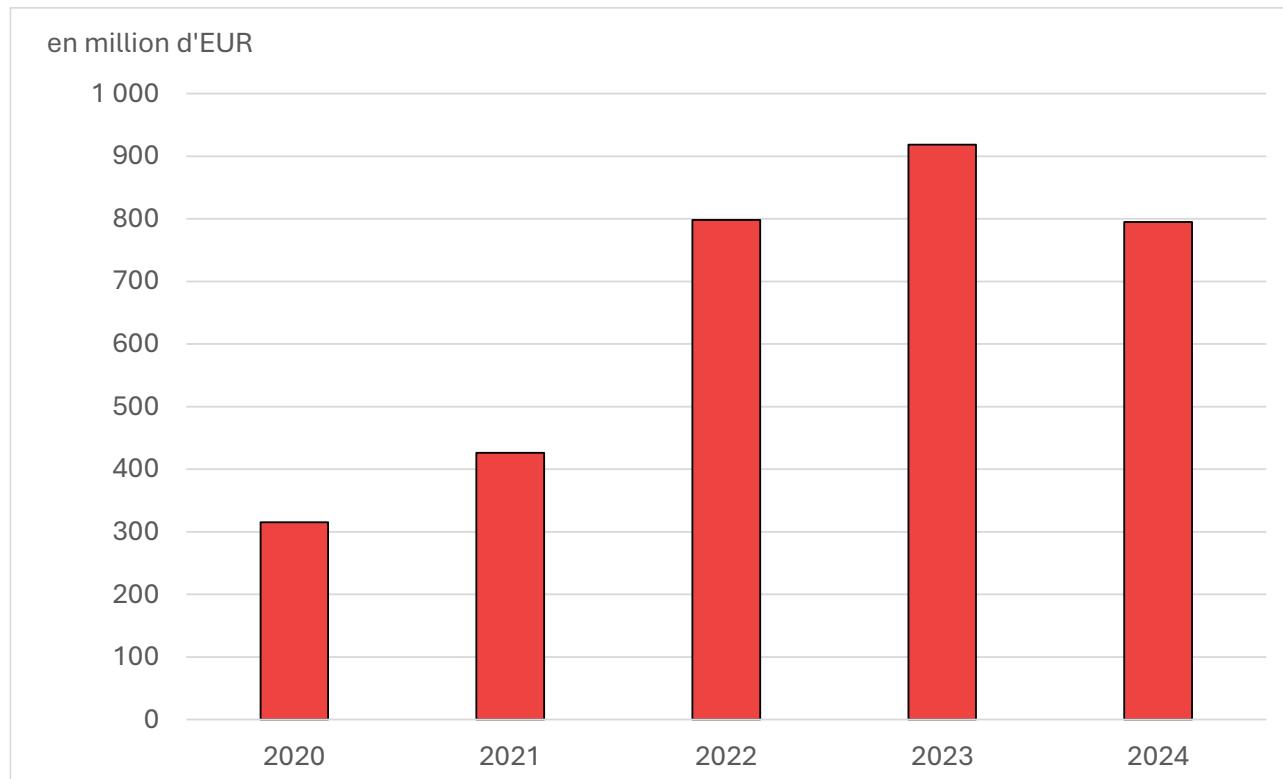
2.3.1.3 SURVEILLANCE DES PRIX

Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Il n'existe pas de prix de fourniture régulé, sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps) ; ainsi l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

La taille du marché de détail est illustrée dans le Graphique 19 par la somme des chiffres d'affaires des fournisseurs.

⁶⁹ ACER/CEER Market monitoring report Figure 2 p 13: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/09/ACER-CEER_2024_MMR_Retail-1.pdf

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 19: Chiffre d'affaires des fournisseurs sur le marché luxembourgeois

La diminution des chiffres d'affaires, hors utilisation réseau, taxes et TVA, s'explique par la diminution des prix de l'énergie pour les segments professionnels sur les marchés de détail (Chapitre 2.3.2), alors que les prix de l'énergie pour le segment résidentiel ont augmenté.

2.3.1.3.1 PRIX DU MARCHÉ DE DÉTAIL

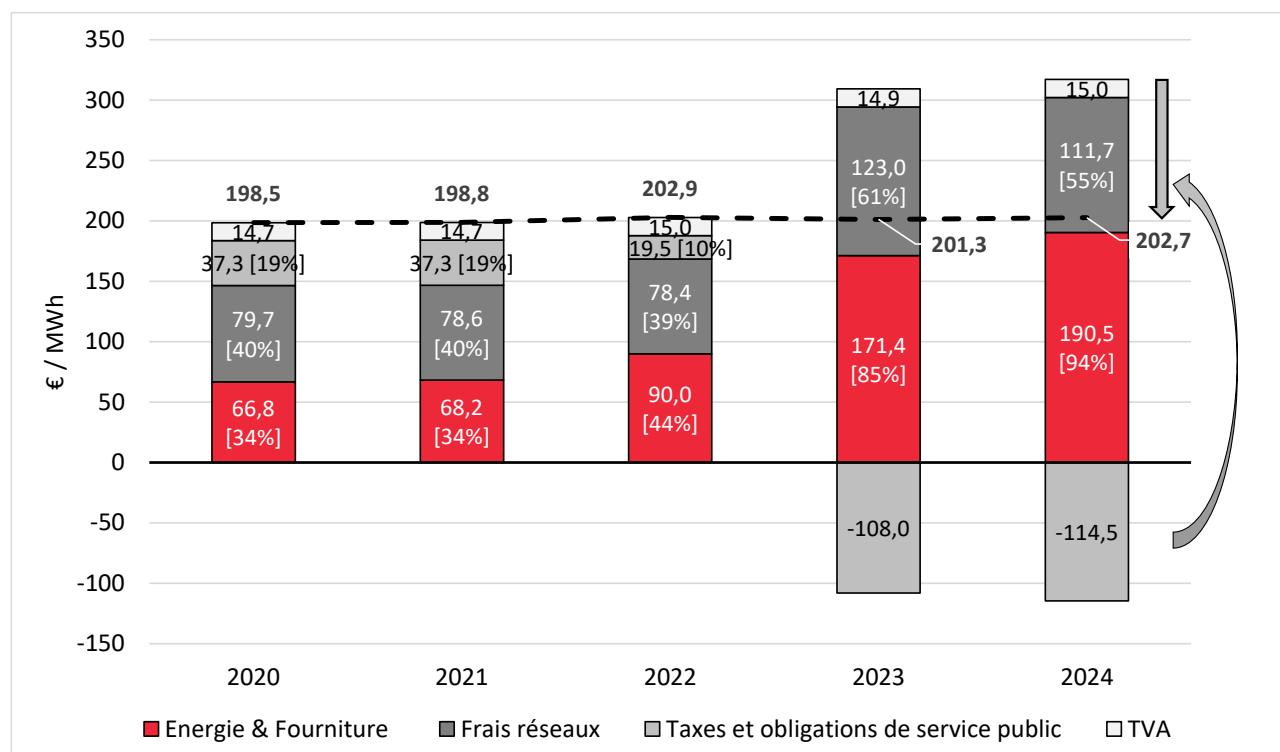
Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les quatre composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

- le prix de l'énergie électrique fourni par le fournisseur ;
- les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (par exemple comptage) approuvés par l'Institut ;
- la taxe sur l'énergie ainsi que la contribution aux obligations de service public telle que celle au mécanisme de compensation ;
- la TVA.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 20 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁷⁰ des années 2020 à 2024.

⁷⁰ Le graphique se rapporte au client-type DC qui a une consommation annuelle en électricité entre 2500 et 5000 kWh (Catégorie de clients établie selon la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



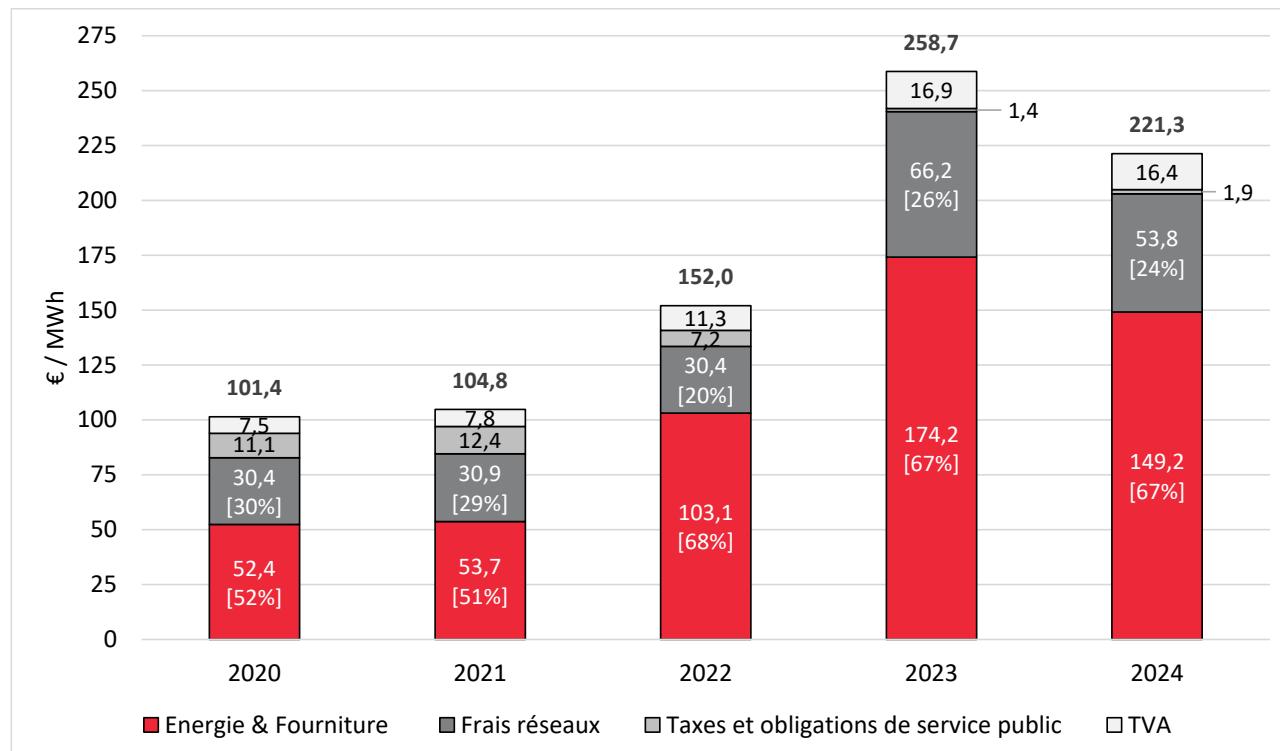
Graphique 20 : Composition des prix d'électricité des clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC

Les prix de l'énergie et fourniture ainsi que les frais réseaux ont fortement augmenté entre 2022 et 2023 et sont restés à un niveau élevé en 2024. Néanmoins l'État avait prévu des mesures pour stabiliser le prix de l'électricité des ménages au niveau du prix de 2022. La mise en œuvre de ces mesures a conduit à l'introduction d'un taux négatif pour la contribution au mécanisme de compensation des consommateurs d'électricité avec une consommation annuelle inférieure à 25.000 kWh à partir de 2023. Le montant de la contribution négative a été fixé de sorte à égaliser les hausses de prix annoncées pour l'énergie et le réseau. Nonobstant cette aide considérable pour les consommateurs visés, le marché de l'électricité continue à fonctionner et il est toujours utile de comparer les différentes offres des fournisseurs.

L'évolution de la composition du prix de l'électricité d'un client industriel type⁷¹, tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 21 suivant.

⁷¹ Le client industriel type utilisé dans l'analyse de l'Institut correspond à la catégorie de clients IC établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle en électricité entre 500 et 2 000 MWh.

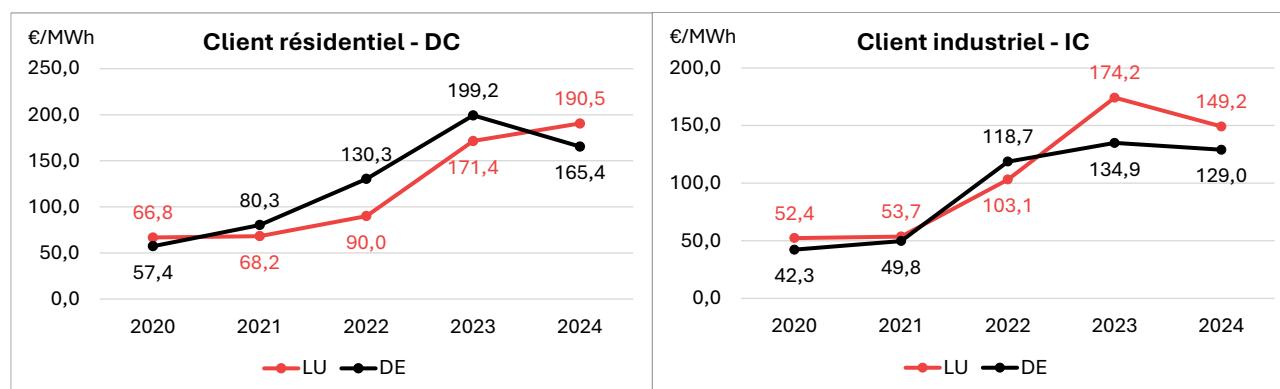
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 21 : Composition des prix d'électricité des clients industriels (prix courants) – catégorie IC

Par rapport à l'année précédente, la diminution de 14 % du prix total de l'électricité pour les industriels s'explique à la fois par la baisse (-14 %) du prix de l'énergie et de fourniture, et par la baisse (- 18 %) des frais d'utilisation du réseau. Bien que le prix actuel ait diminué en 2024, il reste encore deux fois plus élevé que les prix observés avant la crise.

Étant donné que le Luxembourg fait partie du marché de l'électricité Allemagne/Luxembourg et qu'il n'y a pas de congestions aux interconnexions entre les deux pays, les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes en Allemagne qu'au Luxembourg ; cela fait donc sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour les deux catégories de clients, résidentiels DC et industriels IC, pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.



Graphique 22 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Le Graphique 22 montre que les coûts de l'énergie ont augmenté pour la catégorie des consommateurs résidentiels DC et diminué pour la catégorie industriels IC au Luxembourg, alors qu'en Allemagne les prix pour les deux catégories ont diminué de 2023 à 2024. La différence du prix de l'énergie entre le Luxembourg et l'Allemagne pour le client résidentiel DC s'est inversée en 2024. Alors que la différence de prix était favorable pour les clients luxembourgeois en 2023 (27,8 €/MWh), les prix luxembourgeois sont maintenant plus élevés de 25,1 €/MWh. Pour le client industriel IC, la différence entre le prix de l'énergie au Luxembourg et en Allemagne diminue de moitié en 2024, passant de 39,3 €/MWh à 20,2 €/MWh. Les différences correspondent à 28 %, respectivement à 20 %, du coût de l'énergie et de du coût de fourniture luxembourgeois.

La tendance inverse entre les prix de l'énergie luxembourgeois des catégories résidentiel (DC) et industriel (IC) s'explique par une stratégie d'approvisionnement différente des fournisseurs et elle est à mettre en relation avec les évolutions des prix du marché de gros sous le chapitre 2.3.2. Ces stratégies d'approvisionnement permettent aussi d'expliquer les différences entre les évolutions au Luxembourg et en Allemagne.

Dans la suite de cette analyse, le focus est mis sur les prix de l'énergie du client résidentiel, pour lequel les différentes offres proposées par les fournisseurs ont été comparées.

Il convient de faire la différence entre trois types de contrats de fourniture.

Premièrement, la grande majorité des contrats sont des contrats sans garantie de prix, pour lesquels le fournisseur est libre d'adapter ses prix à condition d'annoncer le changement au moins 30 jours à l'avance et permettant au consommateur de résilier sans frais son contrat avant l'entrée en vigueur du changement. Ces contrats, qui sont généralement résiliables à brève échéance, c'est-à-dire normalement égale ou inférieure à un mois, représentent 96,0 % des contrats dans le secteur résidentiel fin 2024.

Deuxièmement, il existe des contrats avec garantie de prix. Ces produits garantissent un prix fixe pour une durée déterminée (couramment 12 ou 36 mois) ou jusqu'à une date définie (par exemple jusqu'au 31 décembre). Avec ce genre de produit, il est conseillé au consommateur de lire attentivement les conditions de résiliation et de reconduction, qui peuvent varier d'un fournisseur à l'autre. Ces « contrats fixes » représentent 4,0 % de l'ensemble des contrats fin 2024. Après la disparition de ces offres durant la crise énergétique, il est constaté que ce type de contrats est réapparu brièvement en 2024, et qu'à partir de 2025 ce type de produit connaît à nouveau une présence régulière dans les offres à disposition des consommateurs résidentiels.

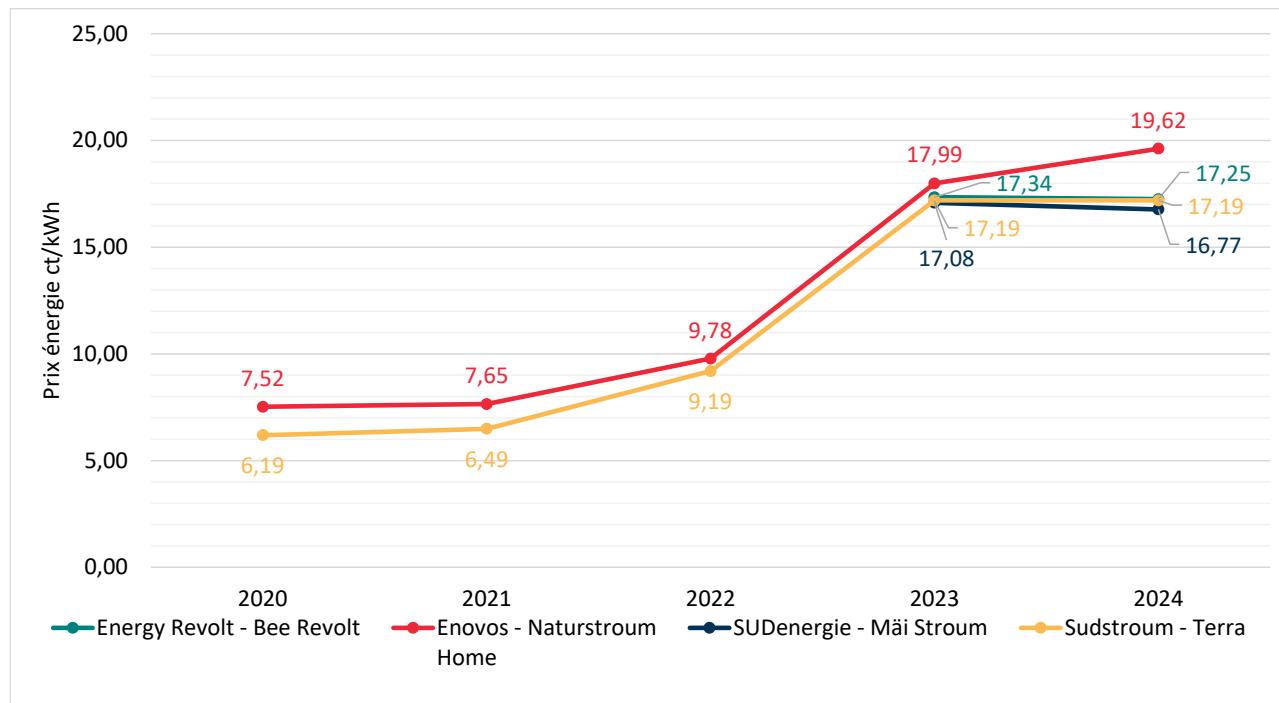
Troisièmement et dernièrement, les produits dits dynamiques. En 2024 la première offre de ce type a été commercialisée au Luxembourg. Dans un tel contrat, le fournisseur refacture au consommateur le prix du marché de gros augmenté d'une marge. Les variations de prix suivent donc les variations des produits boursiers, c'est-à-dire allant jusqu'à une fréquence horaire ou en théorie même quart-horaire.

Pour les produits sans garantie de prix (hors contrats à prix dynamiques), les prix annuels de l'énergie en 2024 se sont situés entre 671 € et 785 € sur la base d'une consommation annuelle de 4.000 kWh, répartie sur l'année en fonction du profil standard pour ménages H0⁷². Une répartition de la consommation à l'aide d'un profil permet de mieux déterminer les coûts annuels, surtout si le fournisseur adapte ses prix en cours d'année. La fourchette des prix inclut les frais fixes des fournisseurs qui se situent entre 1,5 et 4 € par mois. Exprimés en ct/kWh, les prix de ces produits varient entre 16,77 et 19,62 ct/kWh, soit une différence de 17 %.

Le Graphique 23 illustre le produit le plus répandu pour chaque fournisseur. Au cours de l'année 2024, deux fournisseurs ont lancé leur premier produit pour consommateurs résidentiels.

⁷² Profil de consommation synthétique et normé pour 2023. Il s'agit d'une courbe de charge quart-horaire synthétique, destinée à représenter le comportement suivant une moyenne statistique de tous les ménages <https://www.creos-net.lu/fournisseurs/electricite/profils-synthetiques.html>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 23 : Prix annuels de l'énergie des produits sans garantie de prix le plus répandu pour chaque fournisseur⁷³

Après avoir eu des prix très rapprochés en 2023, des écarts plus considérables entre fournisseurs sont constatés en 2024, ce qui rend la comparaison entre les offres à nouveau beaucoup plus intéressante ; le cas échéant le changement de produit ou de fournisseur permet d'épargner de l'argent. Il est à rappeler que l'écart entre le produit le plus répandu et le produit le moins cher se chiffre à 113 € par ménage et par an en 2024. L'outil de comparaison Calculix⁷⁴ permet de guider le consommateur dans son choix, tout en lui permettant de tenir compte de ses comportements de consommation ainsi que de ses préférences.

La plupart des produits sans garantie de prix sont restés au niveau de 2023, alors que le produit le plus répandu sur le marché résidentiel luxembourgeois a subi une augmentation de presque 10%. L'explication pour ces évolutions opposées réside dans le fait que les stratégies d'approvisionnement des fournisseurs diffèrent.

La réapparition de produits avec garantie de prix pendant de courtes périodes en 2024 a été constatée. La garantie de prix était de 1 ou 3 ans avec des prix qui se situaient légèrement en-dessous des prix des produits sans garantie de prix, offerts en 2024. Il est néanmoins à remarquer que la diminution des prix des produits sans garantie de prix en 2025 a, après coup, rendu les offres avec garantie de prix commercialisées en 2024 moins attractives. En effet, les clients ayant souscrit à un produit avec garantie de prix et plus particulièrement ceux qui ont une garantie sur 3 ans, se retrouvent aujourd'hui en 2025 avec des prix nettement supérieurs que ceux des meilleures offres disponibles.

À partir de juillet 2024, le premier produit dynamique a été commercialisé au Luxembourg. Ce produit se base sur les prix day-ahead horaires EPEX DE-LU augmenté d'une marge de 7,5 ct/kWh. Le forfait mensuel était de 13 EUR/mois.

La moyenne des prix horaires day-ahead sur la deuxième partie de l'année 2024 se situait à 89,2 EUR/MWh ce qui revient à un prix de l'énergie moyen de 164,3 EUR/MWh (marge de 7,5 ct/KWh incluse) pour les clients du produit dynamique. Comparé au prix du produit le plus répandu, qui se situait à 187,3 EUR/MWh, le produit dynamique n'est intéressant qu'à condition d'être à même de déplacer une partie de la consommation à des moments où les prix boursiers sont bas. Avoir la flexibilité de déplacer des parties de sa consommation est une condition sine qua non lorsqu'on souscrit à un produit dont les prix ont varié entre 1 EUR/MWh et 1011 EUR/MWh (marge du fournisseur incluse) durant la deuxième moitié de 2024. Les produits dynamiques s'adressent donc aux

⁷³ Calculs sur base d'une consommation annuelle de 4 000 kWh répartis en fonction du profil standard pour ménages H0

⁷⁴ www.calculix.lu

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

consommateurs flexibles qui suivent les prix boursiers et sont capables d'adapter leur comportement à la réalité des prix de marché spot.

Il est à noter que les fournisseurs ayant plus de 15 000 clients sont obligés d'offrir des produits dynamiques. Étant donné que les taux de changement de fournisseur sont très bas au Luxembourg et que la grande majorité des consommateurs sont des clients du fournisseur historique dans les réseaux respectifs, un fournisseur qui offre des produits dynamiques risque de substituer des clients à ses autres produits. Ce constat permet d'expliquer la marge élevée du fournisseur dans son produit dynamique qui témoigne d'une volonté de se conformer à une obligation légale plutôt d'une volonté d'offrir un produit innovatif et concurrentiel à ses clients actifs. Avec cette marge élevée, le prix du produit dynamique se rapproche du prix de son produit le plus répandu ce qui décourage un switch interne vers le produit dynamique. Pour l'année 2025, il a été constaté une diminution de la marge du produit dynamique ainsi qu'une diminution similaire du prix du produit standard, ce qui semble confirmer notre analyse.

2.3.2 MARCHÉ DE GROS

Le réseau de transport luxembourgeois d'électricité ne présente pas de congestion sur les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne. Le marché de gros luxembourgeois est ainsi intégré au marché de gros allemand et à la zone de prix correspondante ; pris isolément, il ne présenterait en outre que très peu de liquidité. Les acteurs de marché peuvent donc participer aux échanges d'électricité sur un marché plus vaste et bénéficier de la liquidité élevée de la zone de prix DE/LU.

En 2024, 2 NEMOs (EpexSpot, Nordpool-Emco) utilisaient le passeport au Luxembourg pour les marchés day-ahead et intraday⁷⁵.

L'évolution du prix moyen annuel de la zone DE/LU pour le marché day-ahead est indiquée dans le Tableau 18. Ce prix est revenu à un niveau plus stable depuis sa forte augmentation liée à la crise énergétique, mais il reste néanmoins environ 2 fois plus élevé qu'avant cette crise.

	2020	2021	2022	2023	2024
Prix moyen (€/MWh)	30,5	96,8	235,5	95,2	79,6

Tableau 18 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU⁷⁶

La zone de prix DE/LU fait partie de la région de calcul de capacité de la région Core. Dans cette région, l'écart de prix de gros entre les zones de dépôt des offres a fortement augmenté du fait d'une part de l'abondance retrouvée de la production nucléaire en France et d'autre part de capacités transfrontalières insuffisantes globales malgré leur augmentation (difficulté à offrir au marché au moins 70% de la capacité thermique des lignes transfrontalières comme requis dans le règlement (UE) n° 2019/943).

Les règles d'équilibrage (voir chapitre 2.1.2.1.1) permettent également aux acteurs du marché de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées pour les consommateurs luxembourgeois. Cependant, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux.

La plupart des fournisseurs, qui sont actifs au Grand-Duché de Luxembourg s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers. Le Tableau 19 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2022 à 2024 : l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats bilatéraux hors marchés organisés d'une durée maximale de 2 ans : cela représente 49 % en moyenne en 2024 de tous les approvisionnements. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés *spot* a connu une augmentation en 2024. Ces contrats représentaient 30 % en moyenne en 2024 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 24 % en 2023. L'approvisionnement sur les marchés organisés à terme a connu une diminution par rapport à 2023 pour arriver à 6 % en moyenne en 2024 de tous les approvisionnements.

⁷⁵ Liste des NEMOs par pays publiée et mise à jour par l'ACER sur : <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/capacity-allocation-and-congestion-management/implementation/designation-of-nemos>

⁷⁶ Source : Epex Spot file "Auction Spot Prices Germany Luxembourg 2024", Baseload.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

	MOYENNE 2022	MOYENNE 2023	CLIENTS RÉSIDENTIELS	CLIENTS PROFESSIONNELS		MOYENNE 2024
				(<2GWH/AN)	(>2GWH/AN)	
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	12 %	24 %	12 %	10 %	46 %	30 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	24 %	9 %	9 %	13 %	1 %	6 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ 2 ans (p.ex. OTC)	48 %	51 %	62 %	50 %	46 %	49 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée > 2 ans (p.ex. OTC)	16 %	16 %	17 %	27 %	7 %	15 %

Tableau 19 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité

2.3.2.1 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

Le Graphique 24 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)⁷⁷ - EEX⁷⁸ Power Derivatives - Phelix Futures) avec livraison entre 2019 et 2024 ainsi que le développement sur le marché spot (Power Spot Market (SM)⁷⁹ - EpexFox - Market Area Germany/Luxembourg) pour la même période, les prévisions de prix pour les années 2025 et 2026 sont également visualisées.

Une variété de stratégies d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés à terme (3-years-ahead, 2-years-ahead, year-ahead)⁸⁰ et sur le marché spot (day-ahead), ainsi que plusieurs combinaisons de stratégies d'approvisionnement (year-ahead combiné avec day-ahead) ont été analysées. Le Graphique 24 reprend la variété des neuf stratégies d'approvisionnement, exprimées par les prix moyens des produits « à terme » et du produit spot sur une année de livraison.

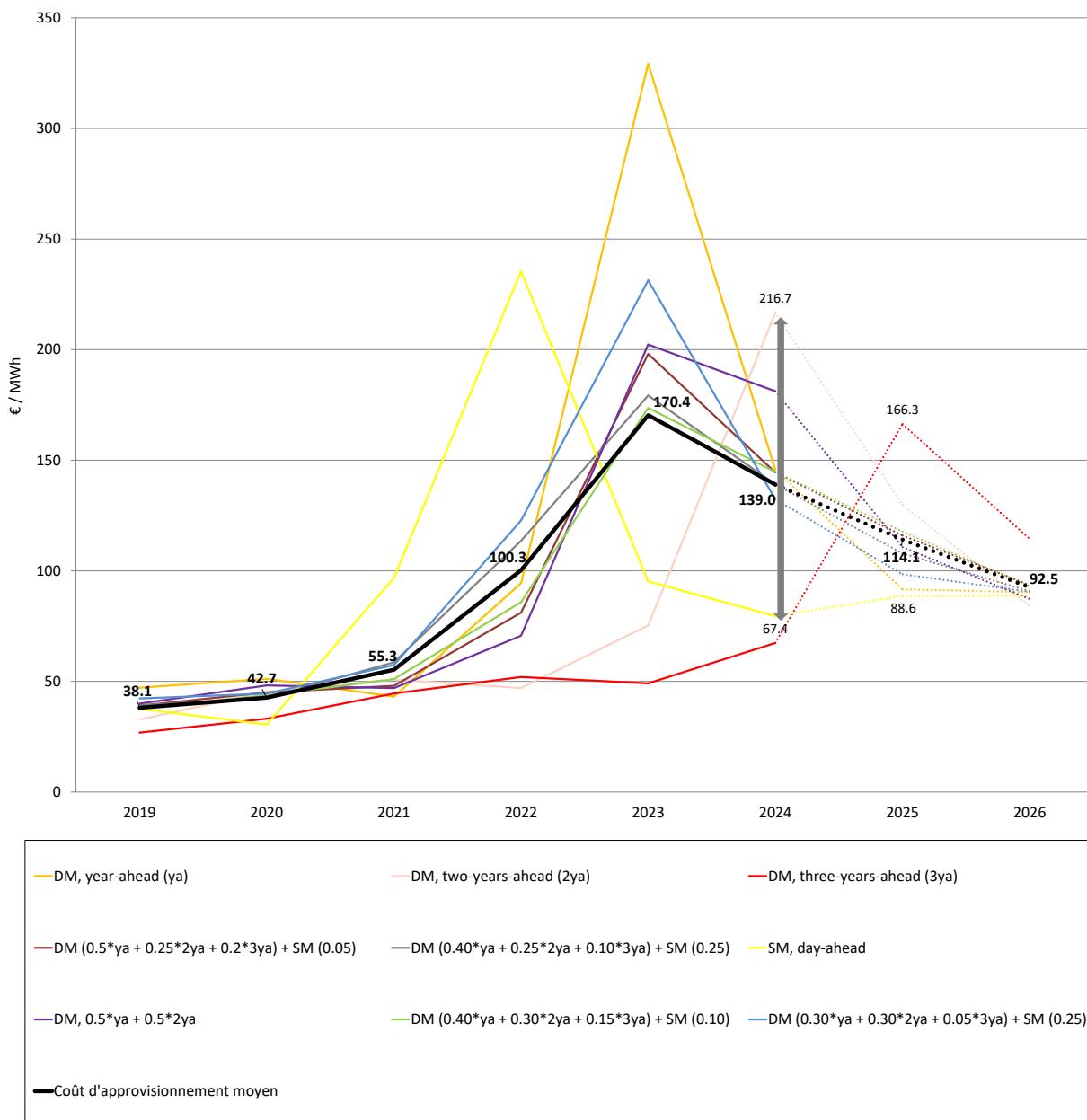
⁷⁷ Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

⁷⁸ La Bourse européenne de l'énergie (EEX – European Energy Exchange), dont le siège est à Leipzig, a été fondée en 2002 à la suite de la fusion des deux bourses allemandes de l'électricité de Francfort et de Leipzig. Depuis lors, EEX est passée d'une simple bourse d'énergie à un marché commercial leader pour l'énergie et les produits connexes et a développé des partenariats internationaux.

⁷⁹ Power Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement. L'indicateur utilisé est le prix de marché de gros tel que défini dans le cadre du mécanisme de compensation, c'est-à-dire une moyenne pondérée entre les valeurs « base » journalières (80 %) et les valeurs « peak » (20 %) des jours en semaine.

⁸⁰ Approvisionnement d'électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



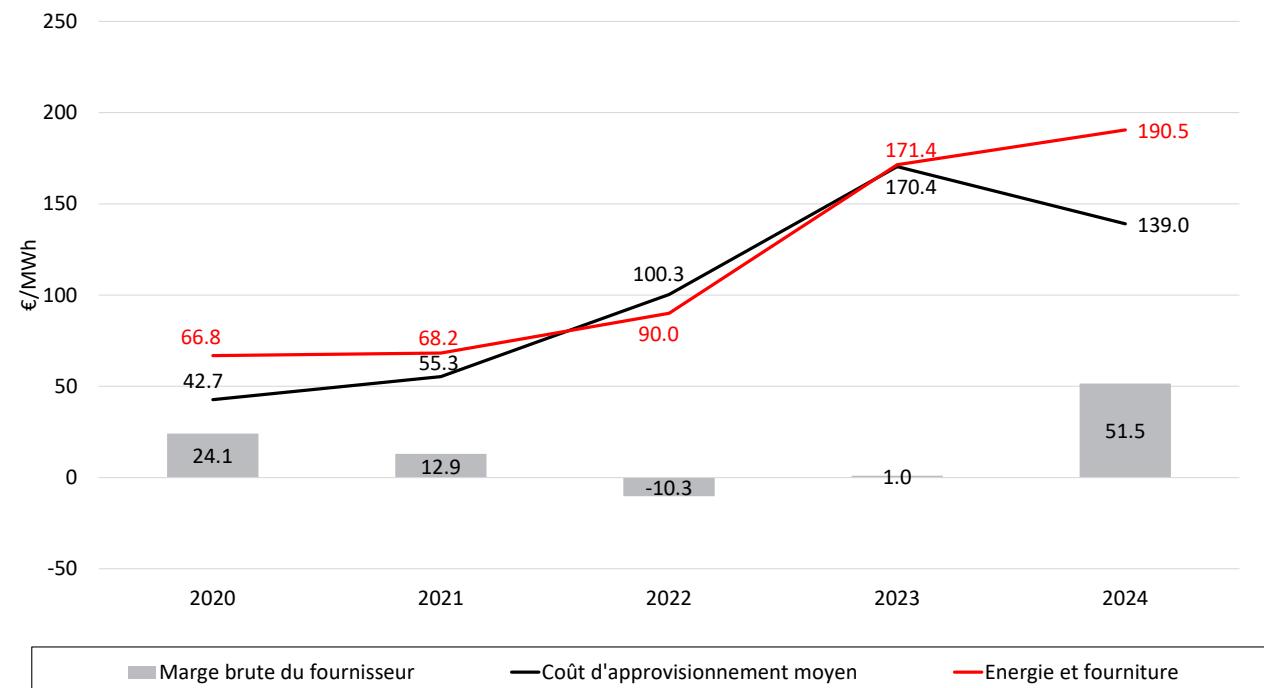
Graphique 24 : Développement sur le marché de gros de l'électricité

La zone représentée dans le Graphique 24 par la flèche grise indique le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité (limite inférieure) et le prix d'approvisionnement le plus cher (limite supérieure). Pour 2024, les coûts d'approvisionnement à la bourse pour un fournisseur se situent entre 67,4 €/MWh et 216,7 €/MWh selon les hypothèses de stratégies d'approvisionnement choisies. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d'approvisionnement de l'électricité, se situe à 139 €/MWh.

L'Institut remarque que le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité (ligne noire du Graphique 24), en augmentation dans la période 2019-2023, a enfin diminué entre 2023 et 2024 de -18%. Ce constat est lié à la diminution des prix pour chaque stratégie représentée, sauf pour les prix du marché à court terme sur 2 années et 3 années (ligne rose « DM, two-years-ahead (2ya) » et ligne rouge « DM, three-years-ahead (3ya) » dans le Graphique 24) ; ces deux stratégies sont en augmentation entre 2023 et 2024. Les

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

prix de marché spot (ligne jaune « SM day-ahead » dans le Graphique 24) ont également diminué considérablement de -16 % entre 2023 et 2024.



Graphique 25 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2020 – 2024 pour le segment des clients résidentiels

Le Graphique 25 ci-dessus montre, qu'entre 2022 et 2023, il y a eu corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. Alors qu'entre 2023 et 2024 la diminution de -18 % du coût moyen d'approvisionnement d'électricité sur le marché de gros (ligne noire) n'a pas été répercutée de la même manière sur les factures des consommateurs résidentiels qui ont eu au contraire une augmentation de 11 % de la composante « Énergie et fourniture » (ligne rouge) sur leur facture finale. Entre 2023 et 2024, la composante « Énergie et fourniture » a augmenté de 11 % alors que le coût moyen d'approvisionnement d'électricité sur le marché de gros a diminué de -18 %.

Par conséquent, l'Institut constate qu'avec les hypothèses sous-jacentes, la marge brute des fournisseurs a augmenté considérablement entre 2023 et 2024⁸¹. Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à +51.5 €/MWh en 2024 ; ainsi, selon les hypothèses retenues, les fournisseurs d'électricité auraient tiré de bénéfices élevés à commercialiser de l'électricité aux clients résidentiels. À noter que les hypothèses retenues pour déterminer le prix d'approvisionnement moyen ne sont qu'une approximation et que ce prix estimé « coût moyen d'approvisionnement d'électricité sur le marché de gros » ne correspond pas nécessairement à la réalité.

2.3.2.2 SURVEILLANCE DE L'INTÉGRITÉ ET DE LA TRANSPARENCE DES MARCHÉS DE GROS

Le règlement (UE) N° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (ci-après « REMIT »), entré en vigueur le 28 décembre 2011, a pour objet le renforcement de l'intégrité et de la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel). Il vise à prévenir et à détecter toute opération d'initiés ainsi que toute manipulation de marché et par conséquent, à favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final. De fait, le règlement précise l'interdiction des pratiques abusives affectant les marchés de gros

⁸¹ passage rectifié en date du 5 décembre 2024.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

(interdiction des opérations d'initiés et des manipulations des marchés) et impose la publication des informations privilégiées par les acteurs des marchés.

ACER assure la surveillance des marchés en coopération avec les régulateurs nationaux. La mise en œuvre du règlement passe par une surveillance efficace et dynamique qui doit être adaptée aux caractéristiques des marchés concernés et qui prend en compte l'ensemble des éléments pouvant avoir une incidence sur les caractères de transparence et d'intégrité des marchés de gros. La surveillance des marchés doit donc porter, d'une part, sur l'ensemble des transactions opérées sur les marchés de gros de l'électricité et, d'autre part, sur les données dites structurelles, telles que la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité.

Les autorités de régulation nationales doivent disposer des compétences d'enquête et d'exécution pour garantir l'application du règlement. La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement sont de la responsabilité des États membres. La Loi Électricité fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvu l'Institut.

Le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, de REMIT est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Il permet de préciser l'ensemble du dispositif de surveillance des marchés de gros de l'énergie stipulé dans REMIT ainsi que sa mise en œuvre au niveau national et européen. En effet, le règlement d'exécution précise les types de transactions soumises à déclaration auprès de l'ACER ainsi que le détail des données concernant les produits énergétiques de gros et les données fondamentales à déclarer. Il détermine les canaux de transmission des données et fixe les délais et les fréquences des déclarations, ainsi que les conditions d'ordre technique et organisationnel et les responsabilités concernant la transmission des données.

Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, l'Institut a mis l'application CEREMP, « Centralised European Register for Energy Market Participants »⁸², à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut⁸³, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. Au cours de l'année 2024, cinq nouveaux acteurs se sont enregistrés sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2024, le Luxembourg comptait sur CEREMP 39 acteurs de marché par le fait qu'ils sont établis au Grand-Duché et qu'ils exercent depuis le Luxembourg des transactions soumises à déclaration sous REMIT. Le nombre de participants de marché pour le Luxembourg sur CEREMP reste stable. Outre ces acteurs du marché, 3 entités établies au Luxembourg agissent fin 2024 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM »)⁸⁴, une en tant que PPAT (« Person Professionnally Arranging Transactions »⁸⁵) ainsi que OMP (« Organised Market Place »⁸⁶).

Conformément à l'article 12(2) du règlement d'exécution (UE) n°1348/2014 depuis le 7 octobre 2015, tous les acteurs du marché doivent déclarer à l'ACER toutes les transactions du marché de gros de l'énergie conclues sur les places de marché organisées (OMPs), y compris les ordres, ainsi que les données fondamentales, qui sont soumises à l'obligation de reporting envers l'ACER en application de l'article 8(1) de REMIT. En outre, selon l'article 12(2) du règlement d'exécution précité, depuis le 7 avril 2016 les obligations de reporting vers l'ACER de transactions prévues à l'article 8(1) de REMIT ont également été élargies aux acteurs de marché concluant des transactions du marché de gros de l'énergie hors OMPs.

Le règlement (UE) 2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements (UE) 1227/2011 et (UE) 2019/942, en ce qui concerne l'amélioration de la protection de l'Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l'énergie (ci-après « REMIT II »), renforce le rôle de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) en matière de lutte contre les abus de marché dans l'Union européenne en lui conférant notamment des pouvoirs d'enquête sur des affaires ayant une dimension transfrontalière. Il prévoit également une harmonisation au niveau européen des amendes pour des infractions aux règles Remit, qui sont prononcées par les autorités de régulation nationales.

⁸² Le registre européen centralisé des acteurs de marché de l'énergie est public et disponible sous : <https://www.acer-remit.eu/portal/european-register>

⁸³ Le site Internet d'enregistrement : https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=17&lang=fr_LU

⁸⁴ Le registre européen des mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER est public et disponible sous : <https://www.acer-remit.eu/portal/list-of-rrm>

⁸⁵ Plus d'information sur le site Internet de l'ACER Notification Platform : <https://www.acer-remit.eu/np/home>

⁸⁶ La liste des places de marché organisées est disponible ici : <https://www.acer-remit.eu/portal/organised-marketplaces>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

La coopération avec l'ACER, le CEER et plus étroitement avec les régulateurs de l'énergie des pays voisins a continué au cours de l'année 2024 pour assurer la surveillance des obligations découlant du règlement européen concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) et de sa mise à jour (REMIT II), s'appliquant aux acteurs de marché effectuant des transactions soumises à déclaration sous REMIT ainsi qu'aux personnes organisant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel (PPATs).

Au cours de l'année 2024, la mise en œuvre opérationnelle de REMIT s'est focalisée sur le contrôle de la qualité de la déclaration des transactions en termes de totalité et ponctualité des déclarations, cette dernière selon les échéances établies par l'article 7 – Délai de déclaration des transactions du règlement d'exécution (UE) N° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, de REMIT⁸⁷.

Au niveau régional, l'Institut participe aux travaux visant à développer la coopération entre les autorités de régulation nationales compétentes dans le cadre de la surveillance des marchés et des investigations à mener le cas échéant. La création de partenariats régionaux avec d'autres régulateurs de l'énergie, principalement des pays voisins, permet à l'Institut de mettre en place les fondements pour les collaborations transfrontalières dans le cadre des investigations et des processus d'enquête en vue de prévenir ou de détecter tout délit d'initié et toute manipulation des marchés de gros et, par conséquent, de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

Au niveau européen, l'Institut participe aux travaux visant la mise en place de la coopération entre les autorités de régulation et ACER ainsi que ceux concernant la mise en place d'une coopération entre les autorités de régulation des pays dont le marché de gros couvre l'approvisionnement du Luxembourg. De plus, l'Institut participe activement aux différents groupes de travail en vue de la mise en œuvre opérationnelle des dispositions relatives à la collecte et au partage des données, ainsi qu'à la surveillance des marchés.

2.4 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

La législation nationale relative au marché de l'énergie charge le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie de surveiller l'état de la sécurité de l'approvisionnement national en matière d'énergie. Il surveille l'état général des réseaux et des interconnexions, ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement.

Dans l'accomplissement de cette surveillance, il communique un rapport biannuel concernant tous les aspects de la sécurité et de la qualité de l'approvisionnement à la Commission européenne et au régulateur.

Le régulateur n'a pas de compétences générales en matière de sécurité de l'approvisionnement et ne peut donc pas fournir d'informations détaillées à ce sujet. La législation nationale lui attribue cependant quelques compétences particulières en matière de garantie de la qualité d'approvisionnement (voir chapitre 2.1.2.7 du présent rapport).

2.4.1 SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE

La majorité de l'activité économique dépend, au moins dans une certaine mesure, de l'électricité. Bien que l'électricité soit fournie avec un degré élevé de fiabilité dans toute l'Europe, des interruptions peuvent survenir et engendrer des coûts très élevés pour la société. Cependant, maintenir un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement est également très coûteux et aucun système ne peut jamais être sécurisé à 100 %.

Les gestionnaires des réseaux de transport et industriels sont tenus de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. La surveillance de cette sécurité est de la compétence du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie ; elle couvre notamment l'adéquation entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes, en projet ou en construction, ou encore le niveau d'investissements nécessaires au bon fonctionnement actuel et futur des infrastructures. Les perspectives à moyen et long terme sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont documentées par le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de juillet 2024⁸⁸.

⁸⁷ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. Plus d'information sur les obligations relatives à la déclaration des transactions sous REMIT est disponible sur le Portail REMIT : <https://www.acer.europa.eu/remit-documents>

⁸⁸ <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/electricite/20240731-versorgungssicherheitsbericht-strom-2024.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Ce rapport relève que le développement démographique, économique et social attendu d'ici à 2030 peut détériorer de manière significative la sécurité d'approvisionnement, même si les capacités de production vont augmenter au cours de cette même période. De fait, le développement du réseau est l'une des mesures appropriées pour répondre à ce défi. C'est ainsi que Creos et Amprion vont lancer la construction d'une double ligne à 380 kV reliant l'Allemagne et le Luxembourg dont la réalisation est prévue pour 2029 qui va permettre d'augmenter la capacité d'importation sécurisée N-1 de 980 MW aujourd'hui à 1500 MW d'ici à 2030. Le remplacement de certains postes de transformation en vue de cette nouvelle ligne est également en cours.

2.4.2 SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU

Pour éliminer les risques à long terme vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement, le renouvellement du réseau en cours se poursuit. Bien que l'âge des structures n'indique aucune obsolescence systématique, certains éléments dépassent actuellement leur durée de vie technique ou normale ; un remplacement de ces systèmes dans les prochaines années est envisagé afin de pouvoir exclure toute répercussion négative sur la sécurité d'approvisionnement. De plus, de nouvelles capacités de mesure et de communication seront également intégrées lors de ces remplacements. Des développements de lignes existantes, tels que l'augmentation de la température supportée par les conducteurs des lignes actuelles afin de supporter une augmentation de capacité, ont été finalisés sur la partie luxembourgeoise de la liaison Bauler - Flebourg/Roost.

En plus de l'interconnexion avec la Belgique via le PST de Schifflange, qui permet un secours grâce à un approvisionnement en provenance de la Belgique, le renforcement de l'interconnexion avec l'Allemagne est prévu afin d'augmenter considérablement les capacités d'importation pour couvrir les besoins à long terme : il s'agit de réaliser la construction d'une double ligne de 380 kV avec la mise en service de nouvelles installations, utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays. Au 18 décembre 2024, Creos a annoncé le tracé final de la nouvelle ligne électrique à 380 kV⁸⁹. Ce projet fait partie du plan de développement décennal européen provisoire 2024 (projet 328).

2.4.3 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible de la consommation d'électricité, qui peut être engagée par un gestionnaire de réseau d'électricité, pour faire face à une situation exceptionnelle, constatée, annoncée ou prévisible, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement, l'intégrité des réseaux, la sécurité physique ou la sûreté des personnes. Il est établi conformément aux articles 12 et 13 de la Loi Électricité, qui autorisent la coupure de points de connexion parmi les mesures préventives nécessaires pour limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux et de la qualité de l'électricité. Il constitue un outil utilisable en ultime recours par les gestionnaires de réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent. Il complète ainsi la panoplie d'outils à disposition des gestionnaires de réseaux pour assurer la sauvegarde du système électrique.

Le plan de défense, tel que prévu au chapitre II du règlement (UE) n° 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017, établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après « règlement ER »), élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg, reprend principalement les mesures opérationnelles de déconnexion manuelle des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg et complète le plan de délestage national en y intégrant la coordination entre les gestionnaires de réseaux de pays voisins et les derniers développements du réseau électrique du Grand-Duché de Luxembourg tels que les compteurs intelligents et les bornes de charge publiques. Différents niveaux de priorité pour la déconnexion sont définis, les derniers utilisateurs / consommateurs à être délestés étant les clients protégés.

Si malgré tout une partie du réseau ou l'entièreté du réseau se retrouvait sans alimentation, un plan de reconstitution tel que prévu au chapitre III du règlement ER serait activé par le gestionnaire de réseau de transport Creos. Ce plan décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par Creos pour rétablir le plus rapidement possible et d'une manière coordonnée l'alimentation de ses clients après un black-out partiel ou total, en fixant notamment les procédures opérationnelles applicables à l'ensemble des acteurs

⁸⁹ <https://www.creos-net.lu/particuliers/projets-innovation/380>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

concernés (gestionnaire de réseau de transport Creos, utilisateurs du réseau de transport, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et responsables d'équilibre). Ce plan est publié sur le site Internet de Creos⁹⁰.

Enfin, la loi Électricité, complétée en juin 2023, permet, en cas de crise soudaine sur le marché et de menace réelle et imminente, de prendre des mesures de réduction de consommation, de réduction d'exportation aux points d'interconnexion et de déconnexion technique d'une partie du réseau d'électricité, par règlement grand-ducal.

2.4.4 CYBERSÉCURITÉ

La numérisation du monde progresse et offre sans cesse de nouvelles possibilités pour déterminer des informations, les comparer et générer de nouvelles connaissances. La contribution positive que ce développement apporte à la société et à l'économie est incontestée, et le public attend évidemment des opérateurs de réseaux électriques et gaziers qu'ils se servent des technologies modernes pour rendre l'approvisionnement énergétique plus fiable et plus efficace.

La digitalisation des réseaux d'électricité et de gaz ne se fait pas du jour au lendemain, mais constitue un processus constant d'apprentissage et d'application. L'électricité continuera d'être acheminée par câbles électriques vers les ménages et les entreprises et rien de fondamental ne changera dans la nature physique du transport du gaz. Cependant, la manière dont cet approvisionnement énergétique aura lieu peut être régulièrement améliorée au fil du temps grâce à l'utilisation de technologies modernes.

On peut supposer que dans les années à venir, de plus en plus de ménages achèteront une borne de recharge pour leur véhicule électrique et que de plus en plus de ménages remplaceront leur chauffage au mazout ou au gaz par une pompe à chaleur. À cela s'ajoute le nombre sans cesse croissant de toitures équipées de systèmes photovoltaïques. L'énergie électrique jouera donc un rôle de plus en plus important dans les années à venir, et il faut veiller à ce que l'approvisionnement énergétique continue à fonctionner de manière impeccable.

Il faut toutefois éviter que toutes les lignes électriques existantes soient à remplacer tous les dix ans du fait de l'augmentation de la population et ses besoins croissants en électricité. À cet égard, la numérisation est un outil précieux pour vérifier la charge des réseaux et voir si l'utilisation de l'électricité peut être influencée à court et à long terme afin que la capacité des réseaux soit suffisante et que chaque utilisateur du réseau reçoive toujours l'énergie électrique dont il a besoin.

Avec le compteur d'électricité intelligent dit « Smarty », qui est désormais installé dans presque chaque foyer luxembourgeois, le gestionnaire de réseau est, par exemple, en principe capable de mesurer avec précision la charge du réseau électrique d'un quartier, d'une ville ou d'une région et d'évaluer précisément si le réseau physique existant est suffisant pour alimenter de manière fiable les ménages en électricité ou si des investissements seront nécessaires dans les années à venir pour répondre à la demande future attendue. Le gestionnaire de réseau peut également utiliser ces compteurs pour réduire à distance la consommation des ménages individuels ou des entreprises, respectivement la puissance des centrales de production, au cas où il constate que la capacité de charge autorisée du réseau atteint ses limites.

Il est donc logique de se servir d'outils numériques pour travailler de manière plus efficiente et plus conviviale ; cependant, l'utilisation croissante des moyens numériques de collecte de données énergétiques et de prise de décision apporte également des dangers dont toutes les parties prenantes doivent être conscientes :

- Alors que l'accès aux sous-stations était autrefois physiquement sécurisé, ces systèmes peuvent aujourd'hui souvent également être visualisés et influencés numériquement à distance.
- Il est bon et utile pour un utilisateur de réseau de pouvoir mesurer et influencer sa consommation d'électricité en temps réel, mais la détermination de cette information se fait souvent via Internet, dont on sait qu'il est accessible à tous.
- Plus les informations sur les réseaux, les ménages et les entreprises concernant la consommation d'énergie et l'état de l'infrastructure sont créées ou disponibles sous forme numérique, plus il devient important de s'assurer que ces informations sont à jour et correctes et ne peuvent pas être consultées par des personnes non autorisées.

Pour cette raison, les gestionnaires de réseau sont tenus d'accorder une attention particulière au thème de la sécurité de l'information, de développer les compétences nécessaires et d'utiliser les technologies et processus appropriés.

⁹⁰https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/fr_info_plan_reconstitution_reseau_electrique.pdf.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

L’Institut accompagne les gestionnaires de réseau sur ce chemin et participe activement aux initiatives en matière de cybersécurité aux niveaux national et européen. Cela comprend la collecte d’enquêtes et la création de publications spécialisées en étroite collaboration avec des experts d’autres pays.

En outre, l’Institut a participé activement au développement du « Network Code on sector-specific rules for cybersecurity aspects of cross-border electricity flows », qui avait été développé par les associations ENTSO-E et EU-DSO à la demande de la Commission Européenne et qui est entré en vigueur au 13 juin 2024⁹¹.

De même, selon la loi du 28 mai 2019 transposant la « Directive NIS » (UE 2016/1148), l’Institut est l’autorité responsable de la cybersécurité et le point de contact central pour les entreprises « essentielles » dans le domaine des réseaux et de la fourniture d’énergie. Les entreprises concernées sont tenues de signaler à l’Institut tous les incidents techniques ou organisationnels survenus dans le passé et présentant un risque éventuel pour la sécurité de l’information. Avec la transposition de la « Directive NIS 2⁹² » en droit luxembourgeois, davantage d’acteurs du marché de l’énergie seront obligés d’aborder sérieusement la question de la cybersécurité et de signaler les incidents concernés à l’autorité compétente.

L’Institut suivra avec attention l’évolution des enjeux liés à la cybersécurité et incitera les acteurs des marchés de l’électricité et du gaz à prendre leurs responsabilités et à assurer la sécurité de leurs infrastructures et services numériques à tout moment.

2.5 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

2.5.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

2.5.1.1 MESURES POUR FAIRE FACE AUX PRIX D’ÉLECTRICITÉ ÉLEVÉS

Au Grand-Duché de Luxembourg également, l’année 2022 était fortement marquée par la crise énergétique avec des répercussions sur le cadre législatif et réglementaire pour mettre en place notamment toutes les mesures d’aides et de soutien aux citoyens et aux entreprises pour contrer les effets de cette crise énergétique.

Ainsi, pour les ménages, la loi du 23 décembre 2022 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l’organisation du marché de l’électricité faisait suite à un accord entre le Gouvernement, le patronat et les organisations syndicales (Accord Tripartite de septembre 2022), dont une des mesures était de stabiliser le prix de l’électricité pour les clients résidentiels en 2023 au niveau de l’année 2022. À cette fin, elle mettait en place une contribution négative dans le cadre du mécanisme de compensation comme instrument pour lutter contre les répercussions de la crise énergétique. Cette contribution a ensuite été fixée par l’Institut à -11,46 ct/kWh, applicable à partir du 1^{er} janvier 2023, puis à -11,55 euros/kWh à partir du 1^{er} janvier 2024⁹³ pour finalement être réduite à -3,76 euros/kWh en 2025 alors que les effets de la crise énergétique étaient déjà atténués.

Le règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifiant le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l’organisation du marché de l’électricité fait suite à la loi du 23 décembre 2022 précitée pour opérer dans le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 les modifications qui s’imposaient. Ce règlement a été modifié par un règlement grand-ducal du 31 juillet 2024 pour intégrer notamment des nouvelles valeurs des prix mensuels de marché.

Le gouvernement avait également introduit, en complément à l’allocation de vie chère (AVC) soumise à condition de revenu déjà en place, une prime énergie pour les années 2022, 2023 et 2024. Cette prime est accordée aux personnes dont les revenus bruts ne dépassent pas les plafonds limites de l’AVC augmentés de 25 %.

2.5.1.2 AUTRES MODIFICATIONS DU CADRE NATIONAL

Ce même règlement grand-ducal du 31 juillet 2024 a encore modifié le règlement grand-ducal modifié du 1^{er} août 2014 relatif à la production d’électricité basée sur les sources d’énergie renouvelables. Ce texte introduit notamment de nouvelles rémunérations

⁹¹ Règlement délégué (UE) 2024/1366 de la Commission du 11 mars 2024 complétant le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil en établissant un code de réseau sur des règles sectorielles concernant les aspects liés à la cybersécurité des flux transfrontaliers d’électricité.

⁹² Directive (UE) 2022/2555 du Parlement Européen et du Conseil du 14 décembre 2022 concernant des mesures destinées à assurer un niveau élevé commun de cybersécurité dans l’ensemble de l’Union, modifiant le règlement (UE) no 910/2014 et la directive (UE) 2018/1972, et abrogeant la directive (UE) 2016/1148.

⁹³ Règlement ILR/E23/63 du 18 décembre 2023 fixant la contribution au mécanisme de compensation de la catégorie A pour l’année 2024

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

pour l'électricité produite à partir de biogaz dont la première injection d'électricité a eu lieu à partir du 1^{er} janvier 2023 ainsi qu'un registre de centrales, dans lequel une centrale produisant de l'électricité à partir de biogaz doit s'inscrire pour pouvoir bénéficier de la rémunération prévue. En outre, il introduit des primes de chaleur et primes de lisier supplémentaires. Finalement, le texte actualise les références et dénominations pour les prix mensuels de marché utilisés pour tenir compte du fait que le Luxembourg fait partie de la zone de prix Allemagne/Luxembourg. Par ailleurs, le règlement détermine les modalités pour certaines centrales produisant de l'électricité à partir de la biomasse afin de respecter les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre conformément au règlement grand-ducal du 3 février 2023 fixant les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse.

Le règlement grand-ducal du 24 octobre 2024 relatif à la plateforme informatique de données énergétiques donne des précisions sur les fonctionnalités et le calendrier de la mise en œuvre de la plateforme informatique de données énergétiques prévues par l'article 27ter de la Loi Electricité. En outre il détermine les spécifications en matière de protection des données à caractère personnel, les spécifications en matière de sécurité de la plateforme et les spécifications organisationnelles. Pour plus de développements à ce sujet, nous renvoyons vers le chapitre 2.1.2.5 ci-dessous.

2.5.1.3 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICIENCE ÉNERGÉTIQUE

Dans le cadre des obligations d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs par les articles 48ter de la Loi Électricité et 12ter de la Loi Gaz, introduits par la loi du 3 juin 2021, des obligations d'économie d'énergie ont été imposées aux fournisseurs d'énergie électrique et de gaz naturel pour une période allant du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2030⁹⁴.

La loi du 3 juin 2021 fixe les objectifs d'économies d'énergie pour la période 2021 à 2030 à charge des seuls fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Pour atteindre ces objectifs, elle permet aux parties obligées de racheter une partie des obligations, consistant à s'acquitter d'une partie de leurs obligations annuelles d'économies d'énergie par le paiement d'un montant équivalent aux investissements requis pour remplir lesdites obligations. Si les pénalités qui peuvent être infligées pour les volumes d'économie d'énergie non réalisés, doivent être dissuasives, elles libèrent aussi les parties obligées de leurs obligations non remplies, c'est-à-dire que ces volumes ne sont pas reportés sur les exercices suivants.

Pour tenir compte des fluctuations du marché et dans un souci d'équité, une procédure est mise en place pour fixer de manière annuelle les volumes d'économies d'énergie à réaliser par les fournisseurs au cours d'une année. Ainsi, le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions fixe de manière annuelle et individuelle le volume des économies d'énergie à réaliser par chaque fournisseur en fonction de sa part de marché réelle.

Pour respecter leurs obligations, les fournisseurs d'énergie doivent inciter les consommateurs à réaliser des mesures d'économies d'énergie. Cette incitation, antérieure à la réalisation de l'action, peut prendre la forme d'une information, d'un accompagnement technique, d'une aide au financement, etc. Le règlement grand-ducal modifié du 7 août 2015 relatif au fonctionnement du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique établit dans son annexe un catalogue de fiches standardisées qui décrit les différentes actions éligibles.

En contrepartie du constat des investissements effectués par les consommateurs grâce à ces actions, les fournisseurs se voient remettre des attestations d'économies d'énergie sur la base de forfaits en kWh calculés par type d'action.

Si les fournisseurs d'énergie ne parviennent pas à remplir leurs obligations dans le temps imparti, ils devront s'acquitter d'une pénalité à prononcer par le régulateur. Pour la période 2021 à 2030, l'article 48ter de la Loi Électricité ne laisse pas de pouvoir d'appréciation à l'Institut, ni sur l'opportunité, ni sur les modalités de la sanction. Ainsi, l'Institut sera amené à prononcer d'office une pénalité, dès qu'un fournisseur ne remplit pas ses objectifs en matière d'économies d'énergie. Même si la fourchette de la pénalité est large (jusqu'à 100 euros par mégawattheure), il appartiendra à l'Institut de tenir compte des modalités fixées par l'article 48ter, à savoir fixer une pénalité en fonctions du prix pour l'option de rachat majoré de 25 %. Ces coûts sont déterminés par le ministre, ne laissant à l'Institut aucune marge de manœuvre pour juger de l'opportunité et la proportionnalité de la pénalité.

⁹⁴ Loi du 3 juin 2021 portant modification : 1° de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

Règlement grand-ducal du 3 juin 2021 portant modification du règlement grand-ducal modifié du 7 août 2015 relatif au fonctionnement du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

En 2024, l’Institut a prononcé des pénalités à l’encontre de 3 fournisseurs d’électricité pour ne pas avoir rempli toutes les obligations imposées pour l’année 2022. Le paiement des pénalités dispense la partie obligée de la réalisation des volumes annuels d’économies d’énergie obligatoires non-atteints.

2.5.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN

La coopération avec l’ACER et la Commission européenne, de même qu’avec les autorités de régulation des autres États membres, concerne notamment les questions transfrontalières, vise à promouvoir un marché intérieur de l’énergie concurrentiel, sûr et durable pour l’environnement, une ouverture effective du marché pour l’ensemble des clients et fournisseurs et des réseaux d’électricité qui fonctionnent de manière effective et fiable.

Dans la mesure où les dispositions de la directive (UE) 2019/944 se trouvent transposées en droit national, le non-respect de ce cadre légal européen est sanctionné au même titre que l’inobservation des dispositions légales nationales, mis à part les points faisant l’objet d’une dérogation conformément à l’article 65 de la directive (UE) 2019/944 remplaçant l’article 44 de la directive 2009/72/CE.

2.5.2.1 MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

La coopération de l’Institut avec les autorités de régulation des autres États membres vise encore, surtout à l’échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés. Ainsi, les activités ont principalement porté sur l’implémentation des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur les règles de marché (allocation des capacités long terme, allocation de capacité et gestion de la congestion à court terme, équilibrage du réseau) et la gestion du réseau de transport.

2.5.2.1.1 RÈGLES DE MARCHÉ

L’Institut a participé aux discussions portant sur les propositions régionales soumises par les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs de marché de l’électricité conformément au Règlement CACM⁹⁵, au Règlement FCA et au Règlement EB. L’Institut a ainsi émis 2 décisions pour :

- Approuver la proposition de la méthodologie de calcul de la capacité entre zones à l’échéance du marché de l’équilibrage pour la région de calcul de la capacité Core ;
- Approuver la proposition de troisième amendement de la méthodologie commune de calcul de la capacité journalière dans la région de calcul de la capacité Core, introduisant principalement un processus de validation coordonnée.

L’Institut a également pris une décision pour approuver les règles nationales relatives aux fournisseurs de service d’équilibrage conformément à l’article 18 du Règlement EB.

Après évaluation des propositions d’un deuxième et d’un troisième amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité infrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core, l’ensemble des régulateurs de la région, y inclus l’Institut, ont décidé de transférer ces deux propositions à l’ACER qui a pris les décisions y relatives en mars 2024.

Dans le cadre de ces mêmes règlements, l’Institut a également participé aux discussions pour l’établissement des décisions prises par l’ACER sur des amendements de méthodologies, que ce soit après transfert de décision par les régulateurs concernés (premier point) ou par processus décisionnel direct (autres points) :

- la méthodologie commune pour le calcul de la capacité infrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core (deuxième et troisième amendements) après transfert de la décision par les régulateurs de la région ;
- la détermination des régions pour le calcul de la capacité ;
- la méthodologie pour l’algorithme de couplage du marché day-ahead, pour le marché intraday et pour les enchères intraday ;
- le produits pouvant être pris en compte pour le couplage day-ahead ;
- la méthodologie pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage day-ahead ;
- le cadre de la mise en œuvre d’une plateforme européenne aFRR ;
- la méthodologie pour la détermination des prix de l’énergie d’équilibrage et de la capacité entre zones.

⁹⁵ Voir la section lois/règlements à la fin du document pour recevoir plus d’informations.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

L’Institut a également participé aux discussions portant sur le développement d’un code de réseau relatif à la participation de la demande, transmis en mars 2025 par l’Agence à la Commission européenne. Ces nouvelles règles visent à faciliter la participation de la demande aux marchés de gros de l’électricité et à faciliter l’achat par les gestionnaires de réseau de services d’équilibrage, de gestion de la congestion et de contrôle de la tension.

Par ailleurs, le règlement (UE) n° 2019/943 définit la capacité minimale que les gestionnaires de réseau de transport doivent offrir entre zone de dépôts des offres dans le cadre de la gestion de la congestion sur les réseaux de transport. Cette capacité minimale s’élève à 70 % de la capacité totale en respectant les limites de sécurité d’exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones. Conformément à l’article 16(9) de ce règlement, les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité Core ont renouvelé en grande majorité leur demande de dérogation vis-à-vis de l’article 16(8) à leurs régulateurs respectifs pour 2023, tandis que l’Allemagne a poursuivi la mise en place d’un plan d’actions conformément à l’article 15. Au Luxembourg, l’Institut n’a pas reçu de demande de dérogation, et le ministère ayant l’Énergie dans ses attributions n’a pas mis en place de plan d’actions dans la mesure où aucun élément critique n’est identifié sur le réseau de transport luxembourgeois dans les méthodes de calcul de capacité y relatives et qu’il n’y a pas de congestion interne.

2.5.2.1.2 GESTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Dans le cadre du Règlement SO, l’Institut a participé aux discussions portant sur un amendement de la méthodologie pour l’analyse coordonnée de sécurité d’exploitation, que l’ACER a approuvé après révision.

Dans le cadre du règlement (UE) n° 2019/943, l’Institut a approuvé, après accord entre les régulateurs de la région concernée, la proposition d’amendement des gestionnaires de réseau de transport de la région d’exploitation du réseau d’Europe continentale visant à répartir les tâches de dimensionnement régionale des capacités de réserve et la facilitation de la passation de marché régionaux relatifs aux capacités d’équilibrage entre les deux centres régionaux de la zone sur base du principe de rotation pour une période prédéterminée. Les discussions pour préparer la décision conjointe entre les régulateurs de cette région d’exploitation seront menées en 2024.

2.5.2.2 ÉVOLUTION DU CADRE COMMUNAUTAIRE

Le cadre législatif communautaire a été élargi par deux nouvelles directives et des règlements européens.

La directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944, en ce qui concerne l’amélioration de l’organisation du marché de l’électricité de l’Union, introduit surtout de nouvelles dispositions concernant le partage de l’électricité et renforce les mesures de protection des consommateurs. Elle introduit aussi le droit à un contrat à prix fixe et à durée déterminée.

Le règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943, en ce qui concerne l’amélioration de l’organisation du marché de l’électricité de l’Union, vient de modifier les règlements de l’ancien cadre européen pour tenir compte des évolutions résultant de la directive (UE) 2024/1711. Ainsi, parmi les différentes dispositions pour l’évaluation des besoins de flexibilité, il y a l’obligation pour l’autorité de régulation d’adopter tous les deux ans un rapport sur les besoins de flexibilité estimés pour une période couvrant au moins les 5 à 10 prochaines années au niveau national.

Le règlement délégué (UE) 2024/1366 de la Commission du 11 mars 2024, complétant le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil en établissant un code de réseau sur des règles sectorielles concernant les aspects liés à la cybersécurité des flux transfrontaliers d’électricité, établit donc un nouveau code de réseau qui aborde le sujet de plus en plus important de la cybersécurité qui peut affecter les flux transfrontaliers d’électricité sur un contexte de crise énergétique provoquée par les conflits politiques et militaires aux abords de l’Europe. Conformément aux dispositions de ce règlement délégué, l’Institut, en sa qualité de régulateur de l’énergie, est depuis le 13 juin 2024, et jusqu’à décision contraire éventuelle du Gouvernement, l’autorité compétente au Luxembourg pour la mise en œuvre du code de réseau susmentionné.

Le règlement (UE) 2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements (UE) 1227/2011 et (UE) 2019/942, en ce qui concerne l’amélioration de la protection de l’Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l’énergie (ci-après « REMIT II »), renforce le rôle de l’Agence de coopération des régulateurs de l’énergie (ACER) en matière de lutte contre les abus de marché dans l’Union européenne en lui conférant notamment des pouvoirs d’enquête sur des affaires ayant

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

une dimension transfrontalière. Il prévoit également une harmonisation au niveau européen des amendes pour des infractions aux règles Remit, qui sont prononcées par les autorités de régulation nationales.

RAPPORT DE L'INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

SUR SES ACTIVITÉS ET SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

3 LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

3.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

Au niveau national, Creos est à la fois gestionnaire de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. En plus de Creos, il existe encore deux autres gestionnaires de réseaux de distribution, Sudenergie S.A. et la Ville de Dudelange. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 20 du Chapitre 3.1.2.3 du présent rapport.

3.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

En raison des caractéristiques particulières du marché du gaz naturel luxembourgeois, la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 octroie au Grand-Duché du Luxembourg la possibilité de continuer à déroger aux règles de dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel fixées à l'article 60. Lorsqu'une telle dérogation s'applique, elle est à notifier à la Commission européenne.

Sous l'égide de la réglementation nationale actuellement applicable, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise de gaz naturel verticalement intégrée, doit cependant répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel.

Les efforts opérés par le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel Creos pour répondre aux exigences de dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, rapportés sous la section 2.1.1 du présent rapport pour le marché de l'électricité, sont également de vigueur pour le marché du gaz naturel.

3.1.1.2 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Les exigences de dissociation applicables aux gestionnaires de réseau sont posées par l'article 37 de la Loi Gaz. Néanmoins, les entreprises intégrées de gaz naturel, qui ne gèrent pas de réseau de transport et qui approvisionnent moins de 100.000 clients raccordés, sont exemptées des obligations de dissociation juridique. Ces entreprises sont néanmoins tenues d'appliquer une dissociation comptable, telle que fixée par l'article 41 de ladite loi. Cette obligation est équivalente aux dispositions applicables dans le secteur de l'électricité (voir section 2.1.1).

En vertu de l'obligation générale de non-discrimination, chaque gestionnaire de réseau de distribution est, en outre, tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de ses activités et d'en empêcher toute divulgation de manière discriminatoire (article 38 de la Loi Gaz).

3.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg, l'intégralité du gaz naturel consommé - soit 6.753 GWh - est importée par des conduites à haute pression de la Belgique et de l'Allemagne. Le marché du gaz naturel est dès lors caractérisé par une dépendance complète de l'importation, abstraction faite du biogaz (produit par méthanisation) injecté localement.

Le réseau haute pression de Creos ne dispose pas des moyens de compression propres pour transporter des flux de transit. Il sert à l'acheminement du gaz naturel depuis les points d'entrée aux quelques dizaines de consommateurs directement connectés. Il sert également de réseau d'apport pour les trois réseaux de distribution.

Il n'existe pas d'infrastructure spécifique au GNL au Grand-Duché de Luxembourg.

Les stockages opérationnels (en conduites, etc.) mis à part, il n'y a pas d'activité de stockage au Grand-Duché de Luxembourg, les conditions géologiques du pays étant défavorables à une telle activité. Des capacités de stockage existent dans les pays limitrophes

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

ce qui permet de couvrir les besoins du Luxembourg de façon générale. De plus, en vertu du règlement (EU) 2022/1032 portant sur les obligations de stockage de gaz, la Loi Gaz décrit l'obligation pour les expéditeurs actifs au Luxembourg d'avoir accès à des capacités de stockage dans d'autres États Membres (en mains propres ou par le biais de contrats avec des opérateurs de stockage) pour couvrir au moins 15 % de leur fourniture annuelle des 5 dernières années, ce qui a été respecté par les fournisseurs actifs au Luxembourg en 2024.

3.1.2.1 ACCÈS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le réseau haute pression de Creos est interconnecté avec les réseaux de transport belge (Fluxys) et allemand (OGE) au niveau de trois points physiques :

- Postes de Pétange (L) et de Bras (B), pour l'interconnexion avec la Belgique ;
- Poste de Remich (L) pour l'interconnexion avec l'Allemagne.

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1^{er} octobre 2015, le « Zeebrugge Trading Point » (ZTP) est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée et les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus résERVER de capacité au point d'interconnexion Bras/Pétange pour acheminer du gaz entre la Belgique et le Luxembourg. Commercialement, l'approvisionnement du Luxembourg peut se faire intégralement à partir de n'importe quel point de la zone BeLux (points d'interconnexion ou hub) sans réservation de capacités de transport intermédiaires.

Le point d'interconnexion Remich est un point d'entrée pour le marché intégré BeLux, reliant ainsi le hub ZTP et le hub THE (Trading Hub Europe) pour le marché gazier unique allemand. Creos y commercialise un produit de capacité conditionnel pour le transport de gaz naturel de la zone THE vers la zone ZTP, nécessaire à la sécurisation de l'approvisionnement du Luxembourg pour des journées de consommation élevée. Ce produit, commercialisé à travers un mécanisme d'enchères sous la forme de produits trimestriels, dont le prix de réserve est approuvé par l'Institut, est lié à des obligations de nomination garantissant les flux nécessaires à la sécurisation des clients luxembourgeois. Il n'est pas nécessaire pour les fournisseurs de souscrire de la capacité de sortie du réseau allemand au point d'interconnexion Remich : Creos souscrit et exploite cette capacité de sortie pour le compte des fournisseurs ayant souscrit le produit de capacité d'entrée conditionné.

3.1.2.2 AJUSTEMENT ET ÉQUILIBRAGE

Un système commun d'équilibrage, conforme aux dispositions du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, est mis en place au sein du marché intégré BeLux et est géré par la société Balansys.

Les services d'équilibrage offerts concernent notamment les aspects suivants :

- Calcul et communication à chaque fournisseur de leur position individuelle et de la position du marché sur base des informations envoyées par les deux gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par l'opérateur du hub ;
- Suivi de la position d'équilibre du marché ;
- Détermination des équilibrages intra-journaliers et journaliers, et facturation.

Ainsi, Balansys calcule la position d'équilibrage individuelle de chaque utilisateur de réseau actif et la position d'équilibrage du marché, basée sur les informations provisoires envoyées par les gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par le gestionnaire du hub ZTP, pour chaque heure de la journée gazière.

En cours de journée gazière (infra-journalier), Balansys n'intervient pas tant que la position d'équilibrage du marché reste entre les limites supérieures et inférieures (seuils de marché) qu'il a prédefinies pour le marché BeLux. Si la position d'équilibrage du marché dépasse le seuil de marché (niveau supérieur ou inférieur), l'excès ou le déficit est immédiatement réglé proportionnellement avec les utilisateurs du réseau à l'origine de cet excès ou de ce déficit via leur position d'équilibrage individuelle. Le coordinateur d'équilibre initie alors une transaction de vente ou d'achat sur le marché des commodités, respectivement pour la quantité d'excès ou de déficit. En 2024, comme en 2023, les interventions ont principalement eu lieu pour compenser un déficit de gaz : 319 interventions réparties sur 74 jours, le jour le plus actif étant le 27 décembre 2024. Les interventions pour compenser un excès de gaz sont au nombre de 5. Le prix moyen d'un contributeur principal en déficit s'est élevé à 42 €/MWh (38 €/MWh pour les contributeurs mineurs) ; pour les contributeurs principaux en excès, ce prix moyen a été de 27 €/MWh (30 €/MWh pour les contributeurs mineurs).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

En fin de journée, la position d'équilibrage de chaque utilisateur réseau et la position d'équilibrage du marché sont ramenées à zéro via un règlement d'équilibrage. En 2024, les interventions pour combler un excès en gaz sur le marché BeLux en fin de journée ont été supérieures à celles utilisées pour combler un déficit de gaz (213 contre 153). Le prix moyen tout utilisateur confondu s'est élevé à environ 34 €/MWh.

La suppression des services de conversion du gaz L à bas pouvoir calorifique vers le gaz H à haut pouvoir calorifique à partir du 1^{er} septembre 2024 à 06h00, de sorte que le marché BeLux n'est dès lors plus constitué que d'une seule zone de qualité de gaz, n'a pas eu d'impact sur le comportement des utilisateurs de réseau en termes de déséquilibre.

Les tarifs d'équilibrage se composent d'une redevance de déséquilibre journalier et d'une redevance de déséquilibre infra-journalier, ainsi que d'une redevance d'équilibrage à des fins de neutralité. Un petit ajustement, visant à encourager les utilisateurs du réseau à réduire le déséquilibre du marché, est appliqué dans le cadre de la formule du prix de vente marginal et du prix d'achat marginal pour la redevance de déséquilibre journalier, respectivement intra-journalier. La valeur de ce petit ajustement est différente selon qu'il est appliqué pour les utilisateurs réseau qui contribuent au déséquilibre du marché (les contributeurs) ou pour les utilisateurs réseau qui réduisent le déséquilibre du marché (les réducteurs). Depuis 2023 Balansys S.A a introduit dans le code d'équilibrage les notions de contributeur principal et de contributeur mineur, la distinction entre le contributeur principal et le contributeur mineur étant fixée à 20 % de chaque seuil de marché (seuil en excès et seuil en défaut) afin d'amener les utilisateurs du réseau à mieux suivre les règles d'équilibrage de la zone BeLux. Ainsi, la valeur du petit ajustement est différente selon qu'il est appliquée à un contributeur principal ou à un contributeur mineur. De plus, un facteur incitatif s'applique désormais pour la redevance de déséquilibre intra-journalier, avec des valeurs différentes pour les contributeurs principaux et les contributeurs mineurs.

La tarification approuvée fin 2024 pour l'année 2025 prévoit une charge de neutralité de -0,020 €/ MWh (par rapport à -0,050 €/MWh en 2024), considérant que la tension sur les marchés a diminué, abaissant ainsi le prix du gaz naturel, que la consommation en gaz naturel a ralenti et que les taux d'intérêts sont plus faibles. Pour les contributeurs principaux, les valeurs du petit ajustement pour la facturation fin-de-journée et du facteur incitatif pour la facturation intra-journalière restent identiques, respectivement 3 % et 10 %.

3.1.2.3 ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le Tableau 20 suivant.

Fonction	Gestionnaire de réseau / propriétaire	Longueur du réseau haute pression (km)	Longueur du réseau moyenne pression (km)	Longueur du réseau basse pression (km)
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	279,7	473,2	1.458,7
GRD	Sudenergie S.A	13,7	331,0	800,3
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,0	94,2

Tableau 20 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2024

Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg » (ci-après « Code de Distribution »), décrit notamment le modèle de gestion des flux et de réconciliation, l'application des profils standards de consommation, le processus de changement de fournisseur et les modalités d'échange de données.

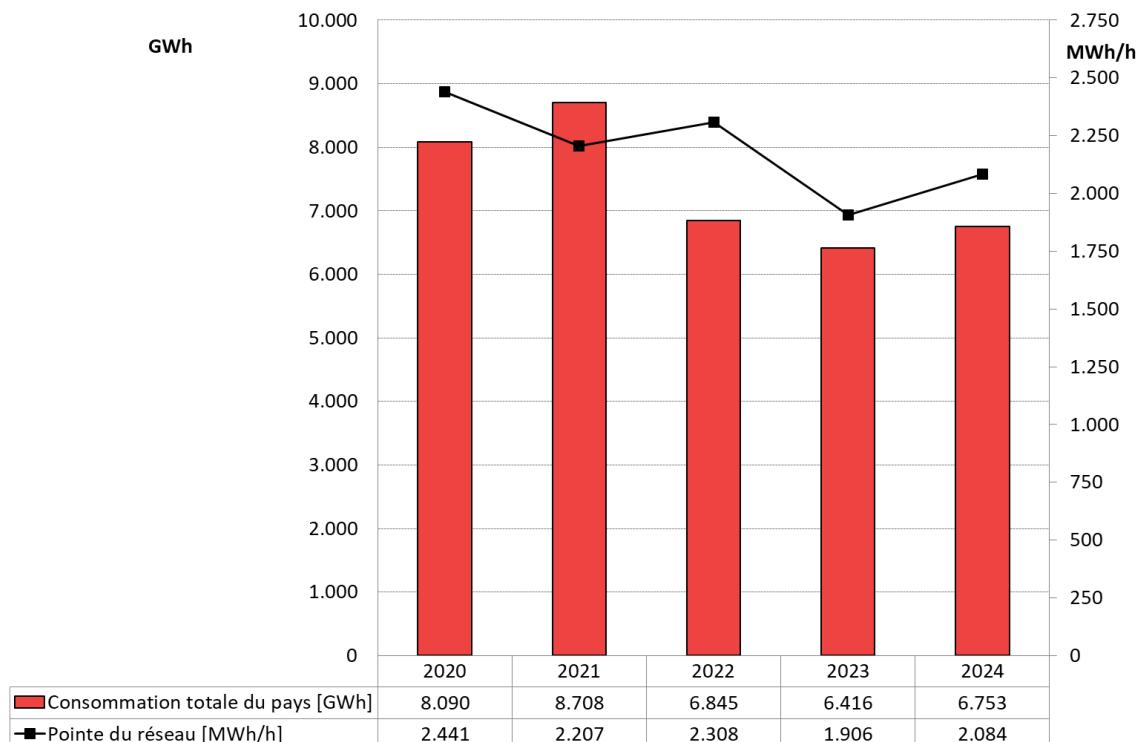
3.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le Graphique 26 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2020.

Le volume de gaz naturel fourni à la consommation au niveau national a légèrement augmenté de 5,3 % en 2024 par rapport à 2023 et s'établit à 6.753 GWh. Cette augmentation peut s'expliquer par des prix à la baisse.

La pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire, affiche également une augmentation de l'ordre de 9,3 % par rapport à 2023.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 26 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel

La répartition des flux par point d'interconnexion n'a pas connu de changement important par rapport à l'année 2023 et est illustrée dans le Tableau 21. Les importations par l'Allemagne ont continué à diminuer et sont devenues négligeables par rapport aux importations par la Belgique.

Interconnexion	Flux [GWh]		Variation
	2023	2024	
Remich Réseau allemand	14	7	-50%
Bras & Pétange Réseau belge	6.355	6.698	5,4%
Total	6.369	6.705	5,3%

Tableau 21 : Répartition des flux par point d'interconnexion

3.1.2.5 LE COMPTAGE INTELLIGENT

Le déploiement national du système de comptage intelligent prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1^{er} juillet 2016 »⁹⁶ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90 % au 31 décembre 2021⁹⁷, échéance initialement fixée au 31 décembre 2020 et reportée d'une année suite à la crise sanitaire COVID-19.

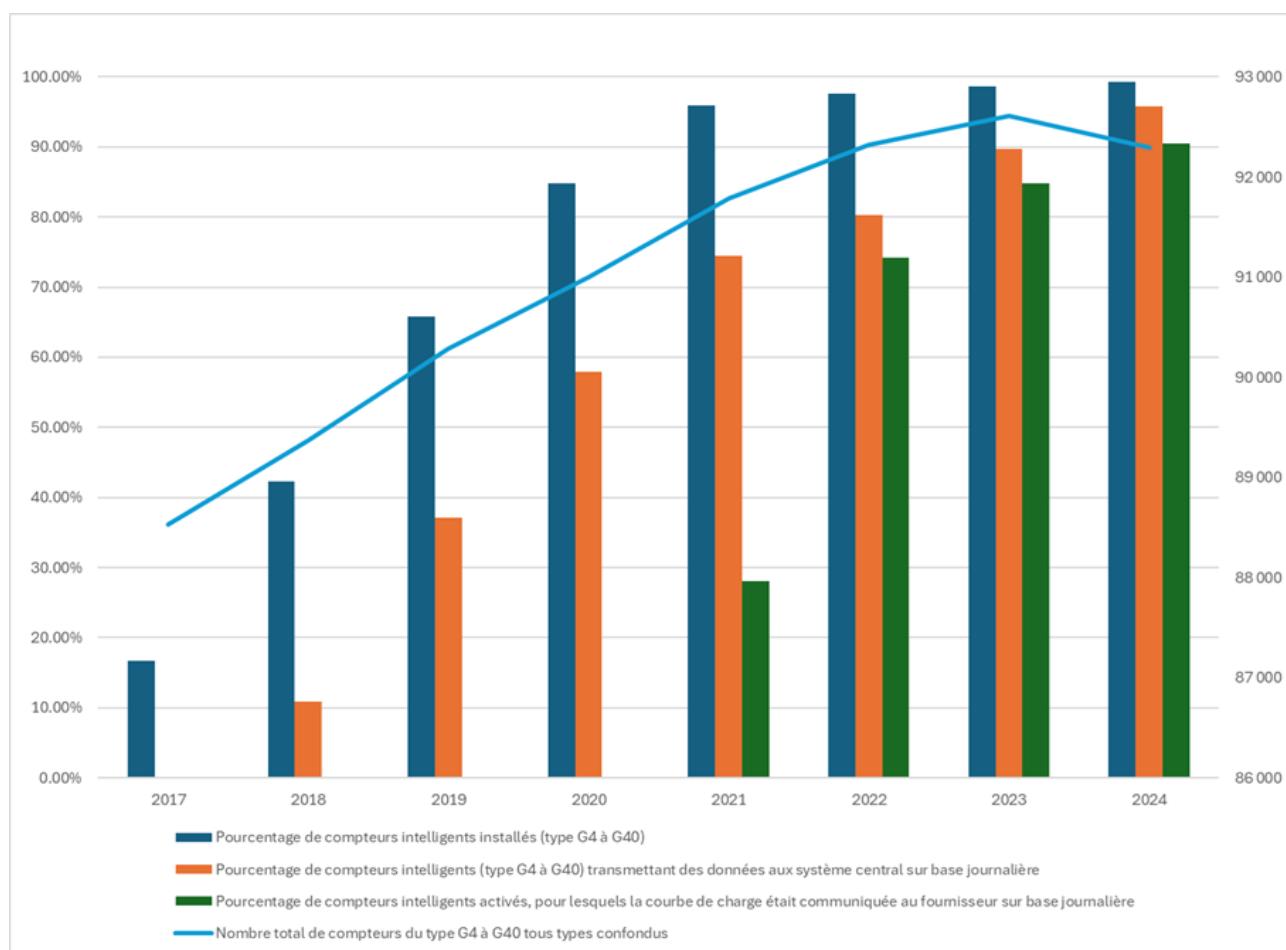
⁹⁶ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

⁹⁷ Art. 35 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Comme déjà expliqué au Chapitre 2.1.2.6, avant qu'un compteur Smarty puisse être qualifié d'« intelligent », il doit - après son installation physique sur site - être amené à transmettre les valeurs de consommation du ménage mesurées au gestionnaire de réseau respectif.

Cependant, le compteur de gaz ne dispose pas d'interface propre avec le système informatique central que les gestionnaires de réseau d'électricité et de gaz exploitent conjointement via le GIE Luxmetering⁹⁸. Dès lors, les valeurs de consommation de gaz sont transmises du compteur de gaz via le compteur intelligent d'électricité, disponible désormais dans chaque ménage, au système central de Luxmetering ; ainsi le compteur électrique Smarty transmet les valeurs quart-horaires pour l'électricité et les valeurs horaires pour le gaz. Luxmetering ne collecte pas uniquement ces données de comptage mais corrige, si nécessaire, des valeurs manquantes.



Graphique 27 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel

Au 31 décembre 2024, 99,27 % des 92.296 compteurs du type G4 à G40 (tous types confondus) étaient équipés d'un compteur de gaz Smarty (pour 98,6 % fin 2023, comparés au chiffre total susmentionné). Parmi eux, 95,84 % des compteurs ont pu transmettre leurs données de consommation horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Sur l'ensemble de tous les compteurs, 83.463 compteurs de gaz (soit 90,43 %) ont transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire d'un GRD au fournisseur concerné à fin 2024. Le potentiel des compteurs de gaz intelligents n'est donc pas encore pleinement exploité, bien que l'infrastructure technique soit déjà disponible dans les foyers.

⁹⁸ www.luxmetering.lu

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.1.2.6 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Les GRDs gaz indiquent qu'il y a eu 10 interruptions planifiées et 72 interruptions non planifiées dans les réseaux de gaz naturel au Luxembourg en 2024. Contrairement au secteur de l'électricité, l'Institut ne calcule actuellement pas d'indicateurs de performance tels que le SAIDI et le SAIFI pour le secteur du gaz naturel.

3.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Gaz, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux.

L'année 2024 était la dernière année de la période de régulation 2021-2024, encadrée par le règlement ILR/E20/21 du 26 mai 2020.

Ce cadre réglementaire s'applique à tous les gestionnaires de réseau de gaz naturel. La méthode tarifaire qui en découle comprend, tout comme pour le secteur de l'électricité, les volets de la détermination des coûts d'utilisation du réseau ainsi que le volet de la transposition de ces derniers en une structure tarifaire.

Tout comme pour le secteur de l'électricité, l'Institut a également fait évoluer sa méthodologie tarifaire applicable à partir de 2025 dans le secteur du gaz naturel. Les adaptations sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

3.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

La nouvelle méthodologie tarifaire dans le secteur du gaz naturel continue à reposer sur les mêmes principes que celle du secteur de l'électricité. Ainsi la rémunération des investissements et l'encadrement des projets d'investissement et des charges d'exploitation suivent la même logique d'application dans le cadre du calcul des tarifs d'utilisation des réseaux électriques.

L'évolution spécifique au secteur du gaz naturel a cependant conduit l'Institut à modifier les dispositions existantes relatives aux méthodes de calcul de la dépréciation économique de la base d'actifs régulés qui sera effectivement prise en compte au niveau du revenu maximal autorisé.

Il s'agit en effet de tenir compte de la durée de vie utile des équipements et de procurer un niveau d'autofinancement conforme aux pratiques du secteur. En effet, la diminution progressive de l'usage des combustibles fossiles se traduira par une baisse de la demande et, toutes autres choses restant égales par ailleurs, induira une augmentation de la pression sur la demande restante. Cette perspective pose la question de l'équité entre les utilisateurs actuels et futurs au regard de la prise en charge des infrastructures de réseaux. Si l'on n'y prend pas garde, cette situation peut potentiellement déboucher sur l'émergence d'une boucle de renforcement négative par laquelle la baisse de consommation induit une augmentation des tarifs telle que cela renforce l'attrait des alternatives au gaz naturel et accélère la substitution, se traduisant par une accélération de la baisse de consommation, laquelle renforce à son tour la pression sur les prix et ainsi de suite, dans une dynamique caractéristique de « l'effet boule de neige ». Il convient également d'envisager le risque de non-couverture des coûts de l'infrastructure, pouvant se solder finalement par un montant de « coûts échoués » restant à charge des gestionnaires de réseaux.

Voilà pourquoi, la nouvelle méthodologie tarifaire introduit l'application de coefficients de prise en charge anticipée des coûts liés aux infrastructures de réseaux spécifiques à l'activité de transport et de distribution du gaz naturel. En l'occurrence, les coefficients dont il question sont des facteurs qui, une fois appliqués aux amortissements calculés selon les durées d'utilisation usuelle, pour ce qui concerne les conduites et les stations de détente existantes et futures, augmentent le niveau de prise en charge des amortissements au travers du revenu autorisé, de sorte à réduire l'horizon de temps nécessaire à l'amortissement complet des infrastructures considérées.

Le principe de prudence incite l'Institut à introduire de tels coefficients d'anticipation pour la période 2025-2028, étant entendu que la situation sera réévaluée et que les coefficients pourraient être ajustés à l'avenir. Les coefficients qui s'appliquent à partir de l'année 2025 sont fixés à 1,3 aussi bien pour les stations que pour les réseaux.

Il s'agit ici d'envoyer un signal important vers le secteur, et de fixer un niveau d'anticipation modéré mais cohérent avec les objectifs de décarbonation de l'UE.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRES POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Sur le marché belgo-luxembourgeois, les tarifs d'utilisation du réseau sont appliqués principalement aux points de sortie. En effet, les fournisseurs, désirant livrer au Luxembourg, peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents sans devoir réserver de la capacité de transport vers le Luxembourg. Ils n'ont donc plus à payer les frais d'acheminement correspondants. Les seuls tarifs applicables pour l'utilisation du réseau au Luxembourg sont des tarifs de sortie, que ce soit sur le réseau de transport ou le réseau de distribution. Ces tarifs de sortie rémunèrent l'ensemble des infrastructures de réseau depuis l'entrée dans la zone de marché intégré jusqu'au point de sortie sur le réseau de transport ou le réseau de distribution. La tarification du réseau est donc devenue plus transparente et clairement identifiable à chaque point de sortie du réseau.

Par ailleurs, certaines dispositions particulières s'appliquent au point d'entrée Remich qui est devenu un point d'entrée pour toute la zone BeLux. La capacité au point d'entrée Remich est commercialisée sur la plateforme PRISMA sous forme d'un produit trimestriel conditionnel dont le prix de réserve se compose des seuls coûts de la commercialisation.

La structure tarifaire harmonisée pour les réseaux de distribution répartit les utilisateurs des réseaux de distribution en trois catégories. L'affectation à la catégorie correspondante se fait en fonction du type de compteur installé chez l'utilisateur du réseau :

- À la catégorie 1 appartiennent les clients ayant un compteur G4 à G16. Cette catégorie paie une composante volume ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution ;
- À la catégorie 2 appartiennent les clients ayant un compteur G25 à G40. Cette catégorie paie une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution, mais pouvant différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau ;
- À la catégorie 3 appartiennent les clients ayant un compteur G65 ou supérieur. Cette catégorie paie une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau qui peut différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau.

La redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau couvre les amortissements, la rémunération des capitaux et les charges d'exploitation en relation avec l'activité de comptage dont font partie l'acquisition et la mise à disposition des données de comptage, la gestion informatique et la facturation.

Concernant le tarif d'utilisation du réseau de transport, le système de tarifs de sortie au point de fourniture distribution distingue entre tarif annuel de sortie pour la capacité effaçable et tarif annuel de sortie pour la capacité non effaçable. Ces deux tarifs sont appliqués à la capacité horaire maximale respective de chaque réseau de distribution pendant une année calendaire et facturés au gestionnaire de réseau de distribution concerné. Un rabais sur les tarifs d'utilisation du réseau de distribution est accordé aux utilisateurs du réseau dont la consommation de gaz naturel est effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. En effet, la législation prévoit des mesures de sécurité d'approvisionnement, en particulier pour protéger les consommateurs résidentiels. Les coûts relatifs à cette protection seront attribués explicitement aux catégories de clients visés par la protection. Ainsi les clients raccordés directement au réseau de transport n'y contribueront pas. Les clients d'une certaine taille, qui sont raccordés aux réseaux de distribution, pourront, lorsqu'ils répondent aux critères définis, sortir de la protection et opter pour le régime « effaçable à la demande du gestionnaire de réseau ». En contrepartie de leur engagement à s'effacer au besoin, de tels clients ne contribueront pas aux frais de la sécurisation. En 2024, 23 clients se sont enregistrés comme clients effaçables pour une capacité maximale de 208 MWh/h. Néanmoins, les gestionnaires de réseau n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

3.1.3.3 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2024, l'Institut a examiné et accepté la proposition des tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux de gaz naturel, applicables à partir du 1^{er} janvier 2025. Contrairement aux tarifs d'utilisation réseau en électricité, les tarifs en gaz naturel diffèrent d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

Le Tableau 22 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tels que publiés par Eurostat pour deux catégories de consommateurs différents.

RAPPORT DE L'INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

SUR SES ACTIVITÉS ET SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

Type de client	Consommation annuelle (GJ)	Consommation annuelle (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
			2020	2021	2022	2023	2024
Client résidentiel D2	20 – 200	5,6 – 55,6	14,2	14,7	15,4	18,0	22,3
Client industriel I3	10.000 – 100.000	2.778 – 27.778	7,6	7,9	8,5	11,3	10,9

Tableau 22: Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Source Eurostat

En raison de la forte augmentation des prix de la molécule de gaz naturel à partir du deuxième semestre de l'année 2021, le gouvernement luxembourgeois a décidé de prendre en charge les frais d'utilisation du réseau pour les consommateurs des catégories 1 et 2, connectées à un réseau de distribution. Cette mesure inscrite dans la loi du 17 mai 2022 était d'application à partir du 1^{er} mai 2022 et couvrait la période jusqu'au 31 décembre 2024. Avec l'objectif de comparer l'évolution des frais d'utilisation réseau, l'Institut n'a pas tenu compte de ces aides d'État dans le Tableau 22. Eurostat de son côté tient compte de cette aide dans la rubrique des « taxes, redevances, prélèvement et charges » sous forme d'une taxe négative.

3.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

3.1.4.1 ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

Depuis le 1^{er} octobre 2015, avec le marché intégré BeLux, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité entre la Belgique et le Luxembourg pour acheminer du gaz au Luxembourg. La capacité ferme doit être réservée aux points de sortie du réseau luxembourgeois par les utilisateurs du réseau de transport pour approvisionner les clients finals sur ce même réseau et des pénalités sont prévues en cas de dépassement de la capacité. En revanche, Creos alloue de manière implicite aux GRDs la capacité au point de sortie vers la zone de distribution.

Au point d'interconnexion Remich, Creos participe aux enchères pour acheter la capacité annuelle en sortie d'Allemagne et commercialise en entrée un produit de capacité trimestriel conditionné afin de garantir les flux nécessaires à la sécurisation d'approvisionnement des clients luxembourgeois.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
 DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
 ET DU GAZ NATUREL

3.1.4.2 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich pour l'année gazière 2024-2025, résumées dans le Tableau 23 ci-dessous, n'ont pas trouvé preneur du fait notamment que les prix sur le marché belge étaient plus faibles que ceux sur le marché allemand. Du fait de la non-réservation de la capacité à Remich, la procédure de fallback, telle que définie dans l'accord de coopération entre Creos et Fluxys, a été enclenchée afin que Balansys puisse prendre en charge en entrée BeLux les capacités réservées par Creos en sortie sur THE; les coûts relatifs à l'inscription de Balansys sur THE ont été pris en compte dans la charge de neutralité.

PÉRIODE	CAPACITÉ OFFERTE (KWH/H)	CAPACITÉ VENDUE (KWH/H)	PRIX DE RÉSERVE (CENT/KWH/H/RUNTIME)	PRIX DE CLÔTURE DES ENCHÈRES (CENT/KWH/H/RUNTIME)
01/10/23 - 01/01/24	1.000.000	0	3,35	-
01/01/24 – 01/04/24	1.000.000	0	3,35	-
01/04/24 – 01/07/24	555.000	0	3,35	-
01/07/24 – 01/10/24	555.000	0	3,35	-

Tableau 23 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2024-2025

3.1.4.3 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

À l'heure actuelle, le Luxembourg n'est associé à aucun projet d'intérêt commun (PCI) validé sur la liste officielle de la Commission européenne.

Les PCIs sont considérés comme prioritaires aux niveaux européen et national et peuvent faire objet d'une demande de répartition des coûts transfrontaliers, conformément au règlement (UE) n° 2022-869. Comme en électricité, l'Institut n'a reçu aucune demande de contribution aux coûts d'un projet établi hors du Luxembourg qui pourrait avoir une incidence nette positive pour le Luxembourg.

Le PNEC indique parmi ses objectifs ne pas procéder à l'expansion des infrastructures gazières, ni au niveau du transport, ni au niveau de la distribution. La volonté politique est de favoriser les développements dans les secteurs de la mobilité et de l'industrie pour éviter l'utilisation d'énergies fossiles en les remplaçant par de l'hydrogène vert en vue de la décarbonation.

Une future économie de l'hydrogène sera transfrontalière, d'où la nécessité d'échanges à différents niveaux avec les pays voisins et les États membres de l'Union européenne. Le potentiel de l'hydrogène vert dans le contexte de la décarbonation en vue d'atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 peut être consulté dans la stratégie hydrogène du Luxembourg⁹⁹.

3.1.4.4 SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national, la Loi Gaz dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport national. L'établissement du plan décennal national, mis à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Gaz. Les développements qui y figurent sont purement nationaux et destinés à moderniser les équipements pour veiller au parfait état de fonctionnement des infrastructures afin d'assurer la continuité et la qualité de l'alimentation en gaz naturel, tout en respectant et en assurant la protection des personnes et l'environnement naturel.

L'Institut note que le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP), tel qu'élaboré par ENTSOg et conformément au règlement européen n° 715/2009, portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel, est cohérent avec le plan de développement national dans la mesure où il n'y a pas de projets transfrontaliers pour le Luxembourg.

L'Institut participe également à l'analyse de la cohérence entre le plan national et le plan européen effectuée par l'ACER.

⁹⁹ <https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/actualites/2021/09-septembre/27-turmes-hydrogene/Strategie-hydrogene-LU-fr.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.1.4.5 COOPÉRATION RÉGIONALE

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les documents régulatoires de Balansys (contrat d'équilibrage, code d'équilibrage) ont été amendés et approuvés à la fois par l'Institut et la CREG (voir Chapitre 3.1.2.2). Des échanges bilatéraux ont aussi eu lieu entre les deux régulateurs, notamment en ce qui concerne la révision annuelle des tarifs d'équilibrage pour la zone BeLux. Ainsi en 2024, l'Institut a organisé une consultation portant principalement sur les modifications du code et du programme d'équilibrage de Balansys qui résultent de la suppression du service de conversion du gaz à bas pouvoir calorifique vers le gaz à haut pouvoir calorifique afin d'alimenter les consommateurs belges à partir du 1^{er} septembre 2024 à 06h00. Les modifications à ces documents ont ensuite été approuvées conjointement avec la CREG.

L'Institut a également contribué aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs et des différents groupes de travail portant sur le développement des codes réseaux, les projets d'infrastructure et sur les initiatives régionales.

Enfin, l'Institut a participé au Forum de Madrid, dédié à la décarbonisation et à la mise en œuvre des codes réseau, ayant eu lieu en mai 2024. Ce forum a principalement porté sur la nécessité de prioriser transposer rapidement la législation européenne concernant l'hydrogène et le gaz naturel, publiée en 2024, et d'amender le code concernant les mécanismes d'attribution des capacités pour assurer un fonctionnement efficient du marché.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.2 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE

3.2.1 MARCHÉ DE DÉTAIL

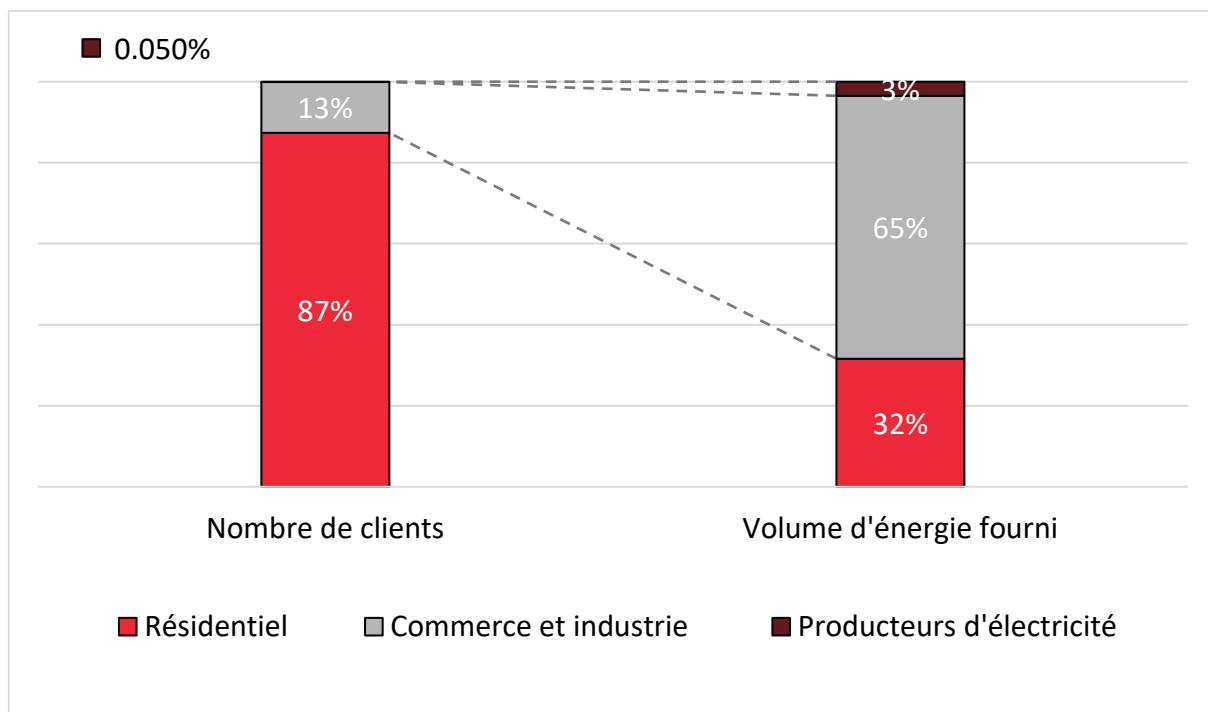
Les clients finals, au nombre de 92.677, peuvent être segmentés en 3 groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et industriels et les producteurs d'électricité.

3.2.1.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 24 et le Graphique 28 ci-après décrivent la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals et donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

	Consommation 2024 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	2,1	80.998
Secteur professionnel et industriel	4,4	11.633
Production d'électricité	0,2	46

Tableau 24 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2024



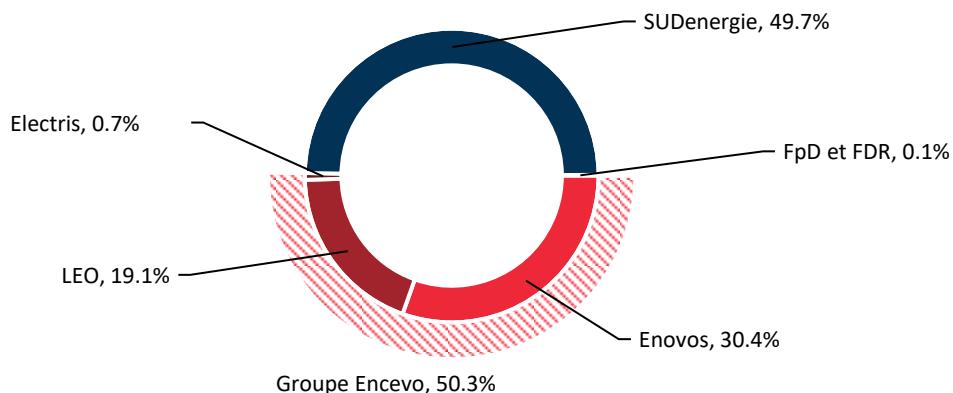
Graphique 28 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients

Quatre entreprises de fourniture de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et cinq sur le marché de détail (résidentiel et non résidentiel) en 2024. Les parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 29.

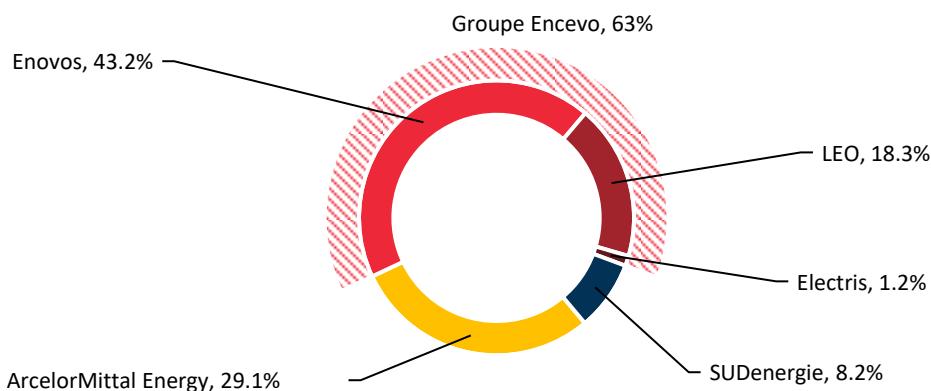
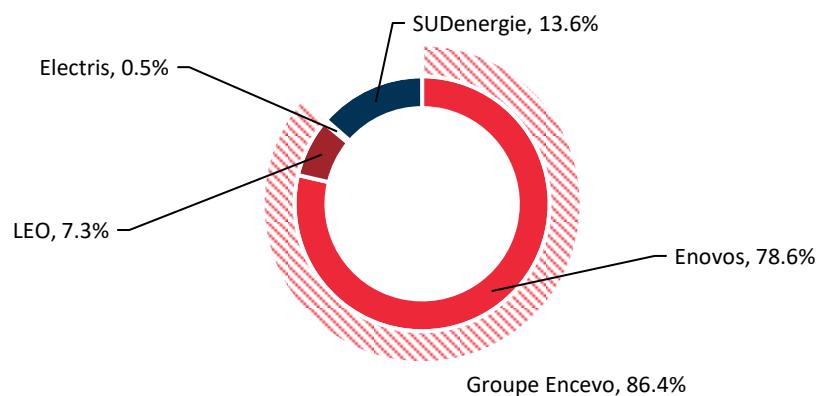
Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg S.A., LEO - Luxembourg Energy Office S.A.). Très peu de changements ont été observés dans les parts de marché par rapport à 2023.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

SECTEUR RÉSIDENTIEL



SECTEUR PROFESSIONNEL ET INDUSTRIEL

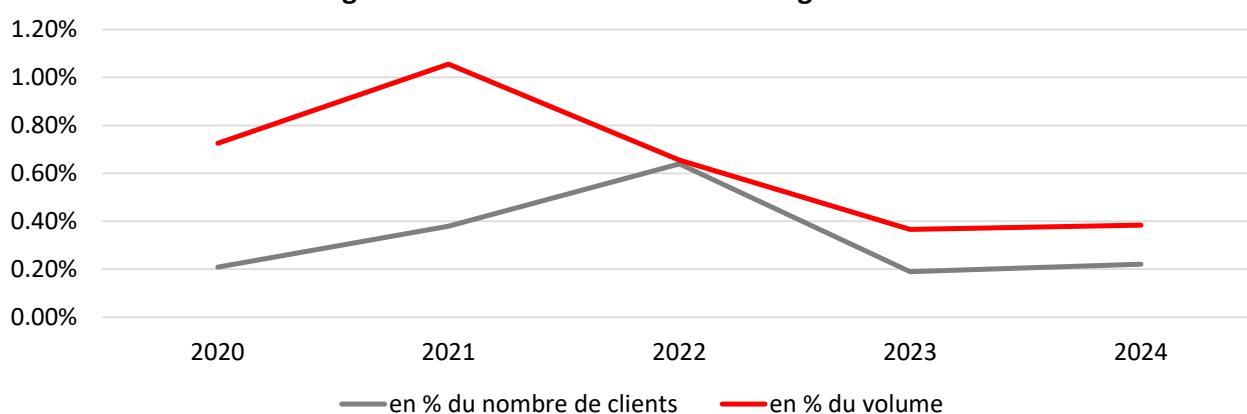
SECTEUR PROFESSIONNEL
(Producteurs d'électricité/cogénération)

Graphique 29 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel

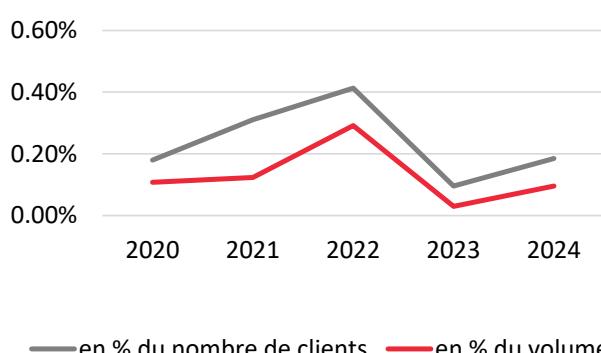
3.2.1.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2024, le taux de changement de fournisseur, avec 205 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,2 % en termes de points de fourniture, et à 0,4 % en termes de volume d'énergie. Les graphiques ci-après donnent une indication des taux de changement en termes de volume et en termes de nombre de clients dans les segments respectifs du marché de détail.

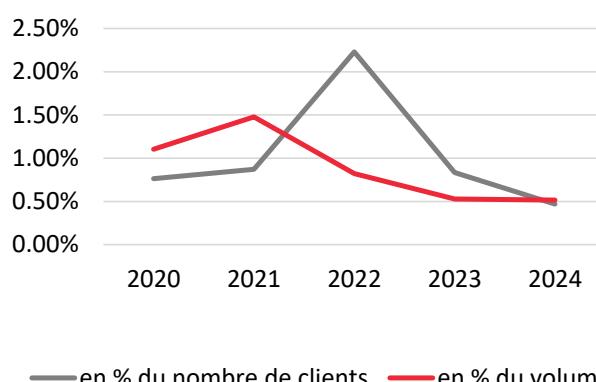
Changements de fournisseur toutes catégories confondues



Changements de fournisseur dans le secteur résidentiel



Changements de fournisseur dans le secteur non-résidentiel



Graphique 30 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)

Le Tableau 25 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2023 et 2024.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

ANNÉE	2023		2024	
	En termes de volumes	En termes de nombre de clients	En termes de volumes	En termes de nombre de clients
Taux de changement de fournisseur sur le marché de gaz naturel				
Segment résidentiel	0,03 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %
Segment professionnel et industriel	0,5 %	0,8 %	0,5 %	0,5 %
Segment producteurs d'électricité	0 %	0 %	0 %	0 %
Toutes catégories de client confondues	0,4 %	0,2 %	0,4 %	0,2 %

Tableau 25 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2023 et 2024

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs en ce qui concerne leur approvisionnement en énergie et d'un manque de dynamisme et d'innovation de la part des fournisseurs.

Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'abord, le plafonnement du prix de l'énergie pour les petits consommateurs avait éliminé tout intérêt à opter pour un autre fournisseur en 2022 et en 2023, et les faibles différences de prix entre les offres en 2024 n'a pas permis de redynamiser la situation. La disparition du fournisseur Electris (Hoffmann Frères) réduit le nombre d'offres disponible à deux pour la très grande majorité des consommateurs. Ensuite, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est parmi la plus faible de toute l'Europe¹⁰⁰. Se rajoute un manque de réflexe du consommateur pour comparer les offres sur le marché et de se rendre compte des différences de prix proposées par les fournisseurs. La petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

L'ILR lance un appel aux consommateurs de comparer les offres sur le marché, notamment via le comparateur en ligne www.calculix.lu.

3.2.1.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Les ménages représentent environ 32 % en volume du marché du gaz naturel. 150 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2024, un chiffre en diminution par rapport aux 78 changements en 2023. L'augmentation du nombre de changements est principalement dû au fait que le plafonnement du prix du gaz naturel introduit par la loi du 2 décembre 2022 n'a pratiquement plus joué en 2024 étant donné que les prix ont baissé en-dessous du plafond fixé par la loi. Néanmoins le taux de changement reste à un niveau très faible. Le Graphique 30 illustre l'évolution des changements de fournisseur¹⁰¹.

3.2.1.2.2 SEGMENT DU COMMERCE ET DE L'INDUSTRIE

Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie, représentée dans le Tableau 25, il y a eu 55 changements de fournisseurs, par rapport à 99 en 2023. Le taux de changement dans ce segment, qui représente environ 65 % en volume du marché national, est de 0,5 % en termes de volume en 2024.

3.2.1.2.3 PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le secteur des producteurs d'électricité se limite aux centrales de cogénération et représente encore 3 % de la consommation de gaz naturel. Aucun producteur d'électricité n'a changé de fournisseur en 2024.

¹⁰⁰ ACER/CEER Market monitoring report Figure 2 p 13: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/09/ACER-CEER_2024_MMR_Retail-1.pdf

¹⁰¹ Les changements vers le fournisseur par défaut (FpD) et le fournisseur du dernier recours (FDR) sont comptés parmi les changements, alors que les changements du FpD ou du FDR vers un fournisseur régulier ne sont pas pris en compte. De cette manière, le passage d'un consommateur d'un fournisseur vers un autre via le FpD ou le FDR ne compte que pour un seul changement. De plus les nouveaux raccordements qui risquent de se retrouver dans la fourniture par défaut avant signature d'un contrat ne sont pas considérés parmi les changements de fournisseur.

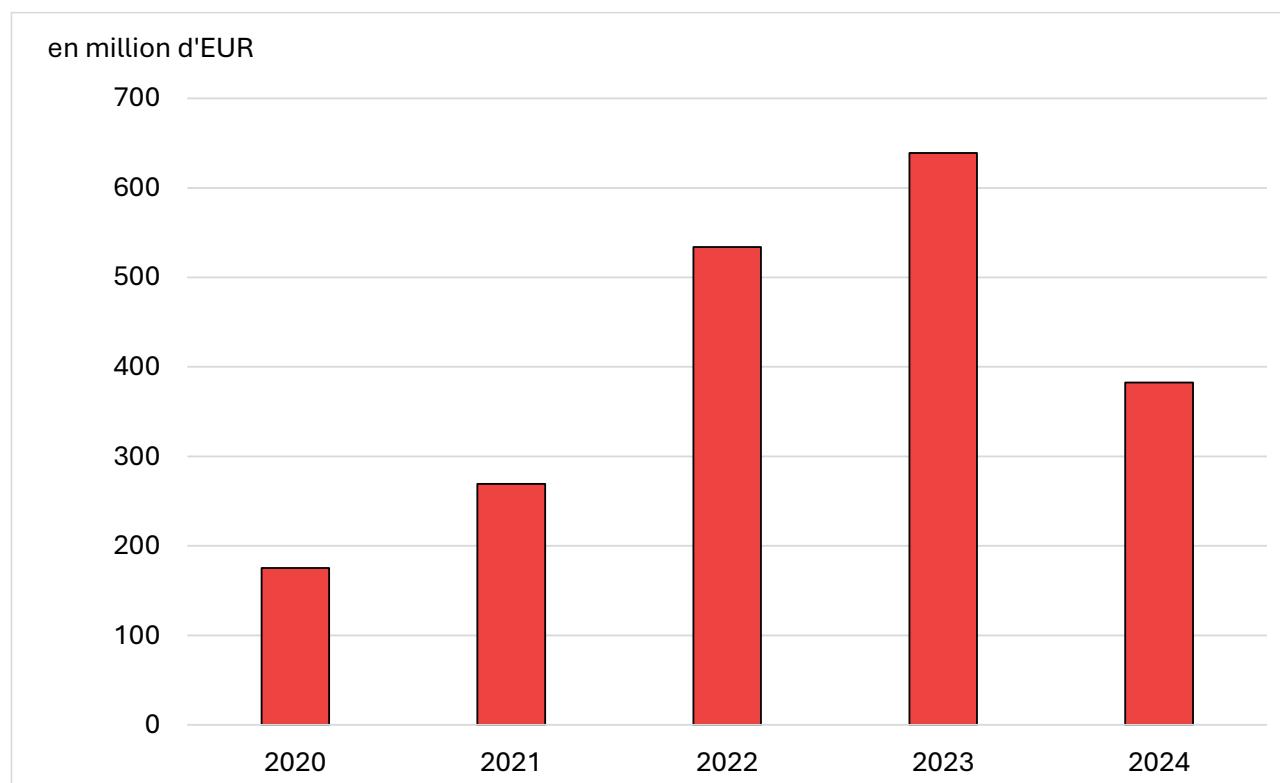
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.2.1.3 SURVEILLANCE DES PRIX

3.2.1.3.1 TAILLE DU MARCHÉ DE DÉTAIL

Au Luxembourg, le marché du gaz naturel a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Un prix de fourniture régulé n'ayant jamais existé¹⁰², l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

La taille du marché de détail peut être illustrée par la somme des chiffres d'affaires des fournisseurs.



Graphique 31: Chiffre d'affaires des fournisseurs de gaz naturel sur le marché luxembourgeois

La nette diminution des chiffres d'affaires, y inclus les recettes liées au plafonnement du prix de gaz naturel payées par l'État, mais hors utilisation réseau taxes et TVA, s'explique par la baisse des prix de l'énergie sur les marchés de gros (Chapitre 3.2.2).

3.2.1.3.2 PRIX DU DÉTAIL

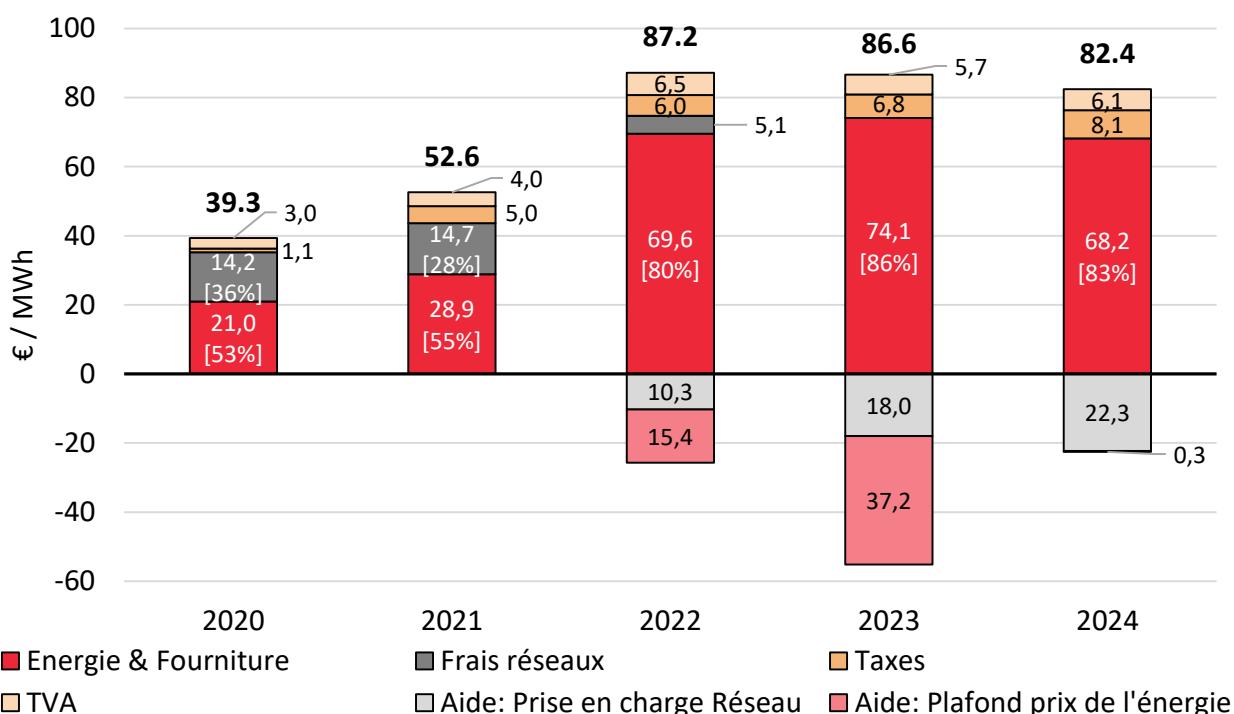
Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les trois composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

- le prix de l'énergie fournie par le fournisseur ;
- les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage) ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA.

¹⁰² Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 32 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat¹⁰³.



Graphique 32 : Composition des prix du gaz naturel des clients résidentiels (prix courants)

En 2024, le client résidentiel moyen¹⁰⁴ a payé 82,4 €/MWh (c'est-à-dire 0,0824 €/kWh) pour la fourniture intégrée de gaz naturel. Pour une consommation de 30.556 kWh de gaz naturel, ceci revient à une charge annuelle de 2.518 €, soit 210 € par mois¹⁰⁵. Le niveau élevé des prix du gaz naturel depuis 2022 aurait conduit à une augmentation du prix final pour le consommateur résidentiel en absence des interventions de l'État. La Loi du 17 mai 2022 a introduit la prise en charge des frais d'utilisation réseau par l'État à partir du 1^{er} mai 2022 et la Loi du 2 décembre 2022 a institué une contribution étatique visant à limiter la hausse du prix de l'énergie s'appliquant à partir du mois d'octobre 2022. Ces mesures ont ramené le prix final moyen sur l'année 2024 de 105,0 €/MWh à 82,4 €/MWh¹⁰⁶. Il est à remarquer que les prix indiqués dans le Graphique 32 sont des moyennes sur l'année et ne permettent donc pas de visualiser l'évolution du prix au cours l'année.

L'évolution de la composition du prix du gaz naturel d'un client industriel type,¹⁰⁷ tel que défini par Eurostat, est illustrée dans le Graphique 33 suivant.

¹⁰³ Le graphique se rapporte au client-type D2 qui a une consommation annuelle en gaz naturel entre 20 et 200 GJ, c'est-à-dire entre 5600 et 56000 kWh (1 kWh=0,0036 GJ), (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

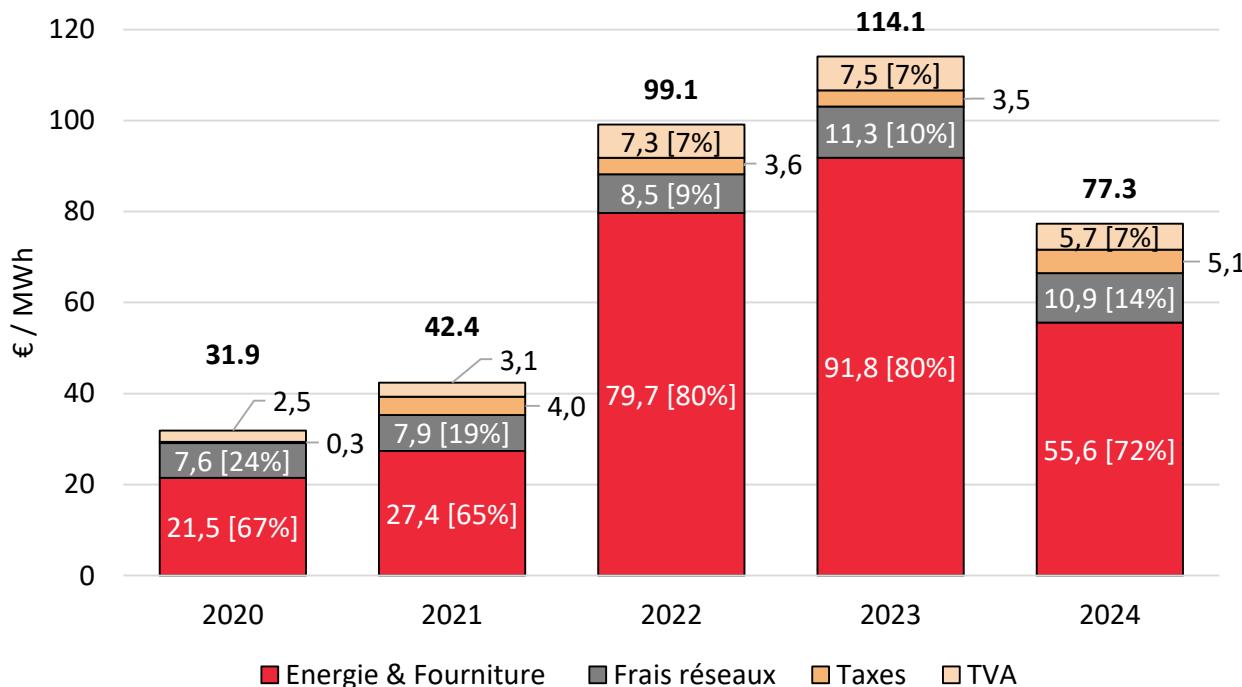
¹⁰⁴ Client-type D2 tel que défini par Eurostat : <http://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>

¹⁰⁵ 30 556 kWh*0,0866 €/kWh = 2 646 €/12mois = 221 €/mois

¹⁰⁶ Afin de pouvoir représenter individuellement les deux types d'aides de l'État dans le graphique 5, l'Institut a, pour les années 2022 et 2023, décomposé les montants des différentes composantes publiés par Eurostat.

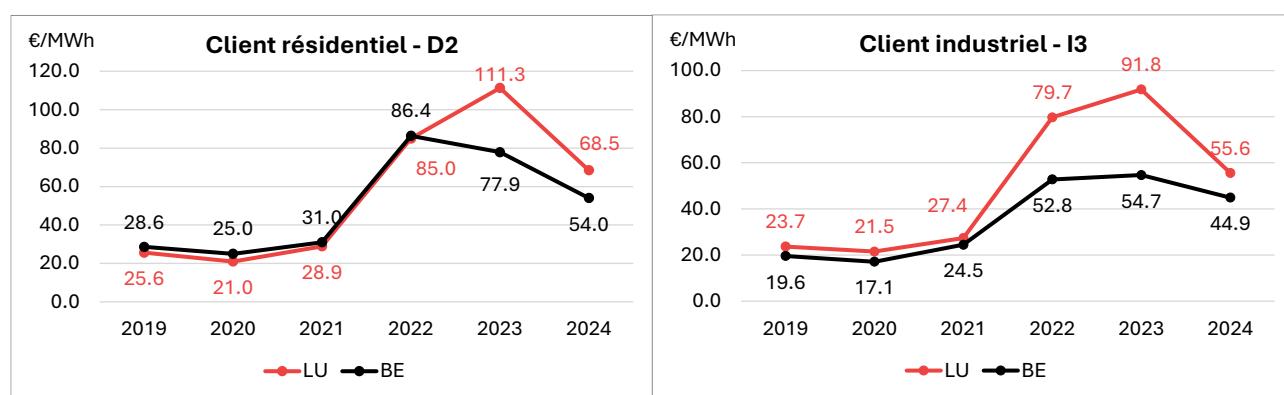
¹⁰⁷ Le client industriel type utilisé dans l'analyse de l'Institut correspond au à la catégorie de clients I3 établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle de gaz naturel entre 10 000 et 99 999 GJ, ce qui correspond à 2 778 respectivement 27 778 MWh.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 33 : Composition des prix du gaz naturel des clients industriels (prix courants)

Comme le Luxembourg fait partie du marché intégré belgo-luxembourgeois pour le gaz naturel (BeLux), les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes en Belgique qu'au Luxembourg de manière à ce qu'il fasse sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.



Graphique 34 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg

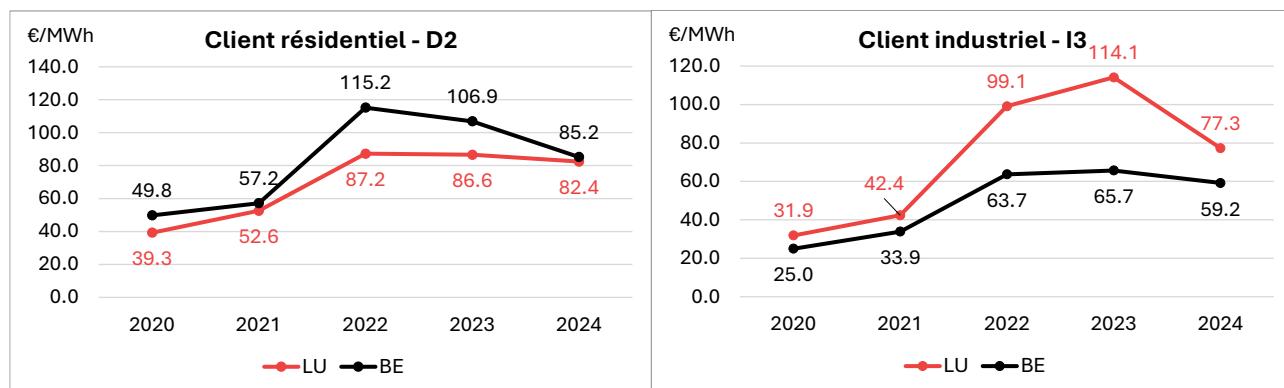
La comparaison des composantes « Énergie et Fourniture » permet de mettre en évidence que les coûts de l'énergie des consommateurs au Luxembourg et en Belgique ont commencé à diverger avec la crise sur le marché du gaz naturel. Il est à noter que ces coûts de l'énergie ne tiennent pas compte des aides étatiques luxembourgeoises, qu'Eurostat inclut dans la composante des taxes et redevances.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Pour les ménages ainsi que pour les clients industriels, le prix de l'énergie proprement dite a diminué en 2024 au Luxembourg comme en Belgique.

La différence de prix entre les deux pays rediminue à 14,5 €/MWh pour le segment D2 respectivement à 10,7 €/MWh pour le segment I3 en 2024. Elle correspond à environ 20 % du coût de la molécule de gaz naturel au Luxembourg en 2024.

Le graphique suivant reprend les coûts de la molécule de gaz naturel effectivement payée par les clients types.



Graphique 35: Comparaison du prix total payé par les consommateurs de gaz naturel en Belgique et au Luxembourg (Données Eurostat)

Les aides pour les ménages gardent les prix finaux légèrement en dessous du niveau de 2022 et inférieurs aux prix pratiqués en Belgique, même si les prix belges et luxembourgeois se sont rapprochés. La situation est différente pour les consommateurs industriels qui ne profitent ni du plafonnement du prix de la molécule de gaz, ni de la prise en charge des frais d'utilisation réseau par l'État luxembourgeois. Pour ces clients une diminution de la différence de prix est à constater entre les deux pays de 18,1 €/MWh qui reste plus grande qu'avant la crise énergétique.

Il est à rappeler que par le passé, l'Institut avait déjà constaté que le manque d'information du consommateur ainsi que sa passivité font que les prix payés par de nombreuses petites et moyennes entreprises et industries sont élevés par rapport au prix du marché et aux prix offerts à d'autres consommateurs. L'Institut recommande ainsi aux consommateurs d'être attentifs et de devenir actifs en demandant des offres de prix auprès de plusieurs fournisseurs bien avant l'échéance du contrat de fourniture en cours.

Dans la suite de l'analyse, l'Institut se concentre sur les prix de l'énergie du client résidentiel, pour lequel les différentes offres proposées par les fournisseurs ont été comparées.

De façon analogue au secteur électrique, les frais totaux du consommateur comprennent trois composantes, la composante énergie, les frais d'utilisation du réseau et les taxes. Malgré le fait que les tarifs d'utilisation réseau varient d'un gestionnaire de réseau à l'autre, ils sont, tout comme les taxes, pour chaque consommateur, indépendants du fournisseur choisi. L'analyse de l'Institut se limite donc aux frais d'énergie du fournisseur, unique composante des frais totaux qui permettent au consommateur d'épargner de l'argent en comparant les prix. Afin de faciliter la comparaison, l'Institut met à disposition de l'intéressé son comparateur de prix Calculix¹⁰⁸.

En gaz naturel, les fournisseurs offrent généralement deux types de contrats.

Premièrement, la très grande majorité des contrats, sont des contrats sans garantie de prix, pour lesquels le fournisseur est libre d'adapter son prix à condition d'annoncer le changement au moins 30 jours à l'avance, et en permettant aux consommateurs de résilier sans frais leur contrat avant l'entrée en vigueur du changement. Ces contrats qui sont généralement résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois, représentent 99,3 % des contrats dans le secteur résidentiel en 2024.

Deuxièmement, il existe des contrats avec garantie de prix. Ces produits garantissent un prix fixe pour une durée déterminée (couramment 12, 24 ou 36 mois) ou jusqu'à une date définie (par exemple jusqu'au 31 décembre de l'année en cours). Avec ce genre de produit il est conseillé au consommateur de lire attentivement les conditions de résiliation et de reconduction, qui peuvent varier

¹⁰⁸ www.calculix.lu

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

d'un fournisseur à l'autre. Ces contrats fixes représentent 0,7 % des cas en 2024. Malgré le fait que des contrats fixes peuvent constituer une option intéressante, l'Institut constate que ces produits n'ont pas été commercialisés en 2024, sauf pendant une très courte période. Ceci s'explique par l'incertitude de prix qui règne sur les marchés de gros depuis le début de la crise énergétique. Le seul produit fixe avec une garantie sur deux ans, commercialisé pendant un seul mois en 2024, avait un prix qui se situait en-dessous des prix des produits variables en 2024. Néanmoins, en raison des baisses successives des prix des produits variables depuis fin 2024, les clients ayant souscrit au produit fixe de 2024 paient considérablement plus pour leur gaz naturel que les clients des produits variables. Remarquons par ailleurs que l'Institut constate la réapparition régulière de produits fixes en 2025, avec des prix cette fois ci, compétitifs par rapport aux produits variables.

En raison des caractéristiques très diverses de ces catégories de produits, des comparaisons sont à prendre avec précaution.

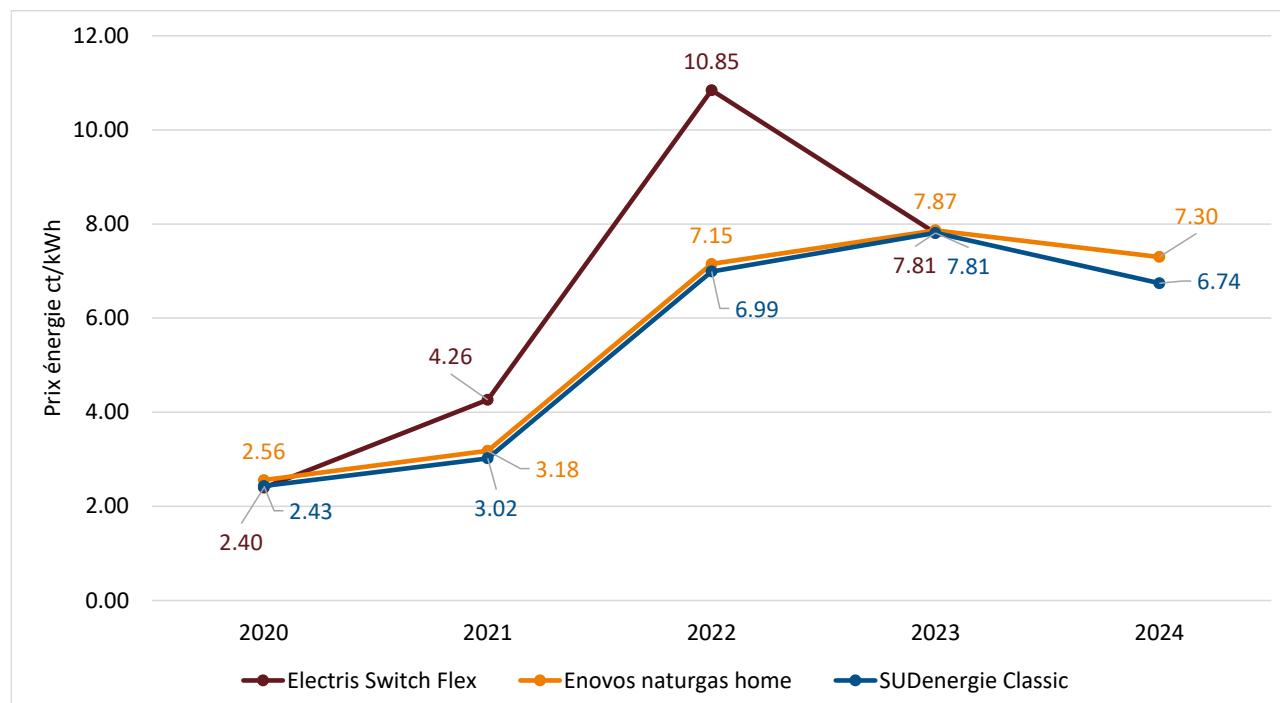
Pour les produits sans garantie de prix les plus répandus de chaque fournisseur¹⁰⁹, les prix annuels de l'énergie en 2024 se sont situés 1.913 € et 2.100 €. Cette comparaison s'est faite sur base d'une consommation annuelle de 30.000 kWh, répartie sur l'année en fonction d'un profil communément utilisé par un fournisseur pour facturer les ménages¹¹⁰. Une telle répartition permet de prendre en considération une consommation plus importante de gaz naturel durant les mois d'hiver, couplée à des prix qui peuvent varier au cours de l'année. La fourchette des prix inclut les frais fixes des fournisseurs, variant entre 7,5 et 9,2 € par mois, pour une puissance installée de 25 kW. Il est à noter que les prix totaux entre 1.913 € et 2.100 € ne sont pratiquement plus influencés par le plafonnement du prix du gaz naturel, tel que stipulé par la loi du 2 décembre 2022¹¹¹. En effet, à partir d'avril 2024 le prix de toutes les offres de base se situaient en-dessous du seuil fixé par cette loi. Le graphique suivant reprend l'évolution des prix exprimés en cent par kWh des produits variables.

¹⁰⁹ Par fournisseur : produit sans garantie de prix, avec le plus de clients, sans tenir compte des remises optionnelles.

¹¹⁰ Profil de consommation avec la répartition suivante : janvier 16,50 %, février 15 %, mars 12,50 %, avril 8 %, mai 5 %, juin 1,80 %, juillet 1,50 %, août 1,20 %, septembre 4 %, octobre 7,50 %, novembre 12 % et décembre 15 %

¹¹¹ Loi du 2 décembre 2022 instituant une contribution étatique visant à limiter la hausse des prix d'approvisionnement en gaz naturel pour certains clients finals et modifiant la loi du 17 mai 2022 portant prise en charge par l'État des frais engendrés par l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 36 : Évolution du prix annuel en ct/kWh de l'énergie du produit sans garantie de prix le plus répandu de chaque fournisseur

Le plafonnement des prix du gaz naturel à partir d'octobre 2022 était une intervention très forte dans le marché du gaz naturel. La mise en œuvre de l'accord tripartite par la loi du 2 décembre 2022 a mis fin au jeu concurrentiel sur le marché du gaz naturel de sorte que le consommateur n'avait presque plus d'incitations financières pour changer de fournisseur. En même temps, le fournisseur lui-même n'avait plus d'incitation pour offrir un produit au meilleur prix. L'État rembourse la différence entre le prix affiché du produit le plus répandu du fournisseur et le plafond fixé (83,25 ct/m³ ou 7,57 ct/kWh).

En raison d'une diminution des prix sur le marché de gros, par rapport à 2022 et 2023, la grande majorité des offres publiées pour 2024 se situent à un prix inférieur au plafond fixé par la loi, ce qui a fait réapparaître des différences de prix entre les offres à destination des consommateurs.

Pour s'assurer qu'avec l'application du plafonnement du prix du gaz naturel, les fournisseurs diminuent leurs prix de vente dès que leurs coûts d'approvisionnement le permettent, le cadre légal a habilité l'Institut à demander aux fournisseurs de justifier les conditions pécuniaires pour les fournitures concernées.

En 2024, l'Institut a mené son analyse sur les chiffres 2023. En conclusion de ces analyses, l'Institut n'a pas identifié un non-respect des obligations de transparence et de bonne foi, telles que stipulées dans la loi du 2 décembre 2022. Ces dispositions obligent le fournisseur à s'approvisionner, nonobstant la contribution financière de l'État prévue par la présente loi, au meilleur tarif et à garantir une offre de base à des prix du marché. Les marges brutes recalculées restent constantes pendant l'ensemble des périodes analysées et ne montrent pas d'augmentations significatives durant la période de crise énergétique.

3.2.2 MARCHÉ DE GROS

Sur le marché intégré BeLux, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

En 2024, les prix du gaz sur les marchés de gros ont continué à diminuer par rapport à 2023, notamment du fait d'une baisse de tension sur les marchés de gros. Les prix en 2024 restent cependant supérieurs à ceux des années 2019 et 2020 pour les marchés spot et à ceux des années 2019-2022 pour le marché à terme.

Sur les marchés de gros, les fournisseurs ont choisi en 2024 les modes d'approvisionnement comme indiqués dans le Tableau 26 :

	MOYENNE 2022	MOYENNE 2023	MOYENNE 2024
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	9 %	18 %	17 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	61 %	53 %	54 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	14 %	14 %	12 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans et ≤ 5 ans (p.ex. OTC)	0 %	0 %	0 %
Contrats à long terme avec des fournisseurs > 5 ans	15 %	15 %	17 %
Autres (p.ex. injecteurs nationaux)	0 %	0 %	0 %

Tableau 26: Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel

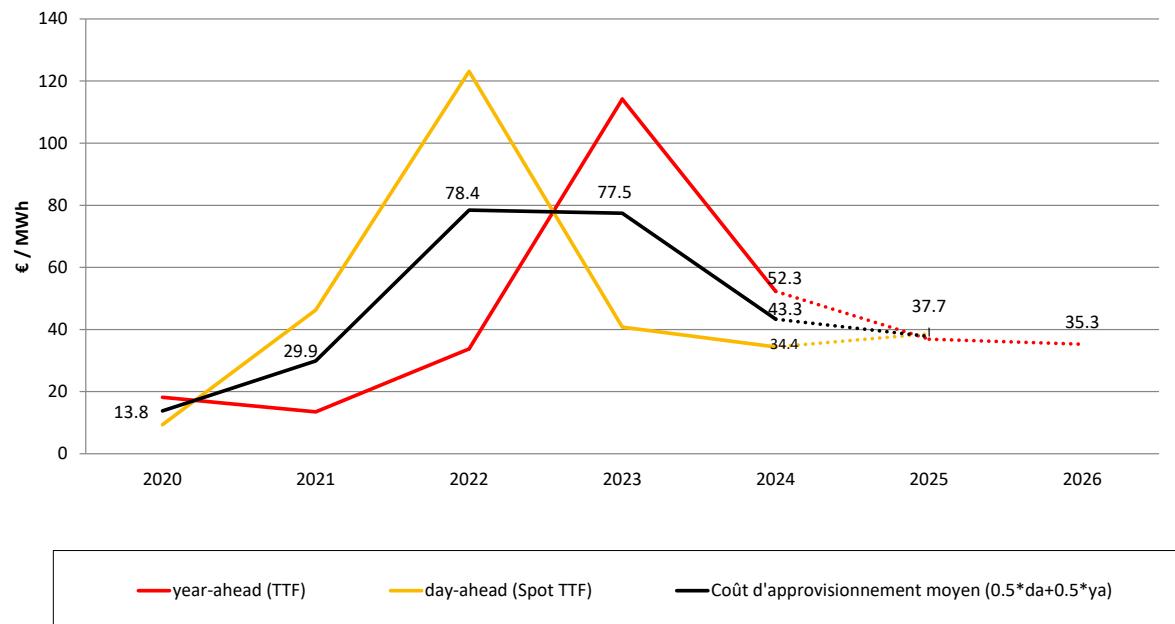
L'approvisionnement des fournisseurs s'est basé en 2024 à hauteur de 17% sur des contrats à long terme et à hauteur de 54% sur des contrats à terme conclus sur les marchés organisés à terme.

3.2.2.1 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

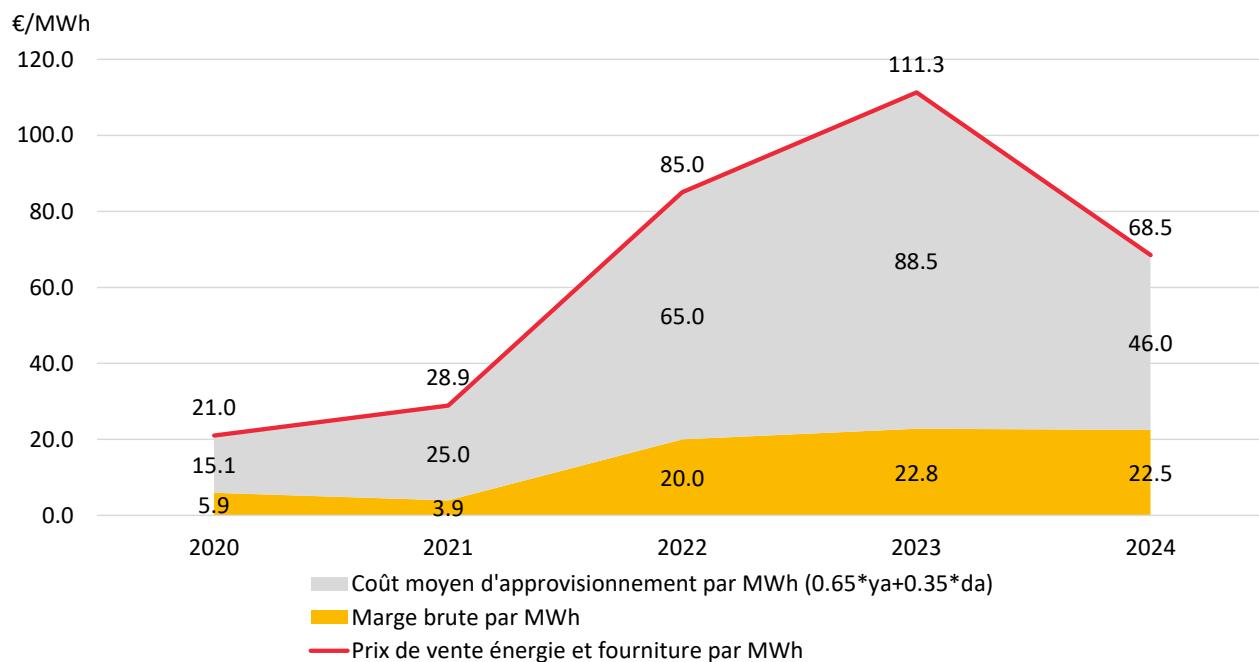
Le Graphique 37 suivant représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF- Gas Base Load Futures - DM year-ahead) avec livraison entre 2019 et 2024 ainsi que le développement sur le marché spot (TTF – SM day-ahead¹¹²) pour les années 2019 à 2024 ; les prévisions de prix pour les années 2025 et 2026 sont également visualisées.

¹¹² Il s'agit du prix du marché au comptant pour le jour suivant, infrajournalier. Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement. La valeur annuelle pour le présent graphique est la moyenne des prix mensuels moyens sur une année.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 37: Évolution des prix sur le marché de gros du gaz naturel



Pour un client résidentiel, et sous réserve des hypothèses prises, la marge brute des fournisseurs se situe à 22,5 €/MWh en 2024. Néanmoins les hypothèses retenues pour déterminer le prix d'approvisionnement moyen ne sont qu'une approximation et ne correspondent pas nécessairement à la réalité. Pour 2023 par exemple, les informations recueillies dans le cadre de la surveillance du plafonnement du prix, montrent un prix d'approvisionnement de 110 €/MWh en moyenne. Ces différences importantes s'expliquent d'une part par le choix des indices de prix utilisés pour approximer la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs,

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

inconnue par l'Institut. De l'autre part, ces indices de prix ne reflètent pas les coûts supplémentaires qui peuvent apparaître lorsque les fournisseurs qui s'approvisionnent avec des contrats flexibles (dont les quantités d'énergie peuvent être ajustées dans une bande morte) doivent procéder à des ajustements en-dehors de ces bandes mortes. Des ajustements deviennent nécessaires lorsque les quantités réellement consommées par les clients dévient des quantités prévues par le fournisseur, soit en raison de températures moins ou plus élevées, soit en raison de l'adaptation de la consommation des clients, comme par exemple lors des campagnes de réduction de la consommation. Dans ces situations, il se peut donc que des sur-quantités achetées à des prix élevés durant la crise énergétique, engendrer encore des coûts supplémentaires pour les revendeurs.

3.2.2.2 SURVEILLANCE DE L'INTÉGRITÉ ET DE LA TRANSPARENCE DES MARCHÉS DE GROS

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter le Chapitre 2.3.2.2.

3.2.2.3 ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

En 2024, cinq fournisseurs avaient fourni du gaz naturel à des clients finals sur le marché luxembourgeois. Ceci n'inclut pas les shippers¹¹³ qui n'approvisionnent pas de clients finals. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la Mer du Nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négociation.

Le marché BeLux a pu être mis en place en 2015 sans augmentation significative du coût pour le consommateur et à des coûts opérationnels raisonnables, tout en offrant la sécurité d'approvisionnement pour les clients protégés, tel que requis par le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n°994/2010.

3.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Par analogie au secteur électrique, les acteurs sont chargés de veiller à la sécurité d'approvisionnement. Les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de garantir la capacité à long terme des réseaux afin de répondre à des demandes raisonnables de capacités de transport de gaz naturel, tout en tenant compte de réserves suffisantes pour garantir un fonctionnement stable. Les gestionnaires de réseau de transport doivent également garantir une capacité de transport, une fiabilité du réseau et une sécurité d'exploitation du réseau adéquat pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé de surveiller ces aspects de la sécurité de l'approvisionnement.

Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie assure le suivi de l'état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. À travers ses rapports, il expose les résultats de ce suivi et examine notamment le niveau de concurrence et les contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme. Il a publié¹¹⁴ son rapport le plus récent en juillet 2024.

3.3.1 LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 établit les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre des mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l'approvisionnement.

L'autorité compétente pour prendre les mesures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et pour les mettre en œuvre est le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions, conformément à l'article 14bis de la Loi Gaz.

¹¹³ Un shipper ou négociant en gaz naturel achète et vend du gaz sur les marchés de gros, puis organise son transport via les infrastructures existantes pour le livrer aux fournisseurs et/ou aux consommateurs finals.

¹¹⁴ <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/20240731-versorgungssicherheitsbericht-gas-2024.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Quant à l’Institut, il doit tenir compte, dans le cadre de l’approbation des tarifs de sortie, des coûts encourus pour respecter de manière efficiente l’obligation de veiller à ce que les infrastructures restantes en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière aient la capacité de satisfaire la demande de gaz naturel des clients protégés.

Le Luxembourg remplit ses obligations envers ce règlement :

- la protection des clients protégés, renforcée grâce à l’intégration des marchés de gaz naturel luxembourgeois et belge depuis le 1^{er} octobre 2015 ;
- la mise en place d’un plan d’action préventif et d’un plan d’urgence.

Le ministère ayant l’Énergie dans ses attributions a publié en mars 2025 la mise à jour des plans d’action préventif¹¹⁵ et d’urgence¹¹⁶ prescrits par ce Règlement, y inclus le renfort de la coopération régionale dans ce domaine. Le plan d’action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel au Luxembourg dans le cadre législatif en vigueur, les résultats de l’évaluation des risques, une évaluation de la situation de Luxembourg vis-à-vis des normes d’infrastructures et d’approvisionnement, ainsi qu’une présentation des mesures préventives visant à renforcer la sécurité d’approvisionnement. Le plan d’urgence contient le cadre législatif luxembourgeois, la définition des niveaux de crise, une vue d’ensemble des acteurs et de leurs rôles respectifs, les modalités de déclenchement des niveaux de crise, ainsi que la présentation des étapes clés des procédures de crise et des flux d’information entre acteurs.

Le Luxembourg dispose néanmoins d’une dérogation, selon l’article 5(9) de ce règlement, en ce qui concerne la mise en œuvre de mesures nécessaires pour satisfaire la demande totale de gaz pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière (critère N-1).

3.3.2 SURVEILLANCE DE L’ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L’OFFRE

L’évaluation de la sécurité d’approvisionnement doit comprendre toutes les étapes de la chaîne de valeur, de la production et de l’exploration du gaz naturel, du stockage, du transport jusqu’à la distribution.

Pour des raisons géologiques, techniques et économiques, le Luxembourg n’est pas en mesure d’assurer lui-même les étapes de production/exploration de gaz naturel, ainsi que le stockage. En effet, le Luxembourg ne dispose ni de champs d’exploration, ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou en nappe aquifère. La seule source indigène est constituée par la biométhanisation et son injection directe dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite possible sur le territoire luxembourgeois, la flexibilité pour assurer l’équilibre entre l’offre et la demande doit être assurée par les moyens mis à disposition par les systèmes limitrophes. À cette fin, Creos a conclu un accord opérationnel d’équilibrage avec Fluxys pour gérer les flux en temps réel.

L’évolution des besoins en gaz naturel sont dépendants de la température et de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l’Institut. La Loi Gaz attribue la collecte et l’analyse de ces informations au ministère ayant l’Énergie dans ses attributions dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l’approvisionnement.

Après la forte réduction de consommation de gaz naturel observée pendant la pandémie de Covid-19 en 2020, puis en 2022 et 2023 du fait de la crise énergétique, une baisse continue de la consommation de gaz naturel jusqu’en 2040 est attendue grâce aux efforts en matière d’efficacité énergétique et de décarbonisation.

Le risque de rupture d’approvisionnement est donc considéré comme très faible car le réseau apparaît aujourd’hui surdimensionné. Ainsi, l’intention politique est de ne plus étendre le réseau de gaz naturel et de promouvoir le passage à des alternatives sur base de sources renouvelables, de pompes à chaleur électriques et d’approvisionnement en hydrogène.

3.3.3 DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS

Depuis le 1^{er} octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux garantissent des flux de 180.000 m³/h en provenance de la Belgique, le complément pour couvrir la demande luxembourgeoise étant déterminée par Creos à partir des valeurs historiques

¹¹⁵<https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/lu-plan-daction-preventif-mars-2025-version-finale.pdf>

¹¹⁶<https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/lu-plan-durgence-gaz-naturel-version-20250317-version-finale.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

des 4 dernières années gazières. Ce complément sert à définir la quantité de capacité conditionnelle trimestrielle offerte au point d'interconnexion Remich.

Etant donnée la diminution continue de la consommation de gaz pour atteindre les objectifs de décarbonation, aucun développement des capacités de transport de gaz naturel n'est planifié.

3.3.4 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Les gestionnaires de réseau doivent prendre toutes les mesures préventives nécessaires afin de limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité ou de l'efficacité du réseau de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles.

En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations, ou encore pour l'intégrité du réseau, le Gouvernement, l'avis du régulateur demandé, peut prendre temporairement les mesures de sauvegarde nécessaires. L'Institut ne dispose pas de compétences propres pour imposer ou prendre des mesures d'urgences et de sauvegarde.

Le plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg¹¹⁷ peut être consulté sur le site web du GRT.

¹¹⁷ <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

En outre, un mécanisme d'effaçabilité introduit dans le cadre du marché intégré BeLux constitue une mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles. Les clients non protégés au sens du règlement (UE) n° 2017/1938 peuvent choisir d'être effaçables à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. L'activation du mécanisme d'effaçabilité est considérée comme mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures d'urgence et de sauvegarde du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles conformément à l'article 18 de la Loi Gaz.

Dans le cadre du Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz, le législateur a introduit, dans la Loi Gaz telle que modifiée le 9 juin 2023, l'obligation pour les fournisseurs actifs au Luxembourg de conclure des arrangements prévoyant au 1^{er} novembre de chaque année le stockage de gaz naturel dans des États membres de l'Union européenne disposant de stockages souterrains de gaz naturel à hauteur de 15 % de leurs fournitures moyennes sur les cinq dernières années à leurs clients situés au Luxembourg. Ces obligations ont été remplies par les fournisseurs pour l'année 2024¹¹⁸.

3.3.5 CYBERSÉCURITÉ

Voir les explications respectives dans le Chapitre 2.4.4 « Cybersécurité ».

3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÈGLEMENTAIRE

3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

3.4.1.1 MESURES POUR FAIRE FACE AUX PRIX DE GAZ ÉLEVÉS

Les mesures destinées à limiter l'augmentation des prix de gaz naturel ainsi que la prise en charge par l'État luxembourgeois des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel ont pris fin le 31 décembre 2024.

3.4.1.2 AUTRES MODIFICATIONS DU CADRE NATIONAL

Afin d'atteindre en 2025 un prix du carbone de 40 euros par tonne de dioxyde de carbone (CO₂), le règlement grand-ducal du 20 décembre 2024 fixe les taux applicables en matière de droits d'accise autonomes (« taxe CO₂ ») sur les produits énergétiques. Pour l'année 2025, la taxe CO₂ est fixée à 8,04 EUR/MWh pour le gaz naturel utilisé comme carburant ou comme combustible et à 0,00 EUR/MWh pour le gaz naturel utilisé comme combustible pour une consommation > 4.100 MWh (Cat. C1bis).

En 2024, le cadre juridique applicable à la production, la rémunération et la commercialisation du biogaz a également été modifié par le règlement grand-ducal du 31 juillet 2024. Ces modifications s'inscrivent notamment dans le cadre du renforcement des objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables pour 2030.

3.4.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE GAZ NATUREL

En 2024, l'Institut a effectué une révision des 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 pour tenir compte des évolutions du secteur du gaz naturel.

Fin 2024, l'Institut a approuvé les propositions de tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux de gaz naturel pour l'année 2025. De façon générale, les tarifs d'utilisation réseau augmentent en raison d'une augmentation des coûts d'un côté et d'une diminution des consommations de gaz naturel de l'autre. Le lecteur intéressé trouve des informations plus détaillées dans le rapport de l'Institut sur les tarifs 2025¹¹⁹.

3.4.1.4 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Pour ce qui concerne le mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique, il est renvoyé aux développements de la section 2.5.1.3 ci-dessus, alors que ce mécanisme concerne tant le marché de l'électricité que le marché du gaz naturel.

¹¹⁸ <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/20240731-versorgungssicherheitsbericht-gas-2024.pdf>

¹¹⁹ <https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/ilr-gaz-pub-2025-04-02-Rapport-tarifs-gaz-2025.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN

Afin d'atteindre les objectifs en matière de neutralité climatique et d'émissions de CO₂, l'Union européenne a adopté au cours de l'année 2024 des mesures visant à décarboner le marché du gaz européen. Le Paquet sur l'hydrogène et le marché du gaz décarboné, qui comporte la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 ainsi que le règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024, vise notamment à accroître l'approvisionnement en hydrogène renouvelable dans le cadre d'un système énergétique diversifié et décarboné, indépendant des importations d'énergie de Russie. La directive (UE) 2024/1788 est à transposer en droit national au plus tard le 5 août 2026.

Par ailleurs, l'Union européenne s'est donnée comme objectif de réduire les émissions de méthane, qui est l'un des principaux gaz à effets de serre. Le règlement (UE) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concerne en particulier les émissions de méthane dans le secteur de l'énergie.

La section 2.3.2.2 du présent rapport reprend la révision des règles relatives à l'intégrité et la transparence sur le marché de gros de l'énergie dans l'Union européenne (REMIT).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

4 PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS

Les directives du Paquet énergie propre pour tous les européens¹²⁰ et la législation nationale confèrent désormais à l'autorité de régulation des compétences élargies en matière de protection des consommateurs, en particulier l'obligation de contribuer à garantir l'effectivité des mesures de protection des consommateurs, de veiller au respect des obligations de service public et de permettre aux consommateurs un accès aisément à leurs données de consommation.

Dans le cadre de la notification du contrat-type de fourniture intégrée, l'Institut surveille l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs prévues à l'Annexe I de la directive 2019/944/CE, respectivement à l'Annexe I de la directive 2009/73/CE.

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité a placé la protection des consommateurs au centre de la transition énergétique et a équipé les consommateurs avec de nouvelles dispositions pour leur permettre de devenir des acteurs actifs du marché de l'énergie.

La Loi du 9 juin 2023 modifiant : 1° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel a transposé en loi nationale électricité la plupart des dispositions en matière de protection des consommateurs découlant de la directive 2019/944/CE.

4.1 OBLIGATIONS DES FOURNISSEURS EN MATIÈRE DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS

La Loi du 9 juin 2023 a introduit des nouveaux éléments en relation avec la protection des consommateurs, notamment :

- L'obligation de conclure un contrat de fourniture et de fournir aux clients des informations précontractuelles avant la conclusion du contrat de fourniture ;

Selon l'article 48 de Loi électricité les fournisseurs d'électricité sont tenus de conclure avec leurs clients finals des contrats dûment signés, c'est-à-dire que le début de fourniture ne peut pas être lancé sans que le contrat de fourniture ait été valablement conclu.

- L'obligation d'informer les clients directement et au préalable avant un ajustement de prix ;
- L'obligation d'inclure des informations supplémentaires dans ou avec les factures ou décomptes périodiques ou par référence claire aux clients ;
- L'obligation de faciliter l'accès aux informations complémentaires sur la consommation passée.

4.2 QUALITÉ DE SERVICE

Conscient de l'importance de la qualité de service du gestionnaire de réseau envers le client, l'Institut avait mis en place un suivi de certains indicateurs de qualité de service des GRDs. Une révision complète du dispositif mis en place pour surveiller cette qualité sera néanmoins nécessaire afin de mieux tenir compte des développements, défis et enjeux des secteurs concernés.

Dans le secteur électrique, le règlement E15/60/ILR du 18 décembre 2015 détermine les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service de l'électricité.

Dans le secteur du gaz naturel, le règlement E15/61/ILR du 18 décembre 2015 détermine les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service du gaz naturel qui forment la base pour ce monitoring.

Pour les deux secteurs le règlement grand-ducal du 27 août 2014 relatif aux modalités de comptage de l'énergie électrique et du gaz naturel, exige la mise à disposition des données de comptage, aux fournisseurs d'électricité au plus tard à 8 heures le lendemain, et aux fournisseurs de gaz naturel au plus tard le lendemain à midi. Par rapport à ces exigences l'Institut a mis en place un suivi du déploiement des compteurs intelligents et de la transmission des données. Ce suivi statistique a été accompagné par une mesure de la performance des gestionnaires, inscrite dans la réglementation tarifaire de la période de régulation 2020-2024.

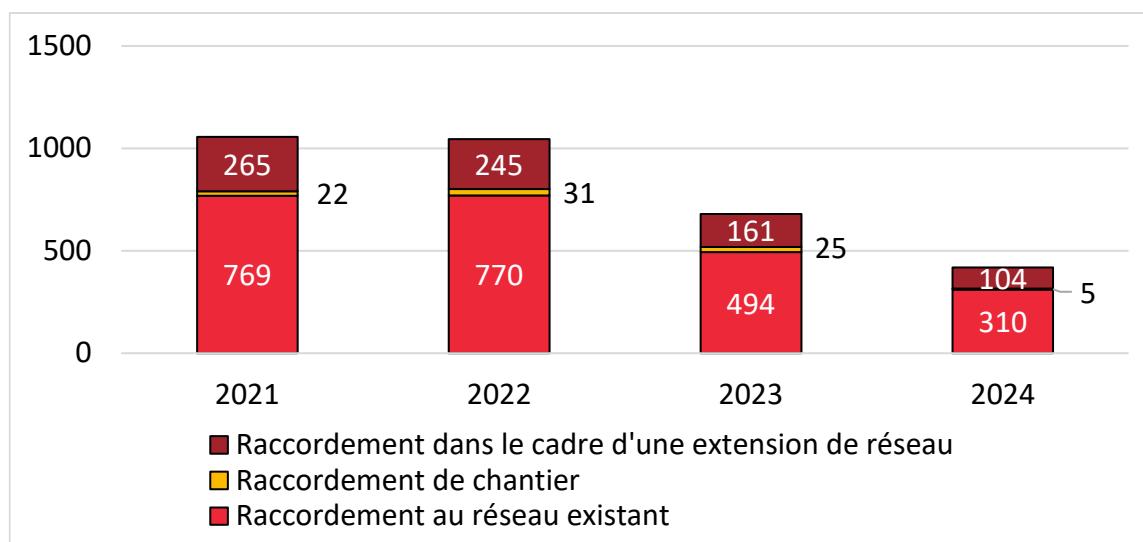
¹²⁰ Pour plus de détails, consulter « Paquet énergie propre pour tous les européens » sous « Législation européenne » sur le site de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

4.2.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS

En ce qui concerne le traitement des demandes de raccordement dans le secteur électricité, l’Institut constate qu’avec une augmentation de 42 % du nombre total de ces demandes, le pourcentage de demandes de raccordement n’ayant pas été satisfaites dans les délais prescrits a également augmenté en 2024. Pour 72 des 3.262 demandes (2,2 %), le traitement initial du dossier n’a pas été effectué dans les 10 jours ouvrables (contre 1,1 % d’un total de 2.294 demandes en 2023), alors que 0,5 % des raccordements en basse tension n’ont pas été finalisés endéans les 30 jours (contre 0,6 % en 2023).

Dans le secteur du gaz naturel, les GRDs gaz ont mis en service un total de 419 nouveaux raccordements en 2024. Ils indiquent ne pas avoir dépassé le délai maximal des 30 jours pour le traitement d’une demande de raccordement. Les types de raccordements de gaz naturel effectués sont repris dans le Graphique 38 ci-dessous. L’évolution des chiffres montre une diminution des demandes de raccordement les dernières années.



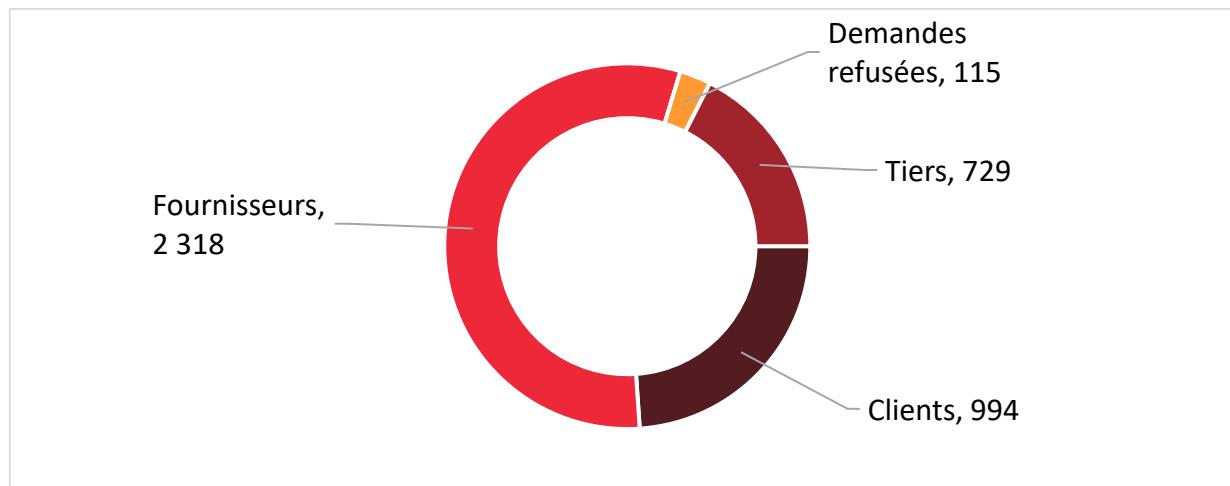
Graphique 38 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2024 par type de raccordement

4.2.2 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION

En 2024, un total de 4.156 demandes de données de consommation dans le secteur électricité a été adressé aux GRDs, ce qui signifie une légère diminution du nombre de demandes par rapport à 2023 (4.185). 115 demandes ont été refusées.

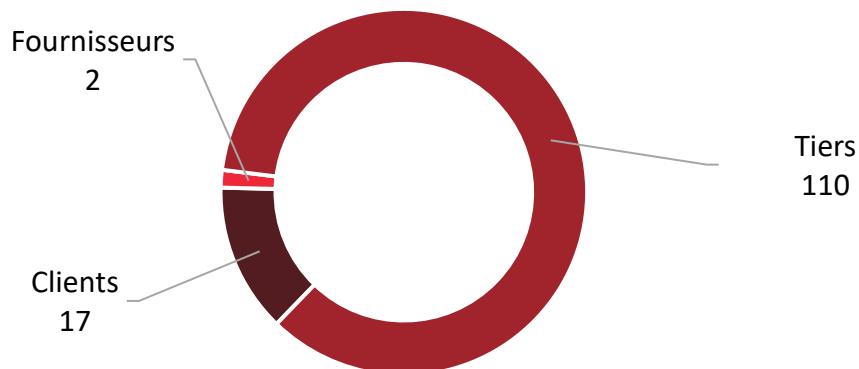
Comme le montre le Graphique 39, la majorité de ces demandes (56 %) proviennent de fournisseurs alors que 24 % émanent directement de clients et 18 % de tiers, par exemple des conseillers en énergie.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 39 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur

Les GRDs de gaz naturel ont reçu 129 demandes de données de consommation en 2024. Le Graphique 40 renseigne la répartition des catégories de demandeurs.



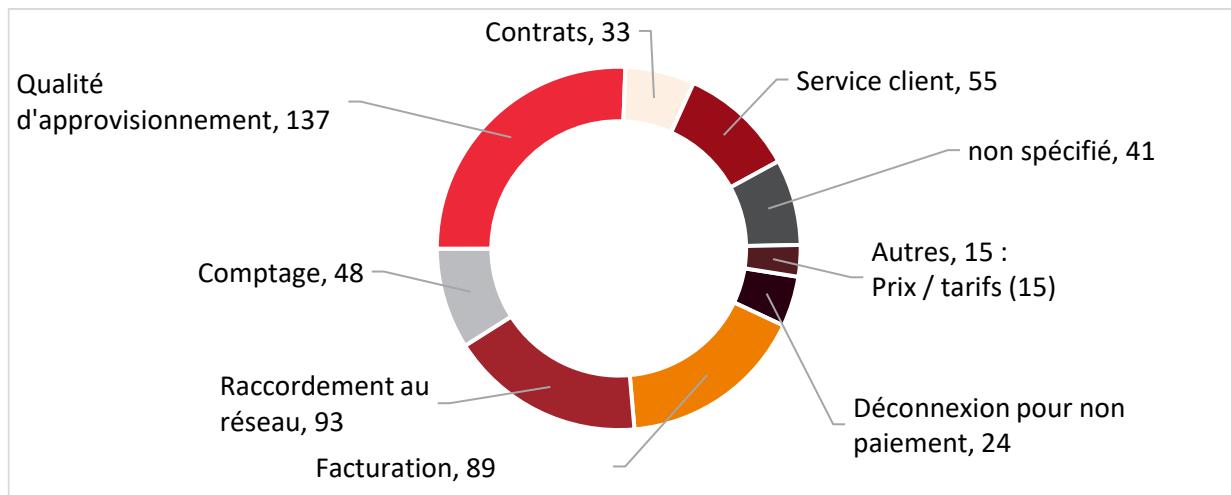
Graphique 40 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2024 par type de demandeur

Il est à remarquer que le consommateur dispose entretemps de la possibilité de consulter ses données sur la plateforme nationale des données énergétiques Leneda et d'y attribuer des droits d'accès aux données à des tiers.

4.2.3 RÉCLAMATIONS

Les GRDs du secteur électrique indiquent avoir reçu 535 réclamations au cours de l'année 2024. Comme illustré dans le Graphique 41 ci-dessous, ces réclamations concernent divers sujets. L'Institut constate que 41 % de ces réclamations n'ont pas été traitées endéans un délai de 5 jours ouvrables. L'Institut va continuer de suivre de près les développements dans la gestion des réclamations par les GRDs.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 41 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause

Les GRDs de gaz naturel indiquent avoir reçu 39 réclamations en 2024. 21 n'ont pas été traitées endéans les 5 jours ouvrables, 9 demandes concernaient le raccordement au réseau, 16 le comptage, 7 les facteurs, 2 les contrats et les prix et 5 demandes concernaient la qualité d'approvisionnement. Néanmoins les systèmes informatiques des GRDs ne permettent pas tous de retracer les réclamations des clients.

4.3 PROCÉDURES DE RÈGLEMENT DE LITIGE EXTRAJUDICIAIRE

4.3.1 PROCÉDURE DE MÉDIATION

La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouvert à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau (dans le secteur de l'électricité, depuis la loi du 9 juin 2023, il n'est plus fait la distinction entre client final et client résidentiel, si ce n'est que pour dire que la médiation dans laquelle est engagée un client résidentiel est obligatoire pour l'entreprise d'électricité)¹²¹. Le rôle du Service Médiation de l'Institut est de traiter, à la demande du consommateur concerné, toute réclamation qui n'a pas été traitée de manière satisfaisante dans le cadre des procédures de réclamation internes, mises en place par les entreprises d'électricité ou de gaz naturel. Le but de la médiation est de concilier les parties ; à cette fin, l'Institut demande une prise de position des deux parties et propose une solution que ce soit sur base de dispositions légales ou en équité. Néanmoins, la proposition de solution du litige est non contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser. En 2024, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel¹²² en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016¹²³. Les clients (résidentiels et professionnels depuis juin 2023) peuvent bénéficier gratuitement des services de médiation offerts par l'Institut, en vue de trouver une solution simple et rapide à une situation litigieuse les opposant à leurs fournisseurs et les gestionnaires de réseau présents sur le marché de l'énergie luxembourgeois. Une entreprise peut saisir le médiateur depuis juin 2023, date d'entrée en vigueur de la nouvelle loi du 9 juin 2023. Pourtant l'obligation de participation à la médiation par le fournisseur ou gestionnaire de réseau incombe uniquement en cas de médiation ouverte par un client résidentiel.

¹²¹ Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

¹²² Règlement E16/16/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière d'électricité.

Règlement E16/17/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière de gaz naturel.

¹²³ Loi du 17 février 2016 portant introduction du règlement extrajudiciaire des litiges de consommation dans le Code de la consommation et modifiant certaines autres dispositions du Code de la consommation, Mémorial A n° 60.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Les demandes de médiation peuvent être introduites en ligne via le site Internet de l’Institut dans les trois langues administratives. Les parties à la médiation peuvent également communiquer avec le médiateur par voie électronique¹²⁴.

Depuis novembre 2016, l’Institut est reconnu par le ministère de l’Économie en tant qu’entité qualifiée de médiation qui satisfait aux exigences légales en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et figure de ce fait sur une liste officielle au sein de l’Union Européenne¹²⁵. La directive électricité 2019/944 réitère dans son Article 26 du Chapitre III le droit des consommateurs à un règlement extrajudiciaire des litiges.

En 2024, l’Institut a traité 24 demandes de médiation concernant l’électricité et 8 demandes concernant le gaz naturel.

Les problèmes principaux en matière d’électricité restent les mêmes que pour les années précédentes, à savoir les confusions de compteurs entre voisins dans des résidences, ou encore des décomptes annuels ou finaux erronés et ayant fait l’objet d’un redressement financier important.

En matière de gaz naturel, les litiges concernent le plus souvent des problèmes de facturation, notamment des décomptes annuels élevés, ou encore des problèmes liés au raccordement.

52% des demandes de médiation en matière d’énergie ont abouti à un accord, 16% se sont soldées par un échec, 10% des dossiers ont été retirés et le Médiateur a refusé 6% des dossiers de médiation.

Depuis la modification de la loi relative à l’organisation du marché de l’électricité en 2023, le défendeur est obligé de participer à une médiation introduite par un client résidentiel (consommateur, personne privée). Ainsi, en 2024, 16% des médiations ont été refusées par le défendeur, ce pourcentage ne concerne pas les clients résidentiels en matière d’électricité.

4.3.2 RÈGLEMENT DE LITIGES

L’Institut agit sur deux niveaux en tant qu’autorité de règlement extrajudiciaire de litige : il procède à une médiation entre les clients finals et les gestionnaires de réseau ou fournisseurs (voir section 4.3.1) et il tranche des réclamations introduites contre une entreprise d’électricité ou de gaz naturel en ce qui concerne des domaines limitativement énumérés au sens de l’article 63 de la loi Électricité, respectivement de l’article 59 de la loi Gaz.

En sa qualité d’autorité de règlement de litige, autorisée à trancher des réclamations de toute partie ayant un grief à faire valoir contre une entreprise d’électricité ou de gaz naturel, l’Institut doit suivre une procédure fixée par la loi¹²⁶. Le recours à l’Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l’application :

- du droit (électricité) et des conditions d'accès au réseau ;
- des conditions et tarifs de raccordement ;
- des conditions et tarifs d'utilisation du réseau ;
- des conditions et tarifs de comptage ;
- des conditions et tarifs du service d'équilibrage et d'ajustement (gaz naturel) ;
- des conditions d'appel des installations de production (électricité) ;
- du service universel (électricité) ;
- des obligations de service public.

Le droit d'enquête de l’Institut dans le cadre de la procédure de règlement d’une réclamation se limite cependant à la demande de présentation des observations des parties concernées et à la demande d’informations complémentaires le cas échéant. Contrairement à la procédure de la médiation, l’Institut prend une décision contraignante pour résoudre le litige entre parties, il se met donc à la place d’un juge. Cependant, l’Institut ne peut pas prendre l’initiative pour trancher un litige entre parties dont il aurait connaissance tant qu'il n'est pas saisi par une des parties de ce litige.

Deux réclamations au sens de l’article 63 de la loi Électricité, respectivement de l’article 59 de la loi Gaz, ont été introduites au cours de l’année 2024.

¹²⁴ Site Internet dédié au [Service Médiation](#) de l’Institut mediation@ilr.lu. Contact : mediation@ilr.lu

¹²⁵ Liste des Organismes de règlement des litiges sur le [site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs](#).

¹²⁶ Article 63 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l’organisation du marché de l’électricité ; article 59 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l’organisation du marché du gaz naturel.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

4.3.3 DEMANDES DE RÉEXAMEN DE DÉCISIONS DE L'INSTITUT

Outre le règlement de litiges entre parties, l’Institut peut encore être saisi par une partie s'estimant lésée par une décision de l’Institut sur les méthodes ou tarifs proposés ; la partie peut alors demander à l’Institut un réexamen de sa décision sans que cette demande ne mette la décision litigieuse en suspens. Les demandes de réexamen de certaines décisions de l’ILR sont prévues aux articles 64 de la Loi Électricité, respectivement 59bis de la Loi Gaz. Aucune demande n'a été introduite dans ce sens en 2024.

4.4 ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS

Tout consommateur peut consulter les publications sur le site Internet de l’Institut concernant le marché de l’électricité et du gaz naturel et faire part de ses commentaires à l’Institut dans le cadre des consultations publiques publiées sur le site Internet de l’Institut¹²⁷.

Au cours de l’année 2024 l’Institut a publié 7 communiqués de presse dans le secteur de l’énergie et organisé 6 consultations publiques, respectivement 4 pour le marché de l’électricité et 2 pour le marché du gaz naturel.

Pour rester informés des travaux menés par l’Institut, les consommateurs sont invités à s’inscrire aux newsletters de l’Institut en choisissant les secteurs d’intérêt¹²⁸.

4.4.1 GUICHET UNIQUE DE L’ÉNERGIE

L’Institut, en sa qualité de guichet unique¹²⁹, a mis à disposition des consommateurs de l’énergie le portail www.STROUMaGAS.lu, lequel a fait peau neuve au cours de l’année 2022 et est devenu <https://myilr.lu/mes-questions/energie/>. Ce portail, géré par l’Institut, fournit au consommateur résidentiel luxembourgeois une série d’informations sur ses droits et devoirs dans le contexte du marché libéralisé de l’énergie.

Les consommateurs sont invités à s’informer également par le biais des fiches d’information disponibles sur le site de l’Institut¹³⁰. Ces fiches renseignent entre autres sur les acteurs des marchés de l’électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix d’électricité (Calculix), l’étiquetage de l’électricité, la facture d’électricité, la médiation, le mix d’électricité et le raccordement au réseau. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs, ainsi qu’un glossaire sont disponibles sur le site de l’Institut¹³¹. La directive électricité 2019/944 réitère dans son article 25 la nécessité que chaque État membre ait un guichet unique afin de fournir aux clients l’ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits et les mécanismes de règlement des litiges à leur disposition en cas de litige.

Tout consommateur, comme tout acteur de marché, peut contacter le guichet unique de l’Institut par courriel à l’adresse stroumagas@ilr.lu ou par téléphone au numéro +352 28 228 888 pour obtenir plus d’informations sur le fonctionnement du marché de l’énergie au Luxembourg. Au cours de l’année 2024, le Service Énergie de l’Institut a enregistré 241 demandes d’information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, presse, autres autorités et instituts de recherche) parvenues par voie électronique¹³². Le Service Énergie est également joignable par téléphone via la Hotline Énergie¹³³. Les demandes d’information portaient principalement sur une explication des composantes de la facture, sur des renseignements concernant la structure tarifaire et les coûts liés au raccordement au réseau (par exemple prime de puissance – composante capacité, mécanisme de compensation), une explication du système des Garanties d’Origine et transposition nationale de la Directive (UE) 2018/2001 (REDII) et du système de mise aux enchères des Garanties d’Origine, sur les statistiques de production d’électricité à partir de sources renouvelables au Luxembourg, sur l’autoproduction/ autoconsommation/ partage et communautés énergétiques, le changement de fournisseur, la

¹²⁷ Sources : (i) Communiqués de presse : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) consultations publiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹²⁸ Pour s’inscrire à la Newsletter de l’ILR il suffit de remplir le formulaire d’inscription en ligne.

¹²⁹ Article 54(9) de la Loi Électricité, respectivement l’article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

¹³⁰ Menu Particuliers/ Informations utiles : <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles> et <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Gaz-naturel/Informations-utiles>

¹³¹ Informations pratiques sur le site de l’Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹³² Via le formulaire en ligne pour contacter l’Institut, ou via l’adresse électronique du Service Energie : energie@ilr.lu ou via l’adresse stroumagas@ilr.lu.

¹³³ Le numéro de la Hotline Energie est le suivant : [\(+352\) 28 228 888](tel:+35228228888), disponible sur le site www.calculix.lu.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

facturation, l'électromobilité, le système de licences pour nouveaux acteurs de marché, le fonctionnement de Calculix et les compteurs intelligents.

4.4.2 OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU

La directive électricité 2019/944 instaure dans son Article 14 du Chapitre III le droit pour les consommateurs de bénéficier d'un outil de comparaison des offres : « Les États membres veillent à ce qu'au moins les clients résidentiels et les microentreprises, dont la consommation annuelle estimée est inférieure à 100.000 kWh, aient accès gratuitement à au moins un outil de comparaison des offres de fournisseurs, y compris les offres pour des contrats d'électricité à tarification dynamique ».

L'Institut encourage les clients à procéder à l'analyse des produits électricité et gaz naturel afin de choisir le produit et le fournisseur répondant au mieux à leurs attentes. Le client résidentiel et le client professionnel avec une consommation maximale allant jusqu'à 500.000 kWh/an en électricité (et 600.000 kWh/an en gaz naturel) peuvent comparer les produits disponibles sur www.calculix.lu, qui facilite la comparaison de l'ensemble des produits pour les clients de ces segments.

L'Institut constate que le consommateur doit être mieux informé sur la formation des prix, ainsi que sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et la façon d'y participer. Parmi les obligations introduites par la loi du 9 juin 2023 figure notamment l'obligation pour les fournisseurs de publier dans les factures la composition du prix de la fourniture intégrée avec ses différentes composantes (frais réseau, Énergie et fourniture, taxes et TVA), les remises éventuelles etc.¹³⁴ ou encore la manière selon laquelle les prix sont sensés d'évoluer. Ces informations devraient être facilement accessibles, par exemple sur les sites Internet et aux points de vente des fournisseurs. Une augmentation significative de la transparence de l'évolution des prix de la fourniture pourrait être atteinte, si les fournisseurs proposaient des formules de prix se basant sur des indicateurs publiquement accessibles ou rendaient accessibles les formules sur lesquelles se base le calcul de leur prix.

Le comparateur de prix Calculix (www.calculix.lu) permet de comparer des offres de prix en fonction d'heures spécifiques de consommation, des prix dynamiques ou des simples produits pour lesquels le fournisseur adapte plus ou moins régulièrement son prix. Le comparateur propose toute une série de fonctionnalités : Il est possible de rechercher des produits à prix garanti ou à prix flexible, ou encore de filtrer en fonction des remises ou des produits à base d'énergie renouvelable. En plus de comparer les prix d'électricité et de gaz naturel pour les ménages, Calculix compare aussi les prix pour les petites et moyennes entreprises avec sa rubrique « Calculix Business ».

En 2024, l'Institut a continué à collaborer avec E-Control, l'autorité autrichienne de régulation de l'énergie, pour développer le comparateur de prix et l'adapter aux exigences du marché et de ses acteurs. Fin 2024, l'adaptation de la structure tarifaire en basse tension a rendu nécessaires des changements au niveau de l'affichage des frais du réseau. D'autres adaptations, effectuées en 2024, concernent une réorganisation des types de remises et la présentation des produits dynamiques avec des surcharges.

En début 2024, une partie des fournisseurs a augmenté le prix de leurs offres. Dès lors, l'Institut constate une augmentation de la différence de prix entre les offres, ce qui augmente l'intérêt pour le consommateur à comparer les offres et changer de fournisseur.

4.5 LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les progrès technologiques réalisés dans la gestion du réseau et la production d'électricité à partir de sources renouvelables ainsi que dans l'informatisation des données énergétiques ont ouvert de nombreuses perspectives pour les consommateurs. L'absence d'informations en temps réel ou quasi réel fournies aux consommateurs quant à leur consommation d'énergies et quant aux prix horaires pratiqués sur les marchés de gros les avait empêchés dans le passé d'être des participants actifs sur le marché de l'énergie et dans la transition énergétique. En donnant aux consommateurs les moyens d'agir et en leur donnant les outils nécessaires pour participer davantage, y compris par de nouveaux moyens, au marché de l'énergie, l'objectif est de faire profiter les citoyens de l'Union du marché intérieur de l'électricité et de réaliser les objectifs de l'Union en matière d'énergies renouvelables.

L'autonomisation des consommateurs s'articule autour des cinq axes susmentionnés dont le premier consiste en la possibilité de choisir un contrat de fourniture se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros. À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources

¹³⁴ Ces informations sont disponibles sur calculix.lu ainsi qu'expliquées par de vidéos publiées sur [YouTube](https://www.youtube.com/c/InstitutdeLenergie) par l'Institut.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

d'énergie renouvelables. Les contrats à tarification dynamique qui ont été lancés sur le marché au Luxembourg en 2024 permettent donc de combiner les aspects écologiques et économiques. Ainsi les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels peuvent optimiser leur frais d'approvisionnement en électricité tout en participant au maintien de l'équilibre offre-demande en exploitant la flexibilité de leur demande.

Les propriétaires et exploitants de systèmes d'autoproduction d'électricité peuvent décider de ne pas injecter leur électricité excédentaire intégralement dans le réseau de distribution, mais plutôt de la partager avec leurs voisins. Plus d'information sur l'autoconsommation et le partage sont disponibles au Chapitre 2.2.2.3 du présent rapport et sur le site Internet de l'Institut¹³⁵ respectivement sur le site Internet dédié à ce sujet www.weshareenergy.lu.

4.6 PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

La directive électricité 2019/944 met l'accent dans son article 29 sur la nécessité de lutter contre la précarité énergétique et l'article 3.3.d) du règlement UE 2018/1999¹³⁶ prévoit que les mesures pour lutter contre la précarité énergétique soient définies dans le Plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC)¹³⁷.

Bien que la définition de précarité ou pauvreté énergétique ne soit pas définie au niveau national, certaines mesures existent au Luxembourg pour combattre la précarité énergétique. Le site Internet du Fonds national de solidarité renseigne sur les mesures prises au niveau national pour combattre la précarité énergétique¹³⁸.

4.7 RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES

Les dispositions de service public ont principalement pour objectif de garantir les droits des clients résidentiels et de protéger les consommateurs les plus vulnérables dans la chaîne des acteurs. En vertu de la loi modifiée du 18 décembre 2009, organisant l'aide sociale, « une fourniture minimale en énergie domestique est garantie à toute personne remplissant les conditions d'éligibilité pour le droit à l'aide sociale, si elle se trouve dans l'impossibilité de faire face à ses frais (...) d'énergie domestique ».

La législation nationale actuelle ne définit pas de manière plus précise la notion de « client vulnérable ». Néanmoins, dans le cadre du service universel à assurer au client résidentiel, la Loi Électricité définit une procédure à suivre par les entreprises d'électricité en cas de défaillance de paiement d'un client résidentiel. Ainsi, le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion après trente jours en cas de non-paiement. Une information est adressée en parallèle par le fournisseur à l'office social du lieu de résidence du client défaillant. Le client concerné ne peut être déconnecté par le gestionnaire que sur mandat écrit du fournisseur ; en outre, la déconnexion ne peut pas avoir lieu lorsque l'office social prend en charge la dette du client. En contrepartie de cette prise en charge, le fournisseur est en droit de faire placer par le gestionnaire du réseau un compteur à prépaiement jusqu'à apurement intégral de la dette. Les dispositions de l'article 2(8) ont été modifiées par la loi électricité du 3 février 2021 pour préciser que si le client dispose d'un compteur intelligent, le prépaiement est basé sur la surveillance des crédits du client concerné et l'émission d'ordres de limitation de puissance ou de coupure par l'intermédiaire d'un compteur intelligent. Dans ce cas, il n'y a pas lieu de faire placer un compteur à prépaiement.

Une procédure similaire existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché. La seule différence avec le secteur électricité est que le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion « dans un délai de trente jours » en cas de non-paiement, et non « après les trente jours » comme en électricité.

En pratique, l'encadrement par les offices sociaux se fait rétroactivement à travers un apurement des factures échues restées impayées. Les offices sociaux sont obligés de prendre « les initiatives appropriées pour diffuser toute information utile sur les différentes formes d'aides qu'il(s) octroie(nt) ». Ils doivent de même fournir « les conseils et renseignements et (effectuer) les démarches en vue de procurer aux personnes intéressées les mesures sociales et prestations financières auxquelles elles peuvent prétendre en vertu d'autres lois ou règlements »¹³⁹.

¹³⁵ <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles/Energie-renouvelable/Contrats/Pages/default.aspx>

¹³⁶ Règlement (UE) 2018/1999 de Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) no 663/2009 et (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) no 525/2013 du Parlement européen et du Conseil.

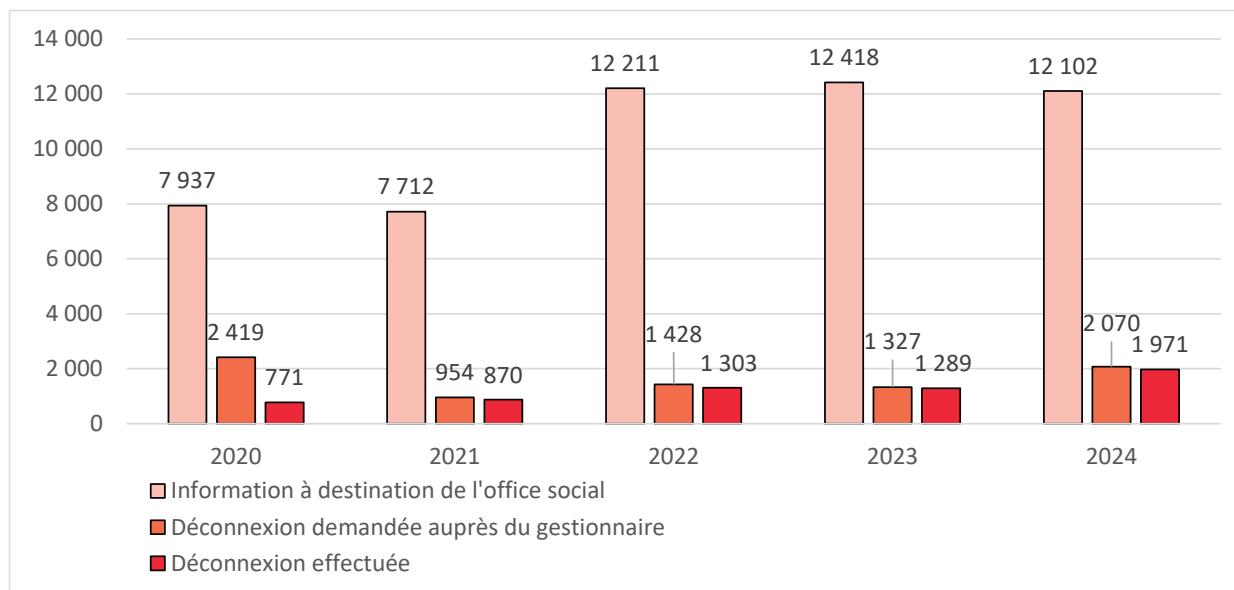
¹³⁷ Les mesures pour lutter contre la précarité énergétique sont définies à la section 2.4.4. du PNEC.

¹³⁸ Fonds national de solidarité : <https://www.fns.lu/>

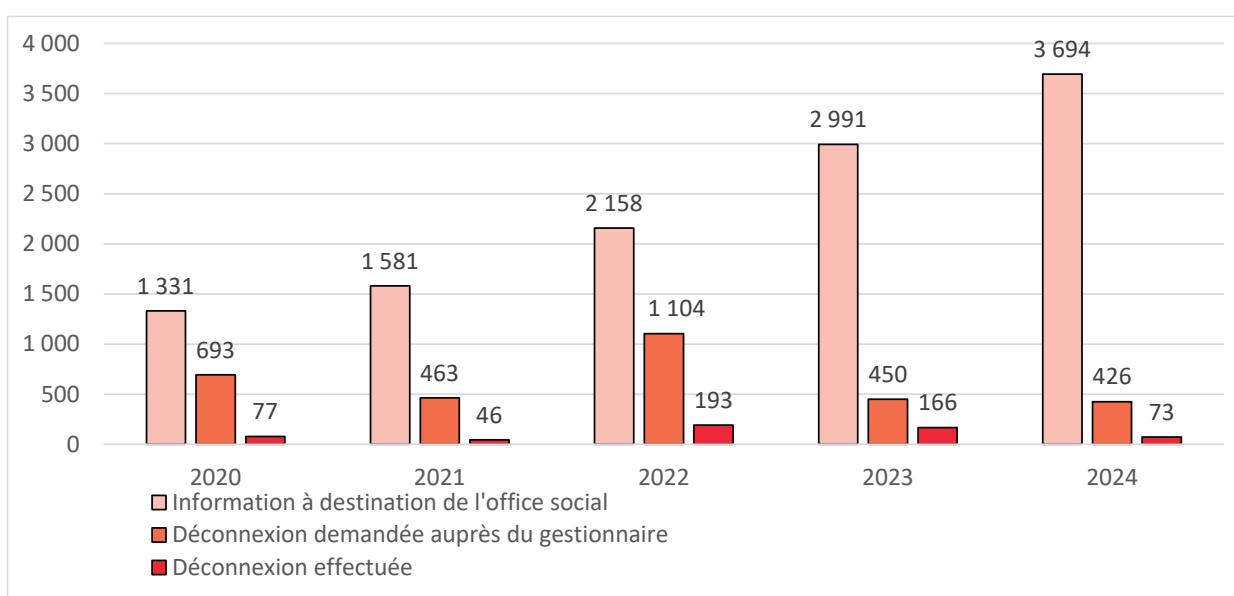
¹³⁹ Loi modifiée du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Le rôle de l’Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Le Graphique 42 et le Graphique 43 renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2020 et 2024 auprès des clients résidentiels. Dans le secteur électricité, les GRDs indiquent avoir effectué toutes les déconnexions et reconnexions dans les délais légaux.



Graphique 42 : Procédures de déconnexion - secteur électricité - données fournisseurs



Graphique 43 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel - données fournisseurs

Dans le secteur de l’électricité, on constate entre 2023 et 2024 une augmentation des procédures de déconnexions entamées, c'est-à-dire du nombre de déconnexions demandées auprès des gestionnaires de réseaux de distribution par les et du nombre de

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

déconnexions effectivement exécutées. Le nombre des dossiers envoyés par les fournisseurs aux offices sociaux a diminué de 2,5 % entre 2023 et 2024.

Dans le secteur du gaz naturel, on constate de nouveau une forte augmentation des dossiers envoyés à l'office social (+24 %) et une diminution des déconnexions exécutées (-56 % en 2024 par rapport à 2023).

4.8 LA FOURNITURE PAR DÉFAUT

La fourniture par défaut est une fourniture à des conditions et à des prix approuvés par l'Institut qui s'applique pour une durée limitée aux clients n'ayant pas encore choisi de fournisseur.

À cette fin, tout client concerné par la fourniture par défaut reçoit une lettre d'information neutre de la part du fournisseur par défaut lui expliquant les principales dispositions du marché et en particulier le libre choix du fournisseur. La fourniture par défaut est également décrite sur le site internet suivant : <https://www.defaut.lu/> Le fournisseur par défaut n'est pas autorisé à entreprendre de démarche commerciale proactive envers le client dans les premiers 15 jours de la fourniture par défaut, ce qui donne le temps au client de s'informer et de comparer les offres de différents fournisseurs. Cette approche vise à le rendre plus conscient de son choix et ainsi à développer la concurrence sur le marché de détail.

La fourniture par défaut fonctionne comme suit :

- Si un client privé ou professionnel emménage à une nouvelle adresse et n'a pas encore conclu de contrat de fourniture à cet endroit, le gestionnaire de réseau déclenche - après l'identification du client - la fourniture par défaut pour ce point de livraison ;
- Un seul fournisseur par réseau de distribution est responsable de la fourniture par défaut ;
- Cependant, dans le secteur électricité la fourniture par défaut ne peut être garantie que pour une période de six mois dans le réseau de basse tension et pour une période de deux mois dans les réseaux de moyenne et de haute tension ;
- Le prix unitaire est nettement plus cher que si le client choisissait lui-même un fournisseur sur le marché ;
- Si le client est dans la fourniture par défaut et choisit ensuite son fournisseur, un changement de contrat peut intervenir endéans un jour et le client sera approvisionné dans le cadre d'un contrat de fourniture régulier.

En revanche, si le client ne signe pas de contrat de livraison avec un fournisseur régulier dans les six mois suivant son emménagement dans son nouveau foyer, la fourniture par défaut prend fin et le client sera privé d'électricité.

L'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut ; au 31 décembre 2024, 1.006 clients électricité étaient concernés au niveau national dans le réseau de basse tension tandis que 122 clients électricité étaient concernés dans les réseaux de moyenne et de haute tension.

En tout, les fournisseurs par défaut dans le secteur de l'électricité ont facturé 11,3 GWh pour le compte de la fourniture par défaut en 2024, ce qui représente une diminution de 16 % par rapport à 2023 (13,7 GWh). Les fournisseurs par défaut ont facturé le montant total de 2.552.388,- EUR en 2024. L'énergie électrique dans la fourniture par défaut concerne approximativement 1 % du volume total d'électricité en basse tension.

La fourniture par défaut dans le secteur du gaz naturel est moins importante qu'en électricité puisque les emménagements/déménagements impliquent moins souvent un changement du client de gaz naturel – les appartements n'ont en règle générale pas de raccordement individuel au gaz – et la mise en service d'un raccordement est souvent conditionnée par la conclusion d'un contrat de fourniture.

L'Institut n'a donc pas procédé à une adaptation comparable à celle en électricité du cadre réglementaire de la fourniture par défaut en gaz naturel jusqu'à présent. L'Institut va néanmoins continuer à observer l'évolution du marché et, le cas échéant, lancer une analyse du fonctionnement de la fourniture par défaut en gaz naturel.

4.9 LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Le fournisseur du dernier recours, qui est désigné par l'Institut suivant des critères transparents et publiés¹⁴⁰, prend en charge les clients finals pour lesquels le fournisseur serait dans l'incapacité de fournir. Un seul fournisseur du dernier recours est désigné par

¹⁴⁰ [Règlement E08/09/ILR du 30 avril 2008](#)

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

secteur pour une période de trois ans. L’Institut surveille le niveau de l’implémentation, et plus précisément le nombre de rattachements, détachements et déconnexions effectués, moyennant un relevé mensuel à établir par chaque gestionnaire de réseau. En 2024, Enovos Luxembourg S.A. a été responsable pour la fourniture du dernier recours dans le secteur électricité et dans le secteur du gaz naturel.

La loi du 9 juin 2023 a dans le secteur électricité enlevé la possibilité à l’expiration de la durée maximale de la fourniture par défaut pour un client final d’être approvisionné par le fournisseur du dernier recours¹⁴¹. Ainsi, depuis le 9 juin 2023 tout client final se trouvant dans la fourniture par défaut, à l’expiration de la durée maximale de la fourniture par défaut, s’il démontre qu’il n’a pas obtenu un contrat de fourniture régulière d’aucun fournisseur continue à être alimenté par le fournisseur par défaut jusqu’au moment où le client résidentiel est fourni par un fournisseur de son choix.

En revanche, dans le secteur gaz naturel la loi du 9 juin 2023 n'a pas apporté des changements à la procédure par défaut et donc à l’expiration de la durée maximale de la fourniture par défaut le client final continue à être alimenté sans interruption par le fournisseur du dernier recours¹⁴².

L’Institut continue à surveiller le respect des obligations liées à l’information des clients qui se trouvent dans la fourniture du dernier recours, notamment sur les conditions de la fourniture et la possibilité de choix du fournisseur.

¹⁴¹ Article 4 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l’organisation du marché de l’électricité : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1117.pdf>

¹⁴² Article 7 de la loi modifiée du 1^{er} août relative à l’organisation du marché du gaz naturel : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1118.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

GLOSSAIRE**ACTEURS DU MARCHÉ**

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Amprion	Amprion GmbH, l'un des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands
Balansys	Coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg dans le domaine du gaz naturel
CEER	Council of European Energy Regulators
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz, régulateur fédéral belge
Creos	Creos Luxembourg S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz naturel luxembourgeois
EEX	European Energy Exchange
Elia	Elia System Operator NV, gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge
ENTSOe	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSOg	European Network of Transmission System Operators for Gas
Fluxys	Fluxys Belgium S.A., gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel belge
GRTgaz	Gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel français
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation
JAO	Joint Allocation Office
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
NCG	NetConnect Germany, l'une des zones d'équilibrage en Allemagne
OGE	Open Grid Europe, l'un des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel allemand
RTE	RTE S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité français
Sotel Réseau	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, gestionnaire de réseau industriel d'électricité luxembourgeois

LOIS / RÈGLEMENTS

Loi Électricité	Loi modifiée du 1 ^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Loi Gaz	Loi modifiée du 1 ^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel
Loi du 9 juin 2023	La Loi du 9 juin 2023 modifiant : 1° la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel
Règlement ILR/E20/22	Règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024
Règlement ILR/G20/21	Règlement ILR/G20/21 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024
Règlement (CE) n° 715/2009	Règlement européen n° 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel
Règlement (UE) n° 1227/2011	Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Règlement (UE) n° 2022/1032	Règlement (UE) n° 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz
Règlement (UE) n° 2022/869	Règlement (UE) n° 2022/869 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2022 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, modifiant les règlements (CE) 715/2009, (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 et les directives 2009/73/CE et (UE) 2019/944, et abrogeant le règlement (UE) 347/2013
Règlement (UE) n° 2019/943	Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité
Règlement (UE) n° 2017/1938	Règlement (UE) n° 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010
Règlement CACM	Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion
Règlement FCA	Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme
Règlement EB	Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique
Règlement SO	Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité
Règlement DCC	Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation
Règlement ER	Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

ABRÉVIATIONS

BCEE	Banque et caisse d'épargne de l'Etat
BT	Basse tension
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CEO	Chief Executive Officer
CEREMP	Centralised European Register for Energy Market Participants
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
Core	Région de calcul de capacité dont fait partie le Luxembourg, telle que définie et approuvée selon l'article 15 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion
CWE	Central West Europe (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
DCC	Demand Connection Code
DM	Derivatives Market
EEX	European Energy Exchange
EIC	Energy Identification Code

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

RLP	Registered Load Profile
FCA	Forward Capacity Allocation
GIE	Groupement d'intérêt économique
GJ	Gigajoule
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRI	Gestionnaire de Réseau Industriel
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
GTM	Gas Target Model
HT	Haute tension
HVDC	High Voltage Direct Current
JAO	Joint Allocation Office, issu de la fusion entre CASC et la plateforme CAO active à l'est de l'Europe
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatt heure
MACO	« Marktkommunikation », communication de marché
MT	Moyenne tension
MVA	Mégavolt ampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
OMP	Organised Market Places
OTC	Over The Counter
PCI	Project of Common Interest
PNEC	Plan national intégré en matière d'énergie et de climat
PME	Petites Moyennes Entreprises
PPAT	Person Professionnally Arranging Transactions
PST	Phase Shifter Transformer
PV	Photovoltaïque
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RfG	Requirements for Generators
RRM	Registered Reporting Mechanisms
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SM	SPOT markets
SNCI	Société nationale de crédit et d'investissement
STATEC	Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché du Luxembourg
THT	Très haute tension

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

TTF	Title Transfer Facility
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan developed either by ENTSOe or by ENTSOg
TWh	Térawatt heure
UE	Union Européenne
ZTP	Zeebrugge Trading Point

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
 DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
 ET DU GAZ NATUREL

TABLEAUX

Tableau 1 : Actionnariat du groupe Encevo S.A.	16
Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.	17
Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2024	20
Tableau 4: Nombre d'interruptions et causes	27
Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées	27
Tableau 6 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau	31
Tableau 7 : Importations d'électricité	33
Tableau 8 : Exportations d'électricité	33
Tableau 9 : Centrales de production au Luxembourg	41
Tableau 10 : Réservations de puissance pour des éoliennes pendant l'année 2024	43
Tableau 11 : Réservations de puissance photovoltaïque pendant l'année 2024	43
Tableau 12 : Cumul des réservations de puissance au 31.12.2024	43
Tableau 13 : Volume autoconsommée ou partagée selon technologie en 2024	48
Tableau 14 : Evolution du nombre de groupes de partage entre 2023 et 2024	50
Tableau 15 : Groupes de partage « PV »	50
Tableau 16 : Volumes attribués à travers des enchères 2024	52
Tableau 17 : Évolution et répartition de l'énergie fournie et du nombre de clients par segment de marché de détail	53
Tableau 18 : Prix moyens annuels du marché <i>day-ahead</i> dans la zone DE/LU	62
Tableau 19 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité	63
Tableau 20 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2024	77
Tableau 21 : Répartition des flux par point d'interconnexion	78
Tableau 22: Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Source Eurostat	82
Tableau 23 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2024-2025	83
Tableau 24 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2024	85
Tableau 25 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2023 et 2024	88
Tableau 26: Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel	95

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
 DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
 ET DU GAZ NATUREL

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Réseaux électriques	13
Graphique 2 : Le groupe Encevo.....	16
Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale	35
Graphique 4 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW	36
Graphique 5 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2024.....	37
Graphique 6 : Charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos.....	38
Graphique 7 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2024	39
Graphique 8 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2023	40
Graphique 9 : Capacités photovoltaïques mise en service au cours 2024.....	42
Graphique 10 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables	44
Graphique 11 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité.....	45
Graphique 12 : Évolution de la production d'électricité par source d'énergie	45
Graphique 13: Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2024	46
Graphique 14: Évolution des installations photovoltaïques en autoconsommation.....	48
Graphique 15 : Evolution du nombre de groupes de partage entre 2023 et 2024.....	50
Graphique 16 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients	53
Graphique 17 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité.....	54
Graphique 18 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)	55
Graphique 19: Chiffre d'affaires des fournisseurs sur le marché luxembourgeois.....	57
Graphique 20 : Composition des prix d'électricité des clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC.....	58
Graphique 21 : Composition des prix d'électricité des clients industriels (prix courants) – catégorie IC	59
Graphique 22 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat).....	59
Graphique 23 : Prix annuels de l'énergie des produits sans garantie de prix le plus répandu pour chaque fournisseur	61
Graphique 24 : Développement sur le marché de gros de l'électricité	64
Graphique 25 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2020 – 2024 pour le segment des clients résidentiels	65
Graphique 26 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel.....	78
Graphique 27 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel	79
Graphique 28 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients	85
Graphique 29 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel.....	86
Graphique 30 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment).....	87
Graphique 31: Chiffre d'affaires des fournisseurs de gaz naturel sur le marché luxembourgeois	89
Graphique 32 : Composition des prix du gaz naturel des clients résidentiels (prix courants)	90
Graphique 33 : Composition des prix du gaz naturel des clients industriels (prix courants)	91
Graphique 34 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg	91
Graphique 35: Comparaison du prix total payé par les consommateurs de gaz naturel en Belgique et au Luxembourg (Données Eurostat).....	92
Graphique 36 : Évolution du prix annuel en ct/kWh de l'énergie du produit sans garantie de prix le plus répandu de chaque fournisseur	94
Graphique 37: Évolution des prix sur le marché de gros du gaz naturel	96
Graphique 38 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2024 par type de raccordement	103
Graphique 39 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur	104
Graphique 40 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2024 par type de demandeur.....	104
Graphique 41 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause.....	105
Graphique 42 : Procédures de déconnexion - secteur électricité - données fournisseurs	110
Graphique 43 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel - données fournisseurs	110