

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



2022

LUXEMBOURG, Octobre 2023

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



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	8
1.2	COOPÉRATIONS EUROPÉENNES ET TRANSFRONTALIÈRES	12
1.2.1	AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE	12
1.2.2	COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS	12
1.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	13
1.3.1	AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ	13
1.3.2	AU NIVEAU DU GAZ NATUREL	13
1.4	LE CONTEXTE DE LA HAUSSE DES PRIX SUR LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE	14
2	LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	15
2.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	15
2.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	15
2.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	20
2.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	45
2.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	49
2.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	51
2.2.1	MARCHÉ DE GROS	51
2.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	53
2.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	71
2.3.1	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	71
2.3.2	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITÉS DE PRODUCTION	72
2.3.3	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU	73
2.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	74
2.3.5	CYBERSÉCURITÉ	75
2.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	76
2.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	76
2.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	79
3	LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL	82
3.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	82
3.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	82

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

3.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	82
3.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	88
3.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	90
3.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	93
3.2.1	MARCHÉ DE GROS	93
3.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	93
3.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	105
3.3.1	LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	106
3.3.2	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	106
3.3.3	DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS	107
3.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	107
3.3.5	CYBERSÉCURITÉ	108
3.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	108
3.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	108
3.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	110
4	PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS	111
4.1	PROCÉDURE DE MÉDIATION	111
4.1.1	RÈGLEMENT DE LITIGES	112
4.2	ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS	112
4.2.1	GUICHET UNIQUE EN LIGNE	113
4.3	LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE	114
4.4	OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU	115
4.5	RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE	116
4.6	PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE	119
4.7	RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES	119
4.8	LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS	121

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, dans sa fonction d'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, est tenu de dresser annuellement pour rendre compte sur 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 41 de la directive 2009/73/CE sur le marché du gaz naturel, mais également à rendre publique une image des marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg.

Le rapport entend documenter les développements en 2022 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.

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. En outre, le plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC) adopté par le Gouvernement sur base 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 est soumis à une révision en 2023. Le PNEC constitue l'instrument principal en vue de la mise en œuvre des objectifs à l'horizon 2030 en termes d'action climatique, d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

L'année 2022 fut 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.

La hausse extrême des prix a conduit à des interrogations sur la pertinence du modèle de marché, tel qu'il est d'application en Europe. Néanmoins, la hausse des prix est principalement le résultat de la pénurie de gaz et du besoin d'attirer des livraisons de gaz depuis d'autres régions du monde. Le marché fonctionne et donne les bon signaux (des prix élevés incitent à moins consommer et à augmenter l'offre), même si le résultat dans le court terme n'est pas satisfaisant. En particulier, dans son analyse publiée en avril 2022, ACER constate que le marché de l'électricité fonctionne correctement, mais que le problème est plutôt dû à la flambée des prix de gaz. S'y ajoute la pénurie de moyens de production d'électricité à faibles coûts marginaux (le nucléaire français), rendant nécessaire le recours à des moyens de production coûteux.

La situation des prix a 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 au niveau national. Ainsi, le prix intégré de l'électricité payé par les clients résidentiels jusqu'à fin 2024 est stabilisé par rapport à son niveau en 2022 : pour compenser l'augmentation du prix de l'électricité et du tarif d'utilisation du réseau au 1^{er} janvier 2023, une contribution négative au mécanisme de compensation a été prévue par la loi du 23 décembre 2022 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une contribution négative dans le cadre du mécanisme de compensation.

Au niveau du gaz naturel, 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 prévoit que l'État prend en charge les frais d'utilisation du réseau des clients finals disposant de compteurs d'un flux horaire maximal inférieur à 65 mètres cubes. La loi du 2 décembre 2022 introduit en outre une contribution financière à la fourniture en gaz naturel au bénéfice des clients finals disposant d'un compteur à gaz d'un flux horaire maximal inférieur à 65 mètres cubes. Cette contribution financière consiste dans la prise en charge par l'État de la différence positive entre le prix affiché et un prix

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

plafonné - fixé à 0,8325 euro par mètre cube de gaz naturel consommé - hors frais d'utilisation du réseau et tous impôts et taxes en vigueur au jour de la facturation. Ces mesures ont été étendues entretemps jusqu'à fin 2024.

Depuis la fin 2022, les prix sur les marchés de gros sont à la baisse, sans cependant revenir aux niveaux préalables à la crise. La Commission européenne a proposé en mars 2023 de 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.

Reste à remarquer que la situation de crise est le résultat de décisions politiques du passé menant à une dépendance trop importante d'énergies conventionnelles et du manque de développement massif des énergies renouvelables au niveau européen. Aujourd'hui les prix élevés de l'énergie poussent à accélérer l'utilisation d'énergies renouvelables. Ainsi, les régimes d'aide ont été renforcés et des appels d'offres pour des projets industriels sont avancés. Malheureusement cette accélération est actuellement freinée par des chaînes d'approvisionnement toujours perturbées par la pandémie, d'une demande exceptionnelle provoquant une ruée vers les matières premières dont la capacité d'extraction ne suit pas la demande, de procédures d'autorisation toujours pas adaptées à l'urgence climatique (et énergétique), d'un manque de main d'œuvre pour l'installation, etc. Mais la prise de conscience des avantages des énergies renouvelables par rapport à une dépendance énergétique et politique permet à l'Europe de parler d'une seule voix en vue de la réalisation de l'objectif net zero 2050.

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 rapportent au 31 décembre 2022. Quoique ce rapport est censé rendre l'état de la situation des marchés de l'électricité et du gaz naturel de l'année 2022, les événements récents sur les marchés de l'énergie justifient d'y ajouter un bref aperçu sur les développements en 2023. Ceux-ci seront évidemment élaborés 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 2022 le Grand-Duché de Luxembourg compte 337.604 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,348 TWh, cette dernière étant en baisse de 3% en 2022 par rapport à 2021. Les clients finals se répartissent entre dix entreprises de fourniture d'électricité. Il n'y a pas eu de mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs d'électricité pour les différents segments de clients.

À défaut d'installations de production sur le réseau de transport, les besoins d'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'énergies renouvelables s'élève à 1 060 GWh en 2022 (en hausse de 6,7% par rapport à 2021), ce qui correspond à 16,7% de la consommation nationale. En 2022, une hausse importante de 53 % de la production photovoltaïque injectée dans le réseau a permis de compenser une baisse de 44 % de la production hydroélectrique et de 43 % de la production par cogénération sur base de gaz naturel. Cette évolution de la production photovoltaïque s'explique par une augmentation de la puissance installée et les conditions climatiques extraordinaires en 2022. Des températures très élevées et un manque de précipitations pendant la plupart de l'année (surtout pendant l'été) ont eu comme conséquence une année très sèche avec une moyenne annuelle de la durée d'ensoleillement élevée. La baisse de production hydroélectrique s'explique non seulement par la sécheresse, mais aussi par l'inondation de la centrale au fil de l'eau à Rosport en juillet 2021, qui n'a pas encore repris la production. La cogénération sur base de gaz naturel a connu une baisse à cause des prix élevés du gaz naturel pendant la crise et un hiver doux.

Dans le secteur du gaz naturel, en 2022 le Grand-Duché de Luxembourg compte 92.641 consommateurs représentant une consommation nationale de 6,845 TWh, qui a fortement baissé de 21,4% par rapport à 2021 (8,709 TWh) du fait de la crise énergétique débutée courant 2021². 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 prestation 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, tel 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

Le texte des conditions techniques de raccordement basse tension est remis à niveau de sorte à établir les prescriptions techniques minimales permettant d'encadrer la participation active potentielle des utilisateurs de réseau ainsi que le développement des nouveaux usages, tels que les dispositifs de charge pour l'électromobilité, l'autoconsommation et le stockage, en précisant les conditions techniques dans lesquelles ceux-ci peuvent être opérés sans risque pour l'utilisateur et dans le respect de la sécurité et la stabilité des réseaux électriques.

² Voir Section 1.4 pour plus d'informations sur la crise énergétique.

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

Il est également prévu la commande à distance des installations de production, ceci afin de pouvoir arrêter ou réguler la puissance active conformément aux exigences du code de réseau RfG (Requirements for Generators) tout comme le raccordement standard en parallèle des compteurs en cas de présence d'une installation de production d'électricité.

Une nouvelle version des conditions techniques de raccordement BT a finalement été adoptée par le règlement ILR/E22/4 en date du 3 mars 2022.

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, Sudstroum, Electricis). La péréquation tarifaire³ facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

La méthode tarifaire applicable en 2021 est fixée par le 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 et abrogeant le règlement E16/12/ILR su 13 avril 2016.

Le règlement ILR/E20/22 passe en revue et définit les différentes composantes qui permettent de déterminer les coûts d'utilisation du réseau. Une distinction peut être faite entre des coûts, liés directement aux investissements réalisés par les gestionnaires de réseau, les coûts liés à l'exploitation du réseau, ainsi que des ajustements apportés via le compte de régulation ou le facteur qualité.

La rémunération des investissements est réalisée par l'intégration des amortissements et de la rémunération des capitaux dans le revenu autorisé. La rémunération des capitaux représente le coût du capital engagé dans les infrastructures du réseau. Le règlement ILR/E20/22 définit le principe du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) nominal avant impôts à 4,81% pour cette période de régulation.

Le niveau des charges d'exploitation est fixé en début de la période de régulation et adapté annuellement à l'inflation, à l'évolution des salaires et à l'extension de réseau. En outre, pour tenir compte des coûts contrôlables relatifs au personnel recruté entre l'année de référence 2019 et le début de la troisième période de régulation, un facteur RH a été introduit. Cet outil a permis aux gestionnaires de réseau d'intégrer les frais RH liés au recrutement de personnel destiné à soutenir la transition énergétique, les réseaux intelligents et la digitalisation. À partir de 2021 le cadre tarifaire est devenu plus favorable aux projets de recherche et de développement du gestionnaire de réseau. L'inclusion du volet d'innovation ainsi que la mention explicite des projets de démonstration et de développement informatique a pour objectif de permettre aux gestionnaires de réseau à financer la recherche et le développement de solutions aux défis qui se posent.

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 la croissance des pointes de consommation. Il s'agit d'inciter les utilisateurs du réseau à déplacer les charges flexibles des périodes où le réseau est fort chargé – le midi et en soirée – vers les périodes moins chargées – par exemple la nuit. Dans ce contexte, l'Institut a poursuivi ses réflexions pour évaluer si une modification de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux peut contribuer à inciter les consommateurs à utiliser leur flexibilité pour réduire la charge aux moments critiques.

Dans ce cadre, une première étude de conception d'un modèle de souscription a été publiée en juin 2021. Cette étude conclut qu'un tel modèle de souscription tarifaire serait en effet réalisable aussi bien en basse tension qu'en moyenne ou haute tension. Une tarification sous un tel modèle comporte un abonnement mensuel pour une bande de puissance à sélectionner par l'utilisateur, en plus d'une facturation par kWh pour le dépassement au-delà de la bande souscrite. Ce modèle anime le consommateur flexible à s'organiser pour réduire le plus possible la bande souscrite sans pour autant limiter son confort en raison du fait que des dépassements sont autorisés en contrepartie d'un tarif modique.

Le modèle de référence a ensuite été comparé à des modèles alternatifs dans le cadre d'une analyse réalisée par DNV AS et intitulée « Assessment of alternative models of distribution network charges » et publiée en juillet 2022.

³ 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

L'Institut a finalement organisé une consultation publique en fin d'année 2022, relative à l'évolution probable de la structure tarifaire dans le secteur de la distribution de l'électricité. Les travaux se poursuivront en 2023 afin de préciser les concepts, déterminer les paramètres de prix, les segments d'utilisateurs concernés et tous les autres éléments nécessaires à la mise en œuvre des évolutions recommandées.

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 regardés isolément des marchés des pays limitrophes, alors que tant d'un point de vue technique que d'un point de vue 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.

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 s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model⁵. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub « Title Transfer Facility » (TTF), le point d'échange virtuel pour le commerce du gaz naturel le plus liquide en Europe, 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, aux terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

1.1.3.2 MARCHÉ DE DÉTAIL

Sur le marché de détail de l'électricité, onze entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : six sur le marché résidentiel et neuf sur le marché non résidentiel. Sur le marché de détail du gaz naturel, six entreprises de gaz naturel sont actives au Luxembourg : cinq sur le marché résidentiel et six sur le marché non résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'énergie compte : un nombre d'acteurs assez important pour sa taille. Cependant, trop peu de ces acteurs disposent de parts de marché significatives à ce jour.

Les faibles taux de changement de fournisseur 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'un côté, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. Les différences de prix entre les fournisseurs d'électricité, qui tournent autour de 48 € par an et par ménage en comparant le produit le plus répandu au produit le moins cher, ne suffisent pas pour activer le consommateur et le rendre conscient de la possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. En ce qui concerne le gaz naturel, le plafonnement du prix de l'énergie pour les petits consommateurs à partir d'octobre 2022 élimine tout intérêt à opter pour un autre fournisseur. Ensuite, 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. Finalement la crise énergétique avec des prix de gros élevés, a conduit les fournisseurs à retirer du marché toutes leurs offres de prix garanti, réduisant ainsi considérablement l'offre disponible aux consommateurs.

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.

⁵ <https://documents.acer.europa.eu/en/Gas/Gas-Target-Model>

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

1.1.3.3 AUTOCONSOMMATION ET PARTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

La loi du 3 février 2021, modifiant la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, ancre l'autoconsommation dans le cadre légal et introduit le concept du partage de l'électricité. Les résidents peuvent consommer en premier lieu leur propre production photovoltaïque pour couvrir la consommation de leur ménage et ensuite injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. 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. Ceci devient particulièrement avantageux dans le contexte de la hausse des prix de fourniture d'électricité. Le citoyen devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché.

En 2022, les exploitants des nouvelles installations photovoltaïques ont massivement adopté l'autoconsommation : près de 76 % des nouvelles installations photovoltaïques ont choisi le l'autoconsommation comme mode d'exploitation (14,7% en 2021), portant le nombre d'installations fonctionnant en mode autoconsommation à 1257 au 31 décembre 2022 (contre 307 au 31 décembre 2021).

Le succès de l'autoconsommation résulte de la sensibilisation accrue des citoyens 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'un subside 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. Due au fait que ce montant a ensuite été augmenté à 62,5 %, à condition que le système PV correspondant ait été commandé en 2023 et sera facturé au plus tard en 2025, le pourcentage d'installations photovoltaïques choisissant le mode autoconsommation a encore augmenté à 91 % entre le 01 janvier 2023 et le 01 juillet 2023. Signalons également que les installations photovoltaïques existantes peuvent également changer vers le mode autoconsommation, sans frais additionnels, en contactant leur gestionnaire de réseau. Creos offre le changement vers le mode autoconsommation en ligne dans leur espace client.

L'autoconsommateur est 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. D'autre part, il profite de la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée. En 2022, il a ainsi pu économiser environ 17 ct par kWh autoconsommé, soit une économie supérieure au tarif d'injection réglementé qui est applicable pour les nouvelles installations de production d'électricité.

La production d'électricité excédentaire (après autoconsommation) peut ensuite être partagée avec les autres consommateurs du même bâtiment, voire du même quartier, dans le cadre de l'autoconsommation collective ou des communautés d'énergie renouvelable. L'ILR a, dans ce contexte, défini les règles de partage standardisées qui seront appliquées par le gestionnaire de réseau pour répartir la production d'électricité au sein des membres du groupe de partage.

1.1.3.4 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES

La loi du 3 juin 2021 fixe les nouveaux objectifs d'économies d'énergie pour les mettre en concordance avec les objectifs du plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC). Les nouvelles dispositions maintiennent l'obligation sur les seuls fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, mais leur permettent désormais 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 sont devenues plus 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.

Le nombre de nouvelles centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique en 2022 s'élève à 1.053, en diminution par rapport au nombre de centrales raccordées en 2021 (1.302), tandis que la puissance totale de 38.245 kW des centrales photovoltaïques mises en service en 2022 correspond à moins de la moitié de ce qui avait été installé en 2021 (91.321 kW). On peut en conclure qu'en 2022, non seulement beaucoup moins de systèmes photovoltaïques ont été installés qu'en 2021, mais aussi que leur puissance moyenne était nettement inférieure. Cette baisse s'explique notamment par le nombre élevé d'installations photovoltaïques d'une capacité entre 30 et 200 kW connectées au réseau en 2021 due au fait que depuis octobre 2020, toute personne peut bénéficier d'un tarif d'injection pour les centrales solaires d'une capacité entre 30 et 200 kW alors qu'avant cette date, cette catégorie était ouverte exclusivement aux sociétés coopératives et aux sociétés civiles immobilières.

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

En matière de régimes de support pour les énergies renouvelables, le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a lancé en 2022 trois différents appels d'offres. Dans le cadre de l'appel d'offres en vue d'obtenir une aide à l'investissement pour la réalisation et l'exploitation de centrales PV visant à soutenir l'autoconsommation de l'électricité produite, 85 projets de 75 entreprises avec une

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

puissance totale de 46,34 MW ont été retenues, ce qui représente des aides à l'investissement d'un montant total de 16,1 millions d'euros. En parallèle, le ministère a lancé un appel d'offres pilote portant sur la réalisation et l'exploitation de centrales solaires agrivoltaïques (« agri-PV ») couvrant un volume total de 50 MW. Dans le cadre d'un cinquième appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation de centrales de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, seulement 5,86 MW ont été attribuées sur un total de 50 MW. Les raisons de ces attributions nettement en-dessous de l'offre peuvent être multiples : il peut s'agir notamment de plafonds tarifaires trop bas, d'une promotion insuffisante de l'appel d'offres et du fait que les deux autres appels d'offres mentionnés ci-dessus ont été lancés pendant la même période et que la puissance attribuée dans le cadre de l'appel d'offre pour l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque témoigne de la préférence des entreprises pour ce type de soumission.

1.1.3.5 RESEAU INTELLIGENT

La généralisation des compteurs 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.

Au 31 décembre 2022, 98,5 % des 331.324 compteurs d'électricité en basse tension ont pu transmettre leurs données de consommation quart-horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif ; pour 98,0 % des compteurs, la courbe de charge était communiquée au fournisseur sur une base journalière, en progrès par rapport à l'année précédente. Il est maintenant aisé pour le consommateur d'accéder à ses données de consommation quart-horaires, ceci généralement à travers les portails clients des sites internet des fournisseurs et gestionnaires de réseau. Le développement des compteurs de gaz est toujours dépendant de celui des compteurs d'électricité, puisque les compteurs de gaz transmettent leurs données correspondantes toujours via le compteur d'électricité à Luxmetering et donc au gestionnaire de réseau de distribution de gaz.

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 2022, ceci s'est concrétisé au travers une stratégie du smart grid dans le cadre de laquelle Creos se dote d'un programme stratégique d'investissements concernant à la fois les infrastructures physiques, mais également le développement de solutions logicielles.

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 de marchés tout en optimisant les nouveaux investissements.

Finalement, la loi du 3 février 2021 prévoit la mise en place d'une plateforme nationale de données énergétiques, qui sera développée et successivement mise en service dans les années à venir et élargit les missions et tâches de l'Institut. Suite à l'appel d'offres public fin 2021 réalisé par Creos Luxembourg S.A., en tant que gestionnaire du réseau de transport responsable, le développement de cette plateforme pour le marché luxembourgeois de l'électricité et du gaz est en cours, et l'Institut participe au comité de pilotage. L'Institut continuera, comme dans le passé, à œuvrer en faveur d'un marché d'énergie concurrentiel et de plus en plus décarboné afin d'assurer à tous les consommateurs un accès efficace, sûr et à prix raisonnable à l'électricité et au gaz naturel.

1.1.3.6 SURVEILLANCE DES PRIX

Le prix total de l'électricité pour les clients résidentiels a augmenté légèrement entre 2021 et 2022, avec une forte hausse de la composante « Energie et fourniture » (+ 21,8 €/MWh soit +32 %), et une baisse des « Taxes et obligations de service public » (-17,8 €/MWh soit - 48 %). On voit déjà que les « Taxes et obligations de service public » ont été réduites en 2022 pour compenser la hausse du prix de l'électricité pour les clients résidentiels. Dans cette continuité l'accord tripartite a prévu de stabiliser le prix à payer par les clients résidentiels au niveau de 2022 en abaissant davantage le taux de contribution de la catégorie A au mécanisme de compensation pour même le faire passer en négatif à partir du 1^{er} janvier 2023.

Au cours de l'année 2022, la hausse importante des prix de gros de l'électricité, et surtout du prix spot, a réduit l'attractivité des offres indexées sur les marchés court terme. À l'étranger, certains consommateurs ayant choisi des contrats dynamiques, indexés intégralement ou partiellement sur le marché spot, ont vu leurs factures augmenter de manière significative. L'année 2022 a montré que les consommateurs restent protégés par des contrats de fourniture qui s'appuient sur des formules de prix se basant sur des stratégies d'approvisionnement long terme. Remarquons que les achats structurés pratiqués par les fournisseurs sur les marchés à

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

terme, c'est-à-dire le fait que le fournisseur s'approvisionne en partie jusqu'à trois années à l'avance, ont permis d'offrir aux ménages en 2022 des prix de vente inférieurs aux prix des marchés de gros spot sur cette même période.

Les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels sont de plus en plus appelés à participer à la transition énergétique et au maintien de l'équilibre offre-demande, notamment à travers la production, l'autoconsommation et le partage d'électricité ou encore en souscrivant à des offres qui permettent d'exploiter la flexibilité de la demande. Les contrats incorporant des signaux tarifaires de flexibilité, qui font actuellement défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de répondre aux besoins du système électrique. Les produits appuyés sur la flexibilité incitent financièrement les consommateurs à déplacer leur consommation au cours de la journée des heures de pointe vers d'autres créneaux horaires pendant lesquels les prix sont inférieurs et la disponibilité d'électricité renouvelable est plus abondante.

Les produits de fourniture d'électricité actuellement sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'ILR avait dans les éditions précédentes de ce rapport appelé les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats à tarification dynamique, c'est-à-dire des contrats se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros, en application de l'article 11 de la directive électricité 2019/944 du 5 juin 2019 qui instaure l'obligation pour les fournisseurs de plus de 200 000 clients finals de commercialiser une offre à tarification dynamique, ce seuil étant fixé au Luxembourg à 15 000 clients finals par la loi du 9 juin 2023 transposant ledit article de la directive. À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources d'énergies renouvelables. Les contrats à tarification dynamique, qui font toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

À noter également que dans un contexte économique incertain, aucun fournisseur n'offre plus de contrats à prix fixe. Si de tels produits réapparaissent dans le futur, l'Institut conseille aux consommateurs intéressés de bien s'informer sur les conditions de tels produits.

Pour le gaz naturel, l'augmentation de la facture totale pour le client résidentiel a son origine dans une augmentation de la composante « Énergie et Fourniture » (+ 40,7 €/MWh en 2022), entraînant aussi une augmentation de la composante TVA. Comparé à 2021, les ménages ont en moyenne payé 34,6 % de plus par unité de gaz naturel consommé en 2022. Pourtant la hausse aurait été encore plus significative sans la prise en charge des frais réseau par l'État et sans le plafonnement des prix de l'énergie à partir d'octobre 2022. Sans ces aides, le prix payé par le client résidentiel aurait été de 112,90 €/MWh alors qu'il était de 87,20 €/MWh avec les aides. Remarquons que ces prix sont des moyennes sur l'année et ne permettent donc pas de rendre compte de l'évolution du prix au cours l'année. Les effets de la hausse des prix de gros sur les prix de détail ne se montrent qu'avec un certain retard. Pour le gaz, ce retard est moins prononcé que pour l'électricité. Ainsi, les prix du gaz naturel ont significativement augmenté déjà en automne 2022 alors que le prix fort en électricité se fera sentir surtout en 2023 voire même 2024. L'Institut rappelle que le comparateur de prix d'électricité et de gaz naturel (Calculix) permet de prendre connaissance des prix actuellement pratiqués et de faire le bon choix de produit et de fournisseur.

Les aides principales pour les consommateurs, à savoir la contribution négative au mécanisme de compensation, le plafonnement du prix de la molécule de gaz ainsi que la prise en charge des frais d'utilisation, ne sont pas ciblées envers les consommateurs nécessiteux et excluent complètement les consommateurs industriels. De manière générale on a pu constater que les consommateurs industriels ont payé pour l'électricité (hors redevances réseau et taxes) deux fois plus en 2022 qu'en 2021 et même trois fois plus pour leur consommation de gaz naturel.

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.STROUMaGAS.lu lequel au cours de l'année 2022 a fait peau neuve et est devenu www.mylir.lu⁶, assume le rôle de guichet unique 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. En 2022, l'Institut a

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

⁷ www.calculix.lu

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

introduit un module permettant d'inclure des produits dynamiques dans Calculix. Fin 2022, Calculix.lu a été audité par rapport aux critères d'accessibilité ; tous les points soulevés ont été traités et résolus début 2023.

Finalement l'Institut a constaté en 2022 une augmentation du nombre de déconnexions pour défaillance de paiement. Les déconnexions sont facilitées par la possibilité de déconnexion à distance donnée par les compteurs intelligents et sont favorisées par la hausse des prix de l'énergie qui mettent plus de consommateurs en difficulté de paiement.

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 économiques 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 2022, 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.

Enfin, le 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 (REMIT), prévoit la coopération étroite au niveau européen entre l'ACER et les autorités de régulation nationales dans le cadre de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel dans l'intérêt du consommateur.

1.2.2 COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS

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 l'installation d'un transformateur-déphaseur 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 fin 2027.

Dans le secteur de l'électricité, depuis le 1^{er} juin 2020, les fournisseurs de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois ont la possibilité d'offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence, sous réserve du respect de la réglementation applicable pour ces réserves sur le marché allemand.

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. Du fait de la création du marché gazier unique allemand THE, les documents de transport et les conditions générales du contrat-cadre de fourniture de Creos ont été amendés pour remplacer les références à NCG, puis arrêtés, respectivement approuvés, par l'Institut en 2022.

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

1.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

L'Institut ne disposait pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d'approvisionnement en 2022. 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.

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 661 MW en 2022, contre 592 MW en 2021. L'augmentation de la capacité de 69 MW est principalement due à la mise en service de nouvelles centrales photovoltaïques (+39 MW) et des centrales éoliennes (+29 MW).

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2021, la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg était de 823 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 horizon 2027 via la construction d'une double ligne de 380 kV utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays, afin d'augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme 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, tels que l'augmentation de la température supportée par les conducteurs des lignes actuelles, sont également prévus d'ici 2023 (liaison Bauler en Allemagne et Flebour/Roost au Luxembourg) et après 2025 (liaison Roost-Heisdorf).

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. Dans ce cadre, l'Institut a participé aux discussions avec le ministère de l'Énergie portant sur le mécanisme de solidarité et les arrangements bilatéraux y relatifs à mettre en place entre États membre en dernier recours au cas où un État membre n'est plus en mesure de combler le déficit d'approvisionnement en gaz de ses clients protégés, conformément au Règlement (UE) n° 2017/1938.

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 actuellement planifié.

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

1.4 LE CONTEXTE DE LA HAUSSE DES PRIX SUR LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE

La hausse des prix de gros de l'énergie s'est encore accentuée depuis le mois de février 2022 avec l'invasion russe en Ukraine et particulièrement depuis juin 2022 (réduction et enfin arrêt de livraisons par Nord Stream 1) avec des prix dépassant 300 €/MWh. Parmi les éléments qui ont soutenu la hausse des prix de gaz on peut mentionner :

- le faible taux de remplissage des stockages de gaz naturel en Europe ;
- la nécessité de remplacer les quantités non fournies par les gazoducs venant de la Russie par du gaz naturel liquéfié ;
- la demande soutenue par une production d'électricité basée sur le gaz naturel pour combler le manque de capacité de production largement dû aux centrales nucléaires françaises à l'arrêt pour raisons de défauts, de maintenance, de manque d'eau de refroidissement (canicule et sécheresse estivale) ;
- la demande additionnelle entraînée par l'obligation de remplissage des stockages de gaz naturel.

Le remplissage des stockages à un niveau dépassant les seuils minimaux requis a réduit la pression sur les prix du gaz, de même que les températures douces en Europe au début de l'hiver 2022/23 menant à une réduction importante du prix du gaz sur les marchés de gros.

En raison des niveaux records que les prix de l'énergie ont atteint en 2022, la Commission européenne a réagi à travers des communications et des actes réglementaires pour lutter contre la hausse des prix de l'énergie notamment en recourant à des obligations relatives au niveau minimum de gaz devant être stocké. Le cadre législatif communautaire s'est vu élargi par la publication du Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie, dans le cadre de la crise actuelle des prix élevés de l'énergie faisant suite à la guerre en Ukraine. Ce règlement prévoit notamment des mesures pour réduire la demande en électricité pendant l'hiver 2022/23, ainsi que la demande pendant les heures de pointe. Il prévoit également que les États membres perçoivent auprès des producteurs d'électricité les recettes excédentaires qui dépassent un plafond maximal de 180 €/MWh en vue de financer des mesures d'aide envers les clients finals. Nonobstant ces mesures, les gouvernements nationaux ont été sous pression pour aider les citoyens et les entreprises à endosser la hausse des prix de l'énergie.

L'État luxembourgeois a adopté un paquet de mesures temporaires visant à soutenir l'économie luxembourgeoise à la suite de la hausse des prix de l'énergie causée par l'agression de la Russie contre l'Ukraine. Ce régime d'aide est destiné à couvrir une partie des surcoûts de l'énergie, en vertu de la loi modifiée du 15 juillet 2022 visant à mettre en place un régime d'aides aux entreprises particulièrement touchées par la hausse des prix de l'énergie causée par l'agression de la Russie contre l'Ukraine.

En tripartite (Gouvernement, syndicats, patronat), de nouvelles aides ont été décidées et implémentées au niveau national. Ainsi, le prix intégré de l'électricité payé par les clients résidentiels jusqu'à fin 2024 est stabilisé par rapport à son niveau en 2022 : pour compenser l'augmentation du prix de l'électricité et du tarif d'utilisation du réseau au 1er janvier 2023, une contribution négative au mécanisme de compensation a été prévue par la loi du 23 décembre 2022 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une contribution négative dans le cadre du mécanisme de compensation.

Au niveau du gaz naturel, 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 prévoit que l'État prend en charge les frais d'utilisation du réseau des clients finals disposant de compteurs d'un flux horaire maximal inférieur à 65 mètres cubes. Pour ces clients, la loi du 2 décembre 2022 introduit en outre une contribution financière à la fourniture en gaz naturel. Cette contribution financière consiste dans la prise en charge par l'État de la différence positive entre le prix affiché et un prix plafonné - fixé à 0,8325 euro par mètre cube de gaz naturel consommé - hors frais d'utilisation du réseau et tous impôts et taxes en vigueur au jour de la facturation. Ces mesures ont été étendues entretemps jusqu'à fin 2024.

Le plafonnement du prix du gaz naturel pour les petits consommateurs à partir d'octobre 2022 élimine tout intérêt à opter pour un autre fournisseur. En effet, les consommateurs paient le même prix, indépendamment du fournisseur qu'ils ont choisi. Ce dernier se verra rembourser par l'État la différence entre son prix affiché dans son offre commerciale et le prix plafonné payé par son client. Pour exclure d'éventuels abus du régime de la part des fournisseurs, la loi du 2 décembre 2022 précitée prévoit encore que le régulateur puisse demander à tout moment aux fournisseurs de justifier les conditions pécuniaires pour des fournitures destinées aux clients finals et que, sous peine de sanctions, les fournisseurs mettent à la disposition du régulateur, dans un délai de trente jours suivant la demande, toutes les pièces lui permettant d'apprécier le bien-fondé desdites conditions.

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

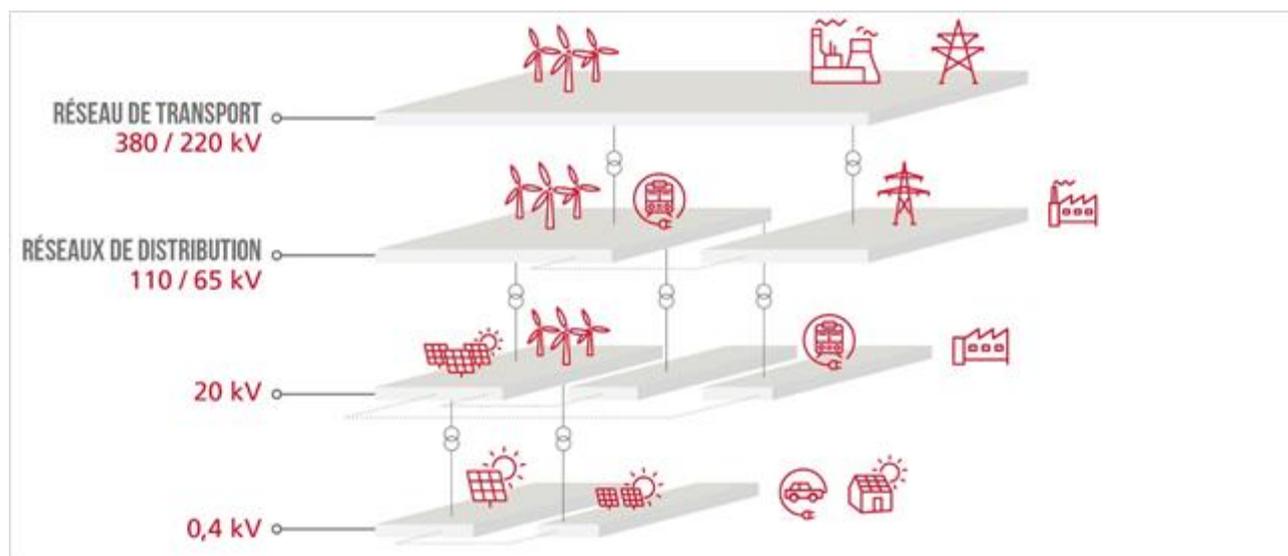
2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

Le Graphique 1 ci-dessous illustre 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 avec l'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 veuillez 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 chargées 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 prestation 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, tel 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.

Nous allons analyser ci-après plus en détail quelques aspects de l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport.

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 entreprises-sœurs 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 sur le suivi des mesures mises en place. Le rapport est publié par Creos sur son site Internet.

Le rapport sur le suivi du programme d'engagements de Creos de l'année 2022 fait grand part 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, il est attesté par écrit 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 encore 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 2022 analyse en particulier un aspect concernant l'indépendance du gestionnaire de réseau qui réside dans la dissociation des flux d'informations pour empêcher notamment la divulgation d'informations commercialement sensibles. Jusqu'à présent, les services communs, dont l'informatique, intégrés dans la structure d'Encevo, ont été utilisés dans le cadre de contrats de prestations de services. Ainsi, les systèmes informatiques partagés au niveau du groupe Encevo hébergeaient bon nombre de données du gestionnaire de réseau sur des plateformes informatiques communes, gérées par l'informatique d'Encevo. Au cours de l'année 2019, des efforts ont été entamés pour procéder à la séparation des systèmes informatiques là où les règles de dissociation l'imposent. La gestion directe de nombreuses applications informatiques a été transférée à Creos, ensemble avec une ségrégation des plateformes informatiques correspondantes.

Une partie des systèmes informatiques a été séparée avec l'introduction de la nouvelle communication de marché (MACO) fin septembre 2017, qui garantit des échanges de façon transparente et non discriminatoire pour tous les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz naturel. 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.

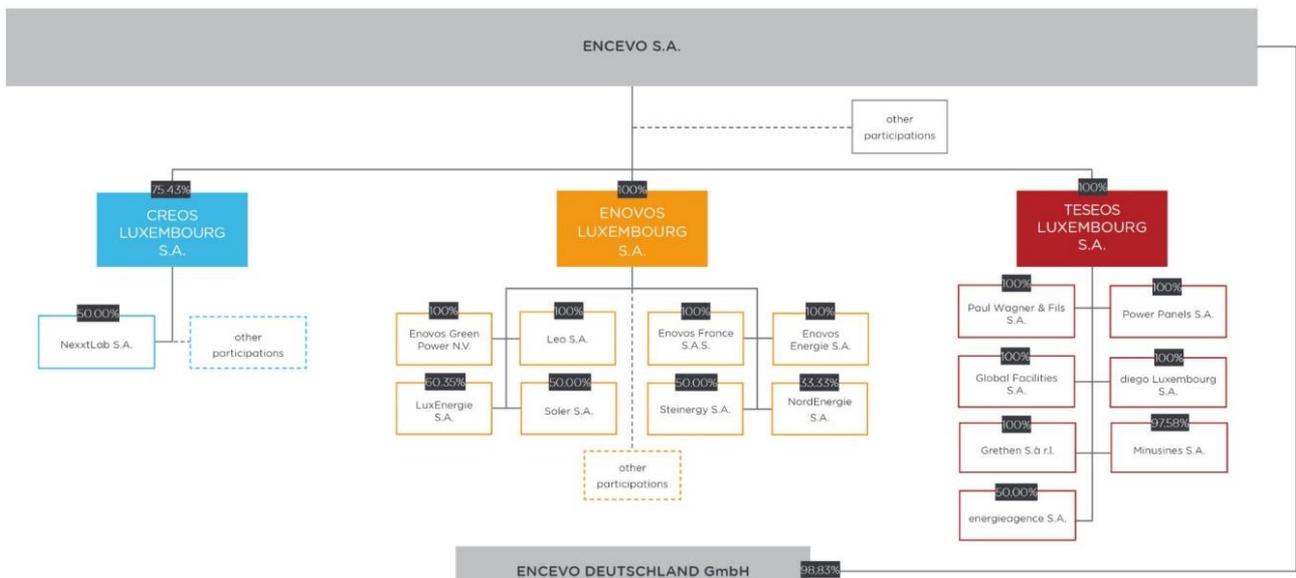
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Avec effet au 1^{er} janvier 2019, les services informatiques (personnel et systèmes) d'Encevo ont été transférés contractuellement et physiquement à Creos qui preste désormais ces services pour les autres entités du groupe dans le cadre de « contrats de prestation de service ».

La restriction des droits d'accès du personnel des autres entités du groupe Encevo sur les systèmes partagés est encore renforcée. Même si à l'heure actuelle, des applications d'Enovos sont encore très partiellement opérées sur l'infrastructure technique partagée et administrée par l'équipe informatique de Creos, le personnel d'Enovos ne dispose pas de droits lui permettant d'accéder à des informations qui lui sont externes. À terme, il ne devra plus y avoir de systèmes partagés, les applications d'Enovos devant être transférées sur une infrastructure propre à Enovos.

2.1.1.4 SÉPARATION JURIDIQUE

Le schéma ci-après montre comment Creos est dissociée sur le plan de la forme juridique des autres entités de l'entreprise verticalement intégrée.



Graphique 2 : Le groupe Encevo¹¹

Le Tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2022 d'un actionnariat public (participations directes et indirectes) à hauteur de 74,52 % des parts, les autres parts étant en main privée.

¹¹ Source: Site Internet du groupe Encevo S.A.

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

ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. AU 31.12.2022

28,00%	État du Grand-Duché de Luxembourg
24,92%	China Southern Power Grid International
15,61%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
14,20%	SNCI
12,00%	BCEE
4,71%	Post Luxembourg
0,56%	ARDIAN
100%	TOTAL

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

L'actionariat 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).

ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A. AU 31.12.2022

75,43%	Encevo S.A.
20,00%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
2,28%	État du Grand-Duché de Luxembourg
0,10%	Fédération du Génie technique
2,13%	42 Administrations communales luxembourgeoises
0,05%	Creos Luxembourg S.A. (actions propres)
100%	TOTAL

Tableau 2 : Actionariat 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 dans le 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 renferme 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-avant, 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.

¹² Source : Rapport annuel 2022 de Encevo S.A.

¹³ Source : Rapport annuel 2022 de Creos Luxembourg S.A.

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

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-avant. 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 touchées par l'obligation de dissociation.

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, 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. Or, pour le consommateur lambda, la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise.

Les résultats d'un sondage mené par l'Institut fin 2019 auprès des ménages luxembourgeois concernant les connaissances du marché de l'énergie montrent que la distinction entre les activités du réseau et les activités de fourniture n'est pas encore évidente. Plus de 80% des ménages ne savent pas quel est le nom de leur gestionnaire de réseau de distribution et plus de 70% ne savent pas quelles sont les principales tâches du gestionnaire du réseau de distribution. Fin 2019, encore 10% des répondants indiquent que le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'énergie.¹⁴

Le seuil de 100.000 s'applique aussi dans le cadre de la dissociation fonctionnelle, de façon que toutes les entreprises intégrées approvisionnant un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients continuent à utiliser la même « marque » tant pour l'activité de vente que pour l'activité réseau, ce qui ne contribue pas à éduquer le consommateur à faire la bonne distinction entre les métiers.

De façon générale, les gestionnaires de réseau et leurs missions demeurent mal connus du grand public. Ce déficit de notoriété entretient une incompréhension préjudiciable à l'ouverture des marchés, notamment dans le segment des clients résidentiels. Il apparaît donc indispensable que les missions des gestionnaires soient clairement communiquées et que les confusions avec les identités des entreprises de fourniture soient évitées.

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 la correcte affectation 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-déphaseur (PST), reliant les réseaux de transport de Creos et d'Elia, le gestionnaire du réseau de transport électrique belge, permet

¹⁴ Sondage ILR 2019 auprès de ménages : <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Publications/Communications/Pages/default.aspx>

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

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 décentralisée.

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) en 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, dans 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.

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 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 précédant 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'équilibre 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. Des modifications des systèmes d'échange sont en cours afin de permettre une clôture des nominations luxembourgeoises en même temps que celle en Allemagne.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2022 s'est dégradée par rapport à 2021, la moyenne des écarts d'équilibre étant de -0.74% en 2022 par rapport à 0.2 % en 2021. Ceci résulte notamment de la difficulté pour les responsables d'équilibre d'anticiper la baisse de consommation d'énergie liée à la crise énergétique engendrée par la guerre en Ukraine, alors que peu de responsables d'équilibre ont eu recours aux nominations intraday ce qui aurait permis d'affiner leurs positions. Ces difficultés de prévisions ont conduit à certains dépassements de l'écart-type toléré par la méthode, mais le coordinateur d'équilibre n'a pas souhaité appliquer les pénalités correspondantes au vu du contexte.

Le recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevait à 194 GWh (167 GWh en 2021), et le recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) s'est élevé à 164 GWh (174 GWh en 2021). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion, qui ont varié entre -8.27 €/kWh et 11.44 €/kWh, amplitude de prix plus large qu'en 2021 puisque les prix étaient alors compris entre -1.99 €/kWh et 3.80 €/kWh.

2.1.2.1.2 ACCÈS AUX RÉSERVES

Depuis le 1^{er} juin 2020, les fournisseurs de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois ont la possibilité d'offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence, sous réserve du respect de la réglementation applicable pour ces réserves sur le marché allemand.

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

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 tacite reconduction. Fin 2022, 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 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution (ci-après « GRD »)¹⁵.

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 ¹⁶	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (> 35 kV)	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (<35 kV)	PROPRIÉTAIRE DU RÉSEAU
GRT	Creos	Luxembourg S.A.	160 608	610,8	9 771,9	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos	Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A. Commune de Steinfort
GRD	Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l. (« Electris »)		2 229	0	202,6	Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l.
GRD	Ville de Diekirch		1 715	0	172,0	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à r.l. et Cie S.e.c.s.		6 824	0	615,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck		2 658	0	111,4	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s.		9	112,4	0	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s., Sotel S.C., ArcelorMittal Belval & Differdange S.A., ArcelorMittal Schiffange S.A., ELIA Asset S.A., Paul Wurth S.A.

Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2022

2.1.2.3 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.

¹⁵ <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>.

¹⁶ 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

Les gestionnaires de réseau sont tenus de soumettre leurs conditions techniques (et financières) à l'acceptation de l'Institut conformément aux dispositions de la Loi Électricité, notamment ses articles 5, 8 et 57.

En outre, 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.

En 2022 aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

Pour ce qui concerne les conditions techniques de raccordement aux réseaux basse (BT) et moyenne (MT) tension, celles-ci ont été mises à jour et approuvées par l'Institut en 2022.

Les conditions techniques de raccordement BT arrêtées par le règlement ILR/E19/18 du 11 mars 2019 avaient déjà introduit des amendements pour le raccordement d'infrastructure pour recharge de véhicules électriques. Dans la continuité de ces adaptations, l'Institut a entamé un trajet de refonte des ces conditions techniques de raccordement, notamment dans la perspective de la transposition de la directive européenne 2019/944. Dans le cadre du processus de révision, le projet de document, établi sur proposition conjointe des gestionnaires de réseau de distribution du Grand-Duché de Luxembourg, a été soumis à consultation publique entre le 27 août 2021 au 27 octobre 2021. La nouvelle version des conditions techniques de raccordement BT a finalement été adoptée par le règlement ILR/E22/4 en date du 3 mars 2022.

Ces prescriptions techniques minimales permettent d'encadrer la participation active potentielle des utilisateurs de réseau ainsi que le développement des nouveaux usages, tels que les dispositifs de charge pour l'électromobilité, l'autoconsommation et le stockage, en précisant les conditions techniques dans lesquelles ceux-ci peuvent être opérés sans risque pour l'utilisateur et dans le respect de la sécurité et la stabilité des réseaux électriques.

Celles-ci prévoient également la commande à distance des installations de production, afin de pouvoir arrêter ou réguler la puissance active conformément aux exigences du code de réseau RfG (Requirements for Generators), ainsi que le raccordement standard en parallèle des compteurs en cas de présence d'une installation de production d'électricité.

Celles-ci comportent également un ensemble de nouveaux éléments destinés à clarifier et à préciser les processus de déclaration et d'autorisation des installations électriques, les conditions d'exploitation au travers de tableaux synthétiques, d'exemples et situations concrètes, de nouveaux schémas et illustrations techniques. C'était également l'occasion de mettre à jour les valeurs limites et les conditions à respecter dans le cadre de la planification, de la mise en place, de l'exploitation et de la mise hors service des systèmes électriques raccordés aux réseaux basse tension.

Cette actualisation intègre l'expérience acquise sur le terrain au cours des dernières années autant que l'évolution du cadre normatif présidant à cette matière, que ce soit au niveau national comme le Règlement grand-ducal du 9 juin 2021 concernant la performance énergétique des bâtiments, ou au niveau international comme les codes européens, les normes CENELEC et VDE par exemple.

De la même manière, pour donner suite à la demande de révision des conditions techniques de raccordement aux réseaux haute tension (HT), introduite par le gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A., l'Institut a organisé une consultation publique du 1^{er} juin 2022 au 15 juillet 2022. À l'issue du processus de consultation, l'Institut a pris la décision ILR/E22/25 en date du 24 août 2022, consacrant ainsi les nouvelles conditions techniques de raccordement HT, remplaçant celles précédemment acceptées par le règlement E15/01/ILR du 9 janvier 2015.

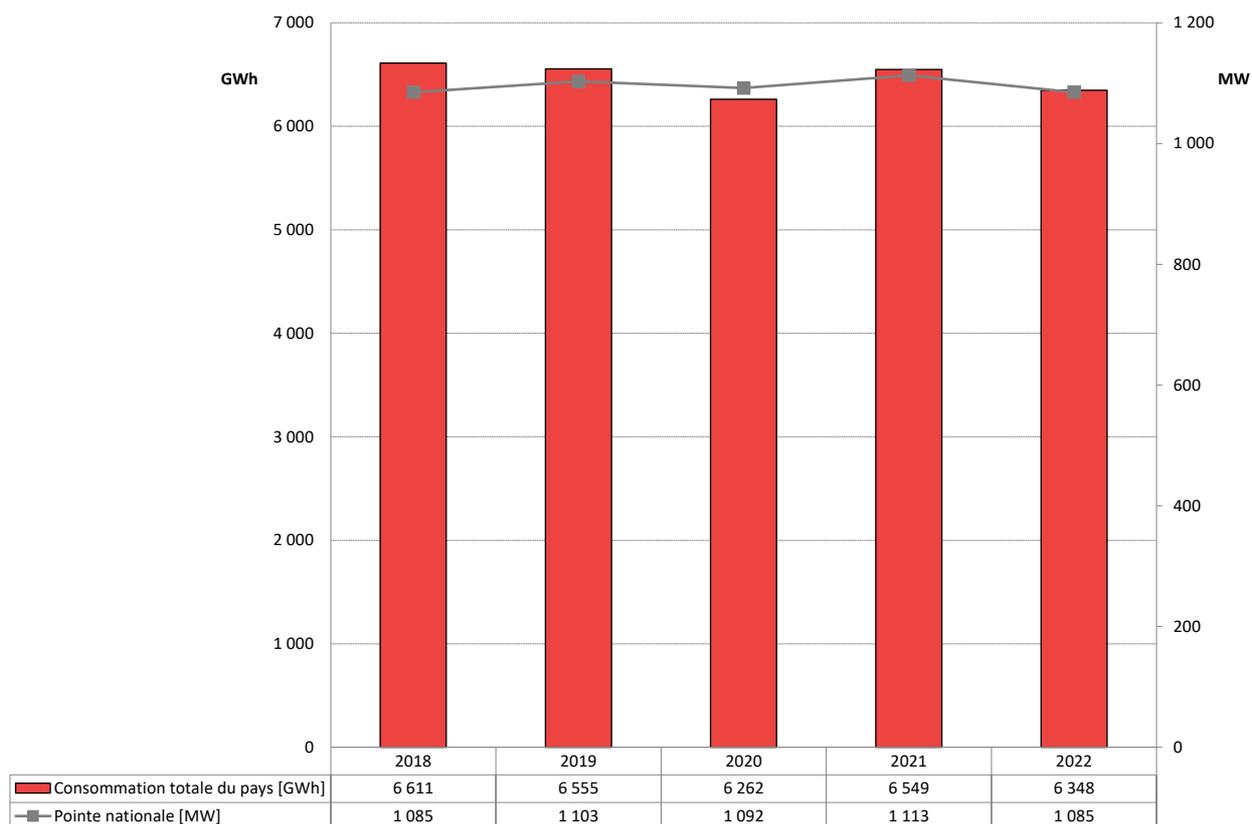
Enfin, conformément au règlement (EU) 2016/1447 de la Commission établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, en particulier l'article 5(1), l'Institut a approuvé par sa décision ILR/E22/27 du 26 octobre 2022, les exigences et les normes à respecter au Luxembourg pour le raccordement des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu au réseau haute tension exploité par Creos.

2.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation au niveau national en 2022 a diminué de 3 % pour s'établir à 6,348 TWh. La pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire simultanée sur tous les réseaux (Creos et Sotel) affiche une

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

diminution de l'ordre de 2,5 %. Le Graphique 3 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2018.



Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale¹⁷

En observant l'évolution des pointes des différents réseaux, lesquelles ne surviennent pas nécessairement au moment de la pointe nationale, on constate que la pointe enregistrée, c'est-à-dire la charge quart-horaire maximale soutirée par les consommateurs, est en légère hausse dans la zone Creos (GRT)¹⁸, s'établissant à 827 MW contre 815 MW en 2021 et 823 MW en 2020. La pointe dans la zone Sotel (GRI) affiche quant à elle, une hausse à 313 MW (contre 301 MW en 2021). Néanmoins, la pointe quart-horaire sur l'ensemble du territoire national, enregistrée le mardi 11 janvier 2022 à 11h15, diminue à 1 085 MW (contre 1 113 MW en 2021). La pointe nationale reprise au 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) dans la période d'observation (2018-2022).

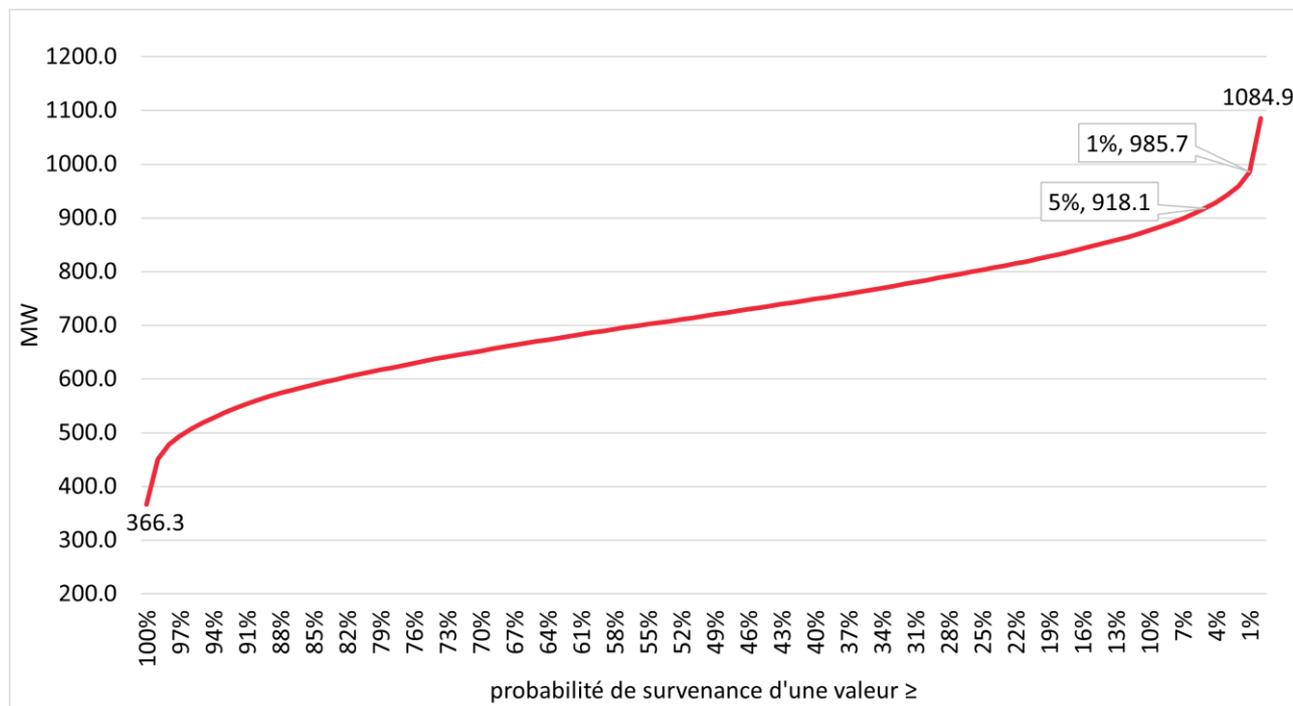
Si la pointe nationale affiche une diminution par rapport à 2021 (-2,5 %) et à 2020 (-0,7 %), la charge moyenne quart-horaire est elle aussi en diminution de 3,5 % par rapport à 2021 en s'établissant à 718 MW (contre 744 MW en 2021), soit quasiment le niveau de 2020 (708 MW).

Il convient cependant de préciser que 95% des charges quart-horaires sont inférieures à 918 MW, et que pendant 99% du temps la charge est inférieure à 986 MW. Ce fait est représenté au Graphique 4, montrant la distribution de la charge nationale quart-horaire en MW.

¹⁷ Creos (réseau de transport) et Sotel (réseau industriel)

¹⁸ 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

En considérant que les réseaux sont dimensionnés en fonction de l'évolution de la charge et de la pointe, et si l'on pose l'hypothèse que le potentiel de flexibilité mobilisable devrait permettre d'éviter les 1% des pointes les plus élevées, la flexibilité permettrait de diminuer la pointe de la charge nationale de 99 MW.

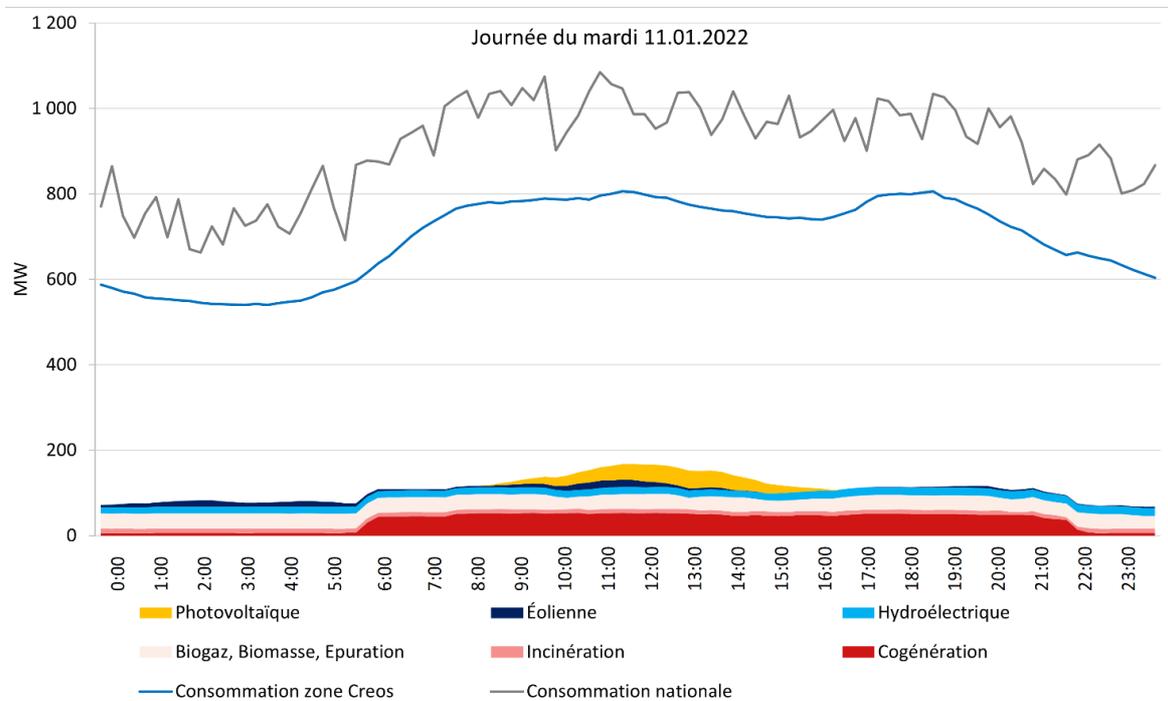
Un autre facteur de dimensionnement des réseaux se rapporte à la production d'énergie renouvelable. L'augmentation du nombre d'unités de production intermittente peut, sous certaines conditions, mettre les réseaux sous pression. En effet, le déséquilibre survient lorsque la consommation et la production ne sont pas concomitantes. Ce déphasage est d'autant plus grand lorsqu'il y a des effets saisonniers divergents et que les puissances considérées sont importantes. Pour ce qui concerne le Luxembourg, l'année 2022 a montré que les réseaux actuels sont capables d'accueillir davantage de production renouvelable et qu'il est possible d'augmenter le niveau d'autosuffisance à l'échelle du pays et réduire ainsi la dépendance des importations.

En règle générale, la consommation électrique est plus élevée en hiver, ce qui s'explique par un besoin accru de chauffage et d'éclairage.

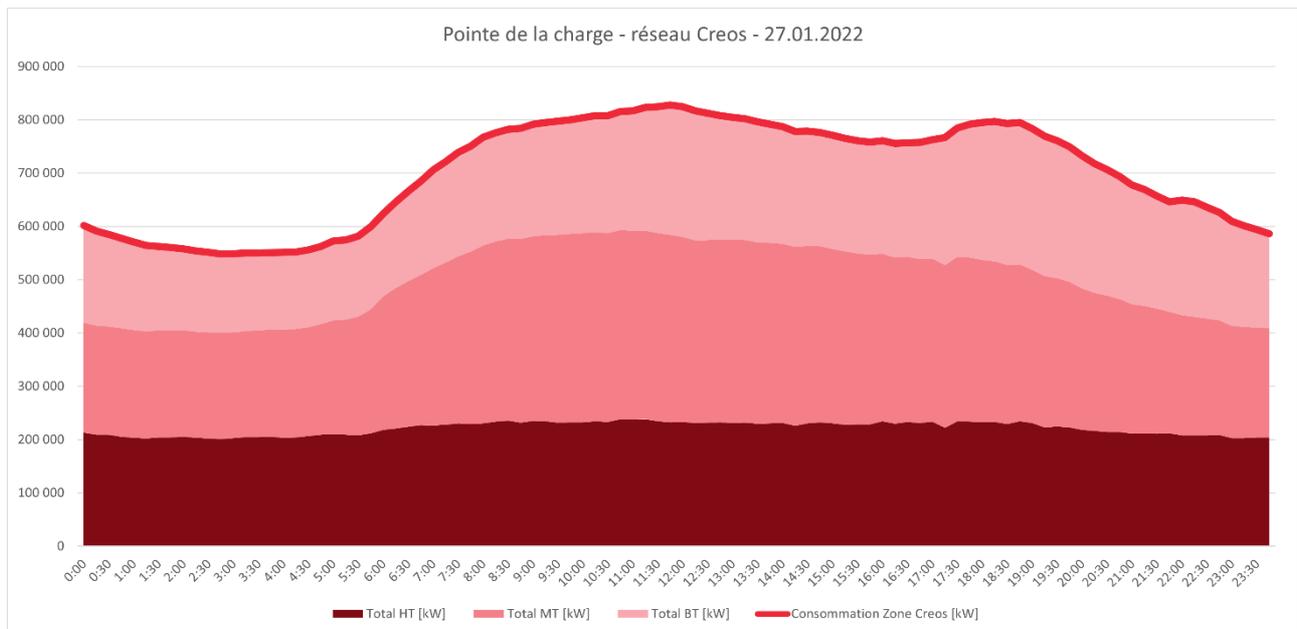
Le Graphique 5 montre la courbe de charge observée le jour de la pointe de consommation nationale le 11 janvier 2022. On observe des pointes de consommation particulièrement marquées vers l'heure de midi et en début de soirée. La première coïncide notamment avec la préparation de repas, et la deuxième a lieu au moment où les gens rentrent du travail. Ces pointes se manifestent le plus clairement dans la courbe de la consommation de la zone Creos à cause de l'évolution irrégulière à dents de scie de la consommation nationale, laquelle est due aux fours sidérurgiques électriques situées dans le réseau Sotel.

La courbe de charge par niveau de tension est illustrée au Graphique 6 pour le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos le 27 janvier 2022. On constate que la charge au niveau HT est relativement constante à travers toute la journée pendant 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, comme p.ex. une grande partie des PME ont des heures d'ouvertures spécifiques. 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



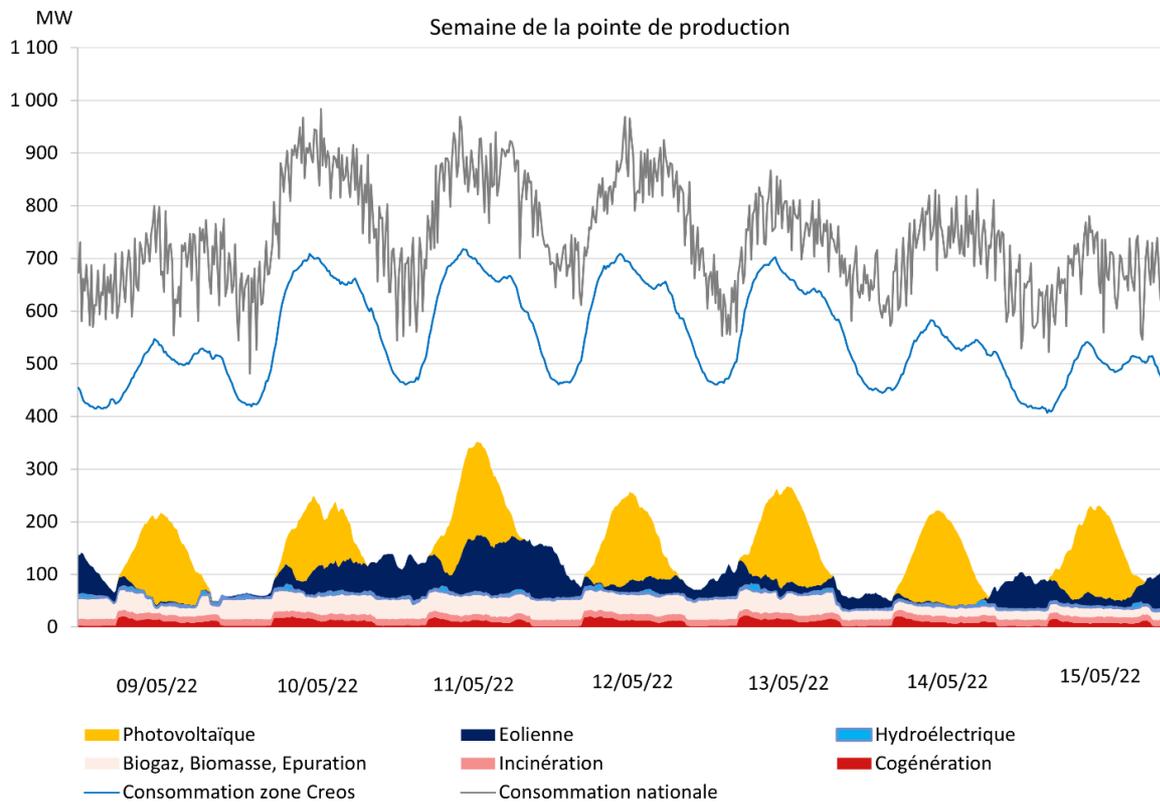
Graphique 5 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2022



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 12 mai 2022) est illustrée au Graphique 7. Cette dernière 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. On observe ainsi des pointes de consommation vers l'heure de midi et en début de soirée et une consommation nettement moins élevée le weekend qu'en semaine.

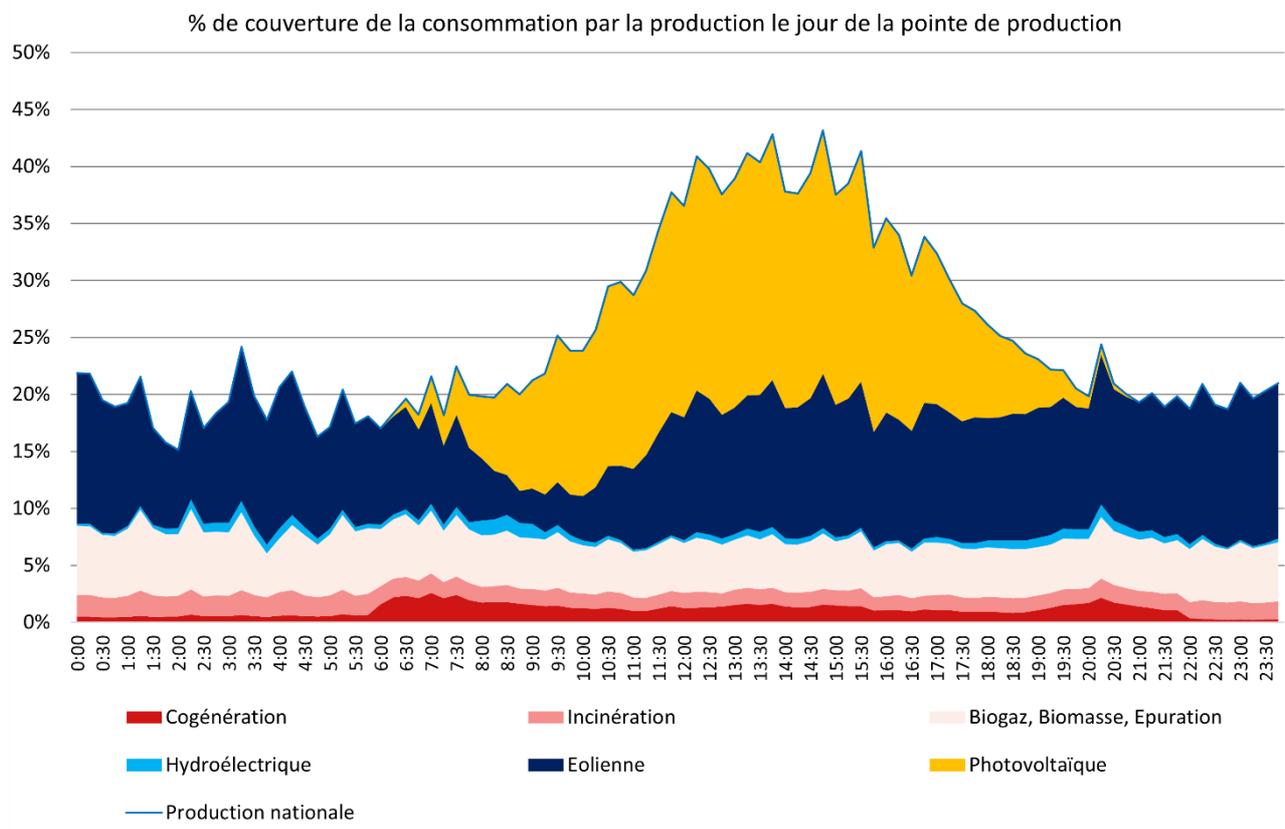
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 7 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2022

Il est intéressant d'observer que les courbes de production et de consommation démontrent une cohérence d'ensemble d'une part, et d'autre part, que les réseaux ont pu intégrer une pointe de production de l'ordre de 352 MW à l'occasion de la pointe de production, laquelle est survenue le mercredi 11 mai 2022 à 13h45 (Graphique 7). Le Graphique 8 montre le taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production. On constate que même à l'heure de la pointe, le Luxembourg n'arrive pas à couvrir la moitié de la consommation nationale avec la production nationale. Le taux de couverture de la consommation nationale (journée du 11 mai) par la production est en moyenne de 25 %, le minimum et le maximum sur la journée étant respectivement de 15 % et 43 %.

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

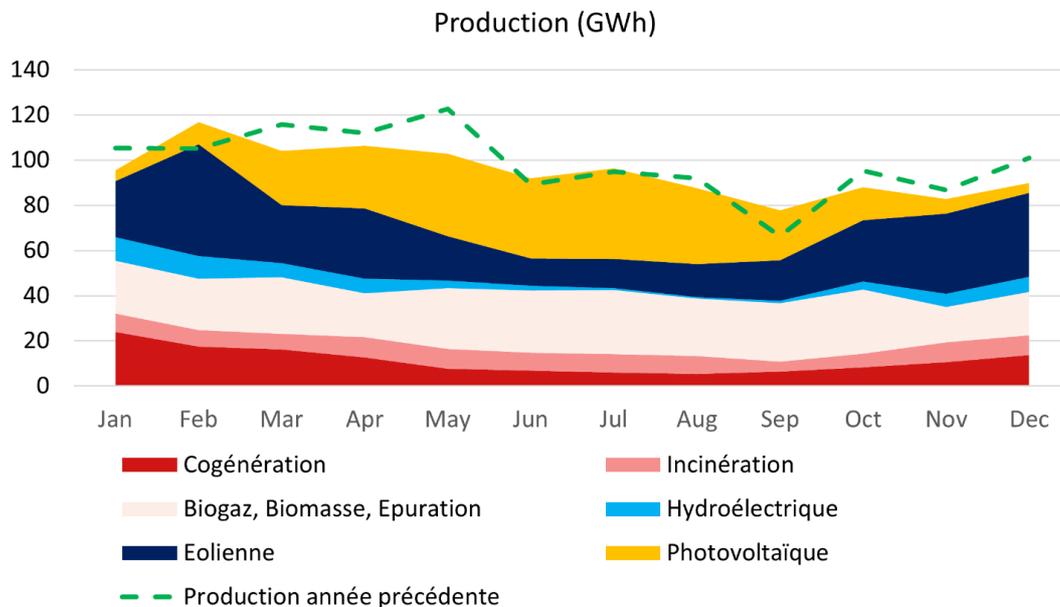


Graphique 8 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2022

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 11 janvier 2022, journée froide, sans vent et avec peu de soleil, font partie des journées les plus critiques pour le système électrique. En 2022, les conditions météorologiques le jour de la pointe nationale de consommation ont permis de couvrir en moyenne 12 % de la consommation au niveau national, contre 22 % en 2021 (le jour de la pointe nationale survenue le 19 janvier). Cette baisse de 10 % entre les moyennes de 2022 et 2021 s’explique par le fait qu’il y avait une production éolienne assez importante le 19 janvier 2021 et assez basse le 11 janvier 2022.

Le Graphique 9 illustre le niveau de la production sur l’année. On constate que les productions d’électricité à partir du biogaz et de la 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 2022, les capacités installées ont permis de couvrir en moyenne 19 % de la consommation, ce qui correspond à une légère hausse par rapport 2021 (18 %). Ce taux de couverture passe par des pointes à 51 % mais aussi par des creux caractérisés par un taux de couverture plus faible, passant parfois sous la barre des 10 %, avec un minimum de 5 %.

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



Graphique 9 : Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2022

Le Tableau 4 présente la production d'électricité injectée dans le réseau par source d'énergie pour les années 2021 et 2022¹⁹. On peut notamment constater qu'en 2022, une hausse importante de 53 % de la production photovoltaïque a permis de compenser une baisse de 44 % de la production hydroélectrique et de 43 % de la production par cogénération sur base de gaz naturel. Cette évolution de la production photovoltaïque s'explique par une augmentation de la puissance installée et les conditions climatiques extraordinaires en 2022. Des températures très élevées et un manque de précipitations pendant la plupart de l'année (surtout pendant l'été) ont eu comme conséquence une année très sèche avec une moyenne annuelle de la durée d'ensoleillement élevée. La baisse de production hydroélectrique s'explique non seulement par la sécheresse, mais aussi par l'inondation de la centrale au fil de l'eau à Rosport en juillet 2021, qui n'a pas encore repris la production. La cogénération sur base de gaz naturel a connu une baisse à cause des prix élevés du gaz naturel pendant la crise et un hiver doux.

Production nationale injectée dans le réseau [GWH]			
Année	2021	2022	Variation
Gaz naturel	173	98	-43%
Hydroélectrique	103	58	-44%
Éolienne	314	312	-1%
Biogaz	61	60	-2%
Photovoltaïque	179	274	53%
Biomasse	285	268	-6%
Incinération de déchets	93	91	-2%
Total:	1 209	1 161	-4%

Tableau 4 : Production d'électricité injectée dans le réseau par source d'énergie en 2021 et 2022

¹⁹ S'agissant uniquement de l'énergie électrique injectée dans le réseau, l'énergie autoconsommée est exclue. Des statistiques sur la production totale et renouvelable d'énergie électrique peuvent être consultées au chapitre 9 des [chiffres clés du marché de l'électricité](#).

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

Le maximum de charge sur le réseau Creos (GRT) a eu lieu le 28 décembre à 11h45, lorsque la somme de la production nationale et de l'importation depuis l'Allemagne a connu son maximum. Cette charge s'élevait alors à 952 MW, dont 158 MW étaient exportés vers la Belgique et 795 MW destinés à la consommation dans la zone Creos.

L'utilisation de l'interconnexion avec la Belgique pendant les moments où les lignes du réseau de transport (Creos) sont les plus chargées ne correspond pas nécessairement à la période de la consommation maximale. En effet, cette interconnexion permet également un transit d'électricité depuis l'Allemagne vers la Belgique – et vice versa selon les conditions – à travers le réseau de transport luxembourgeois.

De manière générale, le niveau et la direction des flux dépendent fortement de la disponibilité des interconnexions et du niveau de la production des centrales raccordées sur les réseaux concernés (Amprion et Elia), notamment de la centrale de pompage-turbinage de Vianden, il est dès lors assez difficile de tirer des conclusions générales sur ces flux.

Par ailleurs, le réseau Sotel a la possibilité de s'approvisionner en France ou en Belgique, c'est ainsi que le réseau Sotel a importé une grande partie de son énergie depuis la Belgique en 2022, réduisant ainsi le niveau des importations depuis la France.

En dehors des événements conjoncturels et particuliers, l'augmentation constante de la charge et la gestion optimale de celle-ci au travers des réseaux font partie des préoccupations des acteurs du secteur. Cette évolution, à laquelle contribuent l'électrification de l'économie, la gestion intelligente des charges et la flexibilité, fait régulièrement l'objet d'exercices prospectifs tels que par exemple le « Scenario Report 2040 » réalisé par Creos²⁰.

La gestion des pointes de charge et de leur volatilité représente un défi, certes considérable, mais qui doit s'envisager comme l'intégration efficace des différents moyens d'action compte tenu de leur mérite, de leur coût et de la valeur ajoutée pour les consommateurs et le système. Il s'agira de mettre en œuvre une vision holistique du secteur et des flux mobilisant tantôt des investissements en infrastructures (production, capacité réseaux, réseaux intelligents), tantôt le recours à la flexibilité mobilisable auprès des consommateurs et des acteurs de marché.

Le facteur principal de dimensionnement des réseaux est la charge maximale, d'où l'importance de trouver des moyens permettant de limiter la croissance des pointes de consommation. Par exemple, inciter les utilisateurs du réseau à déplacer les charges flexibles des périodes où le réseau est fort chargé (le midi et en soirée) vers les périodes moins chargées (par exemple la nuit). Par cette mesure, la charge maximale pourrait être réduite en évitant que beaucoup de personnes chargent leur voiture électrique simultanément le soir, en rentrant du travail.

La flexibilité dans les réseaux de distribution était aussi un des points d'attention lors du développement du cadre législatif européen pour le secteur de l'électricité (Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens »). La Directive 2019/944, prévoit par exemple dans son article 32 que les gestionnaires de réseau de distribution déterminent leurs besoins en flexibilité et procurent cette flexibilité de préférence par des moyens du marché.

Dans le même contexte, l'Institut continue ses réflexions²¹ en vue d'une nouvelle structure pour les tarifs d'utilisation du réseau qui inciterait les clients à adapter leur consommation de manière à permettre le déploiement de nouvelles technologies tout en évitant une surcharge du réseau.

2.1.2.5 QUALITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

2.1.2.5.1 QUALITÉ TECHNIQUE

Le règlement E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité²² fixe que les événements, où 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, planifiées²³ et non-planifiées²⁴, et leurs causes est renseignée dans le Tableau 5 ci-dessous.

²⁰ https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/NEWS/pdf/2020-2023/20230310_Scenario_Report_2040.pdf

²¹ cf Chapitre 1.1.2 détermination des conditions de raccordement et d'utilisation des réseaux

²² <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>

²³ 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.

²⁴ Les gestionnaires de réseau sont chargés de réparer les dégâts causés au réseau suite à des événements imprévus, par exemple les intempéries qui endommagent fortement l'infrastructure.

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

NOMBRE D'INTERRUPTIONS		2018	2019	2020	2021	2022
Interruptions planifiées		540	450	433	685	840
Interruptions non-planifiées	Conditions atmosphériques	9	22	9	32	21
	Force majeure	3	0	3	106 ²⁵	0
	Domage causé par un tiers	247	248	247	348	371
	Cause interne	247	236	247	351	347
	Réseau en amont	2	4	2	2	1
	Réseau en aval	15	31	15	49	83
TOTAL DES INTERRUPTIONS		1095	973	974	1573	1663

Tableau 5 : Nombre et causes d'interruptions

Le nombre total d'interruptions a augmenté par rapport à 2021. Cette augmentation est principalement due aux interruptions planifiées. 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 SAIDI²⁶ et le SAIFI²⁷, dont l'évolution est documentée dans le Tableau 6 suivant²⁸ :

	2018	2019	2020	2021	2022
SAIDI (non-planifié)	23,4	27,3	16,6	13,9	20,6
SAIFI (non-planifié)	0,31	0,35	0,26	0,33	0,39

Tableau 6 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2022 de 20,6 minutes par année et par point de raccordement. Il convient de noter que la durée d'interruption au Luxembourg reste basse comparée à la moyenne européenne²⁹.

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2022 de 0,39 interruptions par année et par point de raccordement. L'augmentation du SAIDI indique que les interruptions ont en moyenne impacté les consommateurs pour une durée plus longue qu'en 2021. En même temps, la fréquence d'interruption au point de raccordement est également plus élevée qu'en 2021.

Les GRDs indiquent que l'ensemble des 840 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. 823 interruptions sont qualifiées comme non-planifiées. En 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.

2.1.2.5.2 QUALITÉ DE SERVICE

En vertu de ses missions légales, l'Institut a mis en place un suivi de certains indicateurs de qualité de service des GRDs. Le règlement E15/60/ILR du 18 décembre 2015 déterminant les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service de l'électricité forment la base pour ce monitoring.

²⁵ Nombre élevé causé entre autres par l'inondation en juillet 2021

²⁶ System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

²⁷ System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

²⁸ 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.

²⁹ 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply

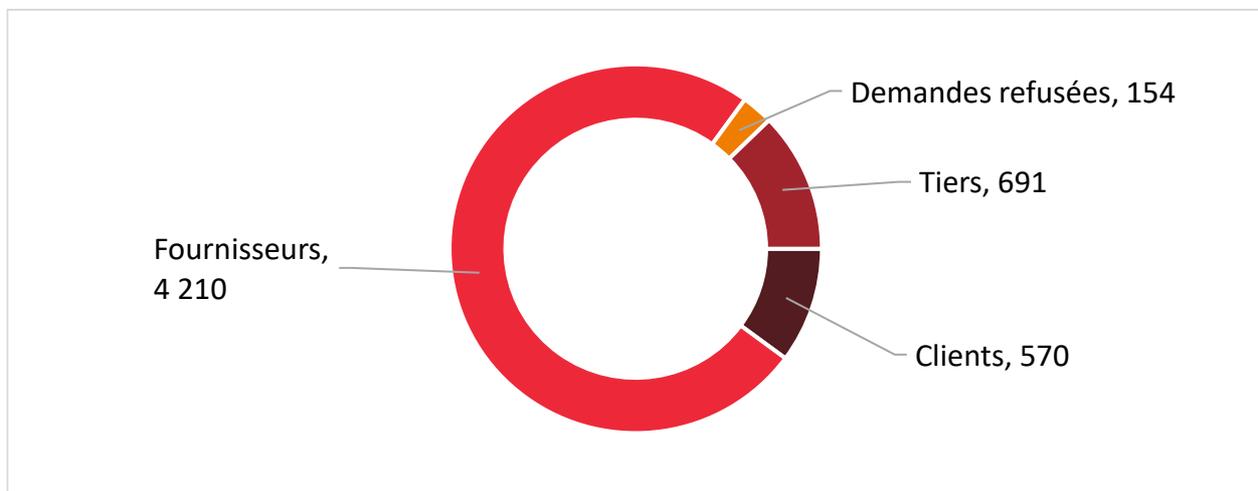
<https://www.ceer.eu/documents/104400/7324389/7th+Benchmarking+Report/15277cb7-3ffe-8498-99bb-6f083e3ceecb>.

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

En ce qui concerne le traitement des demandes de raccordement, l'Institut constate qu'avec une diminution de 7 % du nombre total de ces demandes, le pourcentage de demandes de raccordement n'ayant pas été satisfaites dans les délais prescrits a diminué de 48 % par rapport à 2021. Pour 56 des 2 349 demandes (2,4 %), le traitement initial du dossier n'a pas été effectué dans les 10 jours ouvrables (contre 4,9 % d'un total de 2 195 demandes en 2021), alors que 1,4 % des raccordements en basse tension n'ont pas été finalisés endéans les 30 jours (contre 0,5 % en 2021). Bien que ces taux restent très bas, l'Institut va continuer à observer la situation afin de s'assurer que les clients au Luxembourg profitent d'une qualité de service optimale.

En 2022, un total de 5 625 demandes de données de consommation a été adressé aux GRDs, ce qui signifie une multiplication par 7,5 du nombre de demandes par rapport à 2021 (658). 154 demandes ont été refusées.

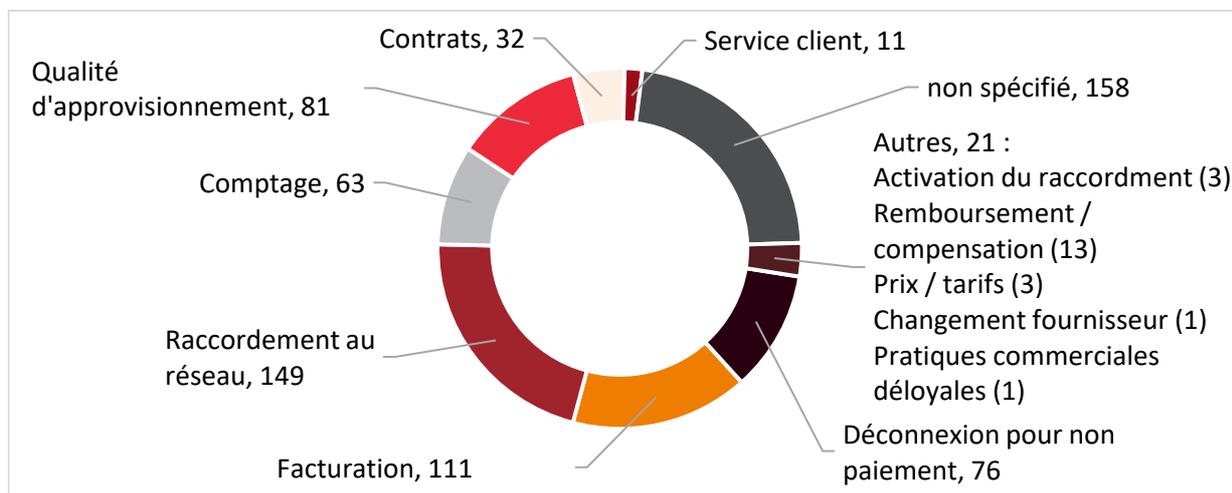
Comme le montre le Graphique 10, la majorité de ces demandes (77 %) proviennent de fournisseurs alors que 10 % émanent directement de clients et 13 % de tiers, par exemple des conseillers en énergie.



Graphique 10 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur

Les GRDs indiquent avoir reçu 702 réclamations au cours de l'année 2022. Ces réclamations se répartissent sur toute une panoplie de sujets comme illustré au Graphique 11 ci-dessous. L'Institut constate que 45 % 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 de la part des GRDs.

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



Graphique 11 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause

2.1.2.6 ÉNERGIES RENOUVELABLES

2.1.2.6.1 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 directive 2018/2001 prévoit que les installations avec une capacité électrique inférieure ou égale à 10,8 kW doivent être raccordés au réseau à la suite d'une simple notification au gestionnaire de réseau de distribution³⁰.

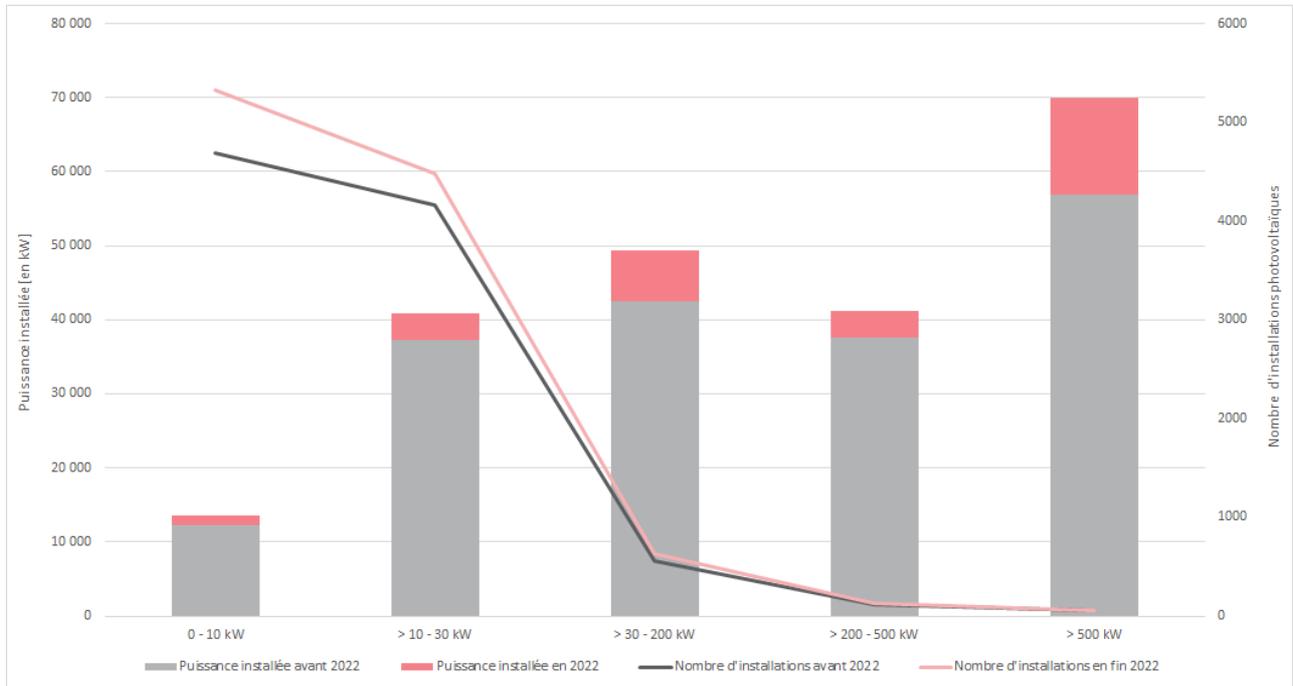
L'article 19 (2bis) de la Loi Électricité garantit l'accès au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau ; l'article 19 (3) dispose également que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas refuser l'accès à leur réseau à un producteur d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, même dans le cas où un renforcement du réseau deviendrait nécessaire suite à ce raccordement. En outre, le règlement 943/2019 prévoit un appel prioritaire pour les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables et ayant une puissance électrique installée inférieure à 400 kW.

Suite à l'augmentation au 1^{er} janvier 2019 des tarifs d'injection pour les installations photovoltaïques, on constate une forte reprise du côté des petites installations. Depuis octobre 2020, toute personne peut désormais bénéficier d'un tarif d'injection pour les centrales solaires d'une capacité entre 30 et 200 kW alors qu'avant cette date, cette catégorie était ouverte exclusivement aux sociétés coopératives et aux sociétés civiles immobilières. Pour les centrales avec autoconsommation et une capacité installée jusqu'à 30 kW, un régime de soutien additionnel a été introduit en avril 2022 sous forme d'un subside à l'investissement à hauteur de 50 % des frais d'acquisition réels ; ce montant a ensuite été augmenté à 62,5 %, à condition que le système PV correspondant ait été commandé en 2023 et sera facturé au plus tard en 2025. Au niveau des grandes installations, l'augmentation s'explique principalement par les réalisations des centrales issues des appels d'offres de l'État.

Le Graphique suivant montre les capacités photovoltaïques existantes avant 2022 (le nombre d'installations et la puissance totale correspondante en kW sont illustrés en gris) ainsi que les nouvelles capacités photovoltaïques mises en service au courant de l'année 2022 (ligne et rayon rouges) par catégorie de puissance installée.

³⁰ Le seuil de capacité est porté à 30 kW suite à l'entrée en vigueur de la loi du 9 juin 2023.

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



Graphique 12 : Capacités Photovoltaïques mise en service au cours 2022

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

Le Tableau 7 suivant renseigne sur le nombre des demandes de raccordements et des mises en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables pendant l'exercice 2022.

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 geoportail.lu.

	PHOTOVOLTAÏQUE		ÉOLIENNE		HYDRO-ÉLECTRICITÉ		BIOMASSE <i>BOIS DE REBUT</i>		BIOGAZ	
	Nombre	Puissance installée ³¹	Nombre ³²	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée
Demandes de raccordement en 2022	2.576	259.538	27	162.660	1	55	1	215	2	200
Mises en service en 2022	1.053	38.243	5	29.406	0	0	3	1.501	0	0

Tableau 7 : Demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité

En 2022, 2.606 nouvelles demandes de raccordement ont été faites auprès des cinq GRDs, ce qui est presque le double par rapport à l'année précédente (1.366 demandes en 2021). La puissance totale correspondante à ces demandes (422.658 kW) est, avec 259.528 kW pour les centrales photovoltaïques, 162.660 kW pour les éoliennes et 470 kW pour des autres technologies (hydroélectricité, installations de biomasse et de biogaz), de 80% supérieure qu'en 2021 (235.182 kW).

Le nombre de nouvelles centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique en 2022³³ s'élève à 1.053, en diminution par rapport au nombre de centrales raccordées en 2021 (1.304), tandis que la puissance totale de 38.243 kW des centrales photovoltaïques mises en service en 2022 correspond à moins de la moitié de ce qui avait été installé en 2021 (91.321 kW). On peut en conclure qu'en 2022, non seulement beaucoup moins de systèmes photovoltaïques ont été installés qu'en 2021, mais aussi que leur puissance moyenne était nettement inférieure. Cette baisse s'explique notamment par le nombre élevé d'installations photovoltaïques d'une capacité entre 30 et 200 kW connectées au réseau en 2021 due au fait que depuis octobre 2020, toute personne peut bénéficier d'un tarif d'injection pour les centrales solaires d'une capacité entre 30 et 200 kW alors qu'avant cette date, cette catégorie était ouverte exclusivement aux sociétés coopératives et aux sociétés civiles immobilières.

Également durant l'année 2022, 5 installations d'éoliennes ont été mises en service en 2022 avec une puissance totale de 29.406 kW contre 1 seule installation en 2021, qui avait toutefois une puissance de 3.500 kW.

À noter encore qu'une centrale de cogénération au gaz naturel avec une puissance de 3.300 kW a été mise en service fin 2022.

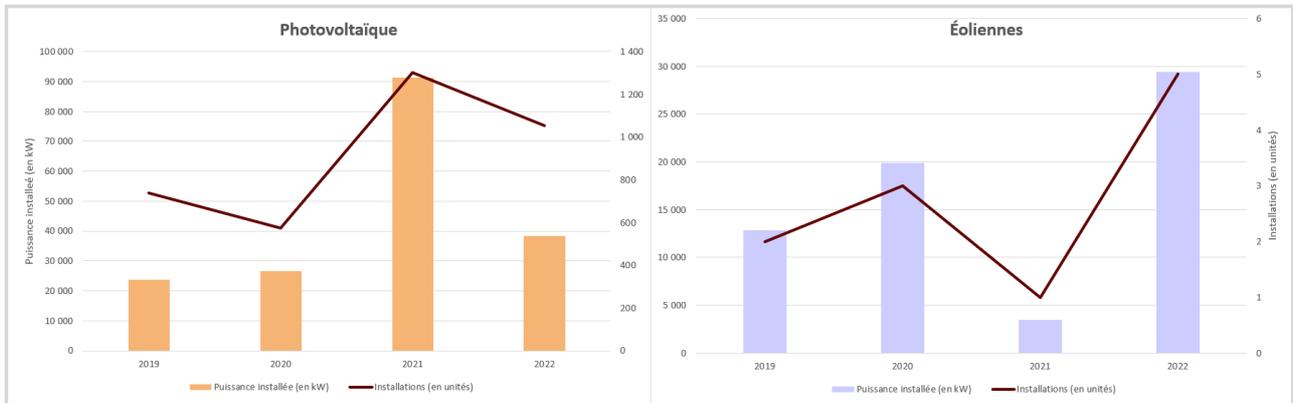
Le Graphique 13 illustre l'évolution des réalisations en matière d'unités et de puissance respective pour les nouveaux systèmes PV et pour les nouvelles éoliennes de 2019 à 2022.

³¹ En kW.

³² Une « installation » peut être composée de plusieurs unités, c.-à-d. un parc éolien peut être alimenté par plusieurs éoliennes.

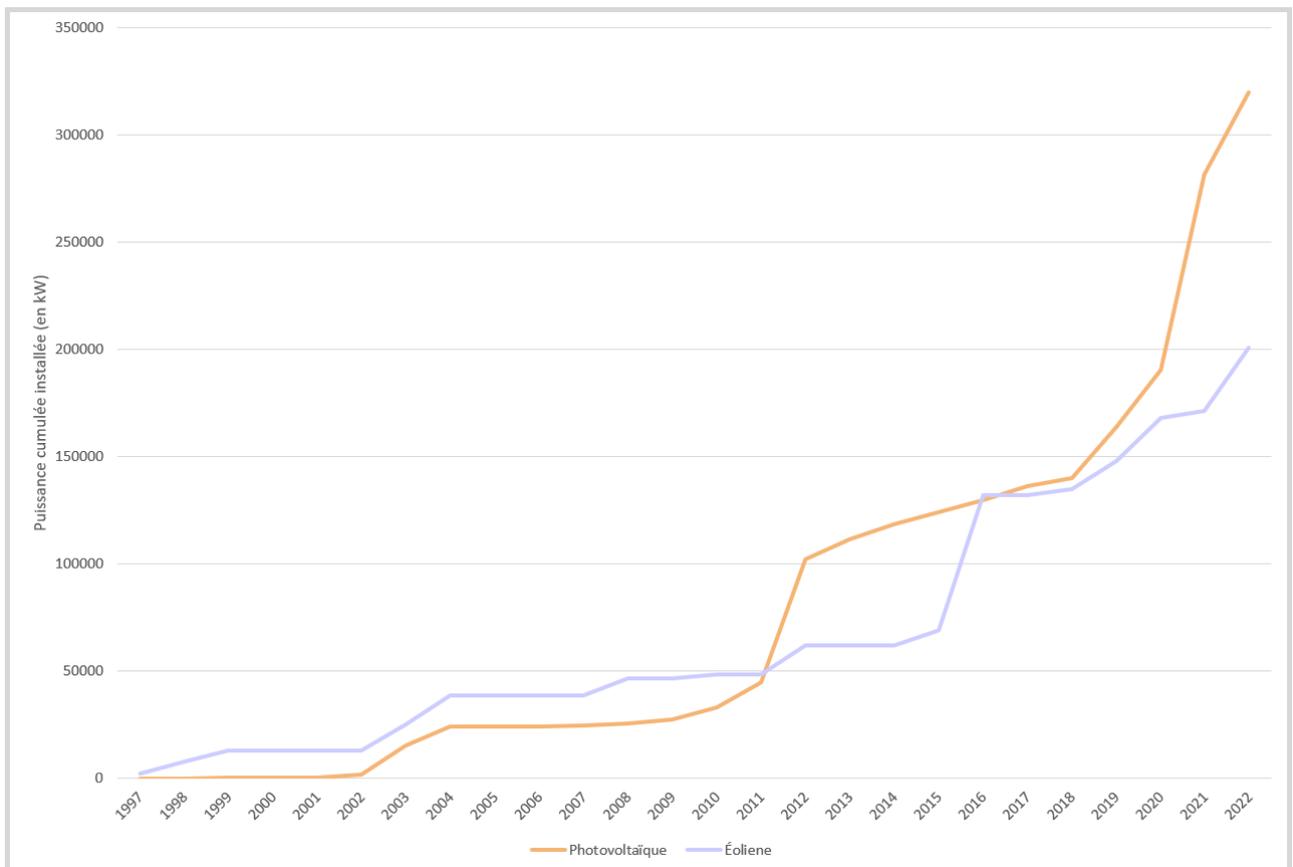
³³ Les chiffres des centrales de production, présentés dans ce rapport, sont fournis à l'Institut par les GRD via une plateforme informatique (« RNCIP »). Il arrive que les GRD mettent à jour ou corrigent les données respectives au fil du temps. Dans le présent rapport, l'Institut se réfère aux informations dont il disposait à la date de publication ; des écarts mineurs par rapport aux publications précédentes de l'Institut ne peuvent donc pas être exclus.

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



Graphique 13 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes

Le Graphique 14 montre l'évolution de la capacité totale installée pour les technologies photovoltaïque et éolienne depuis la fin du siècle dernier.



Graphique 14 : Évolution de la capacité totale installée³⁴ pour les technologies photovoltaïque et éolienne

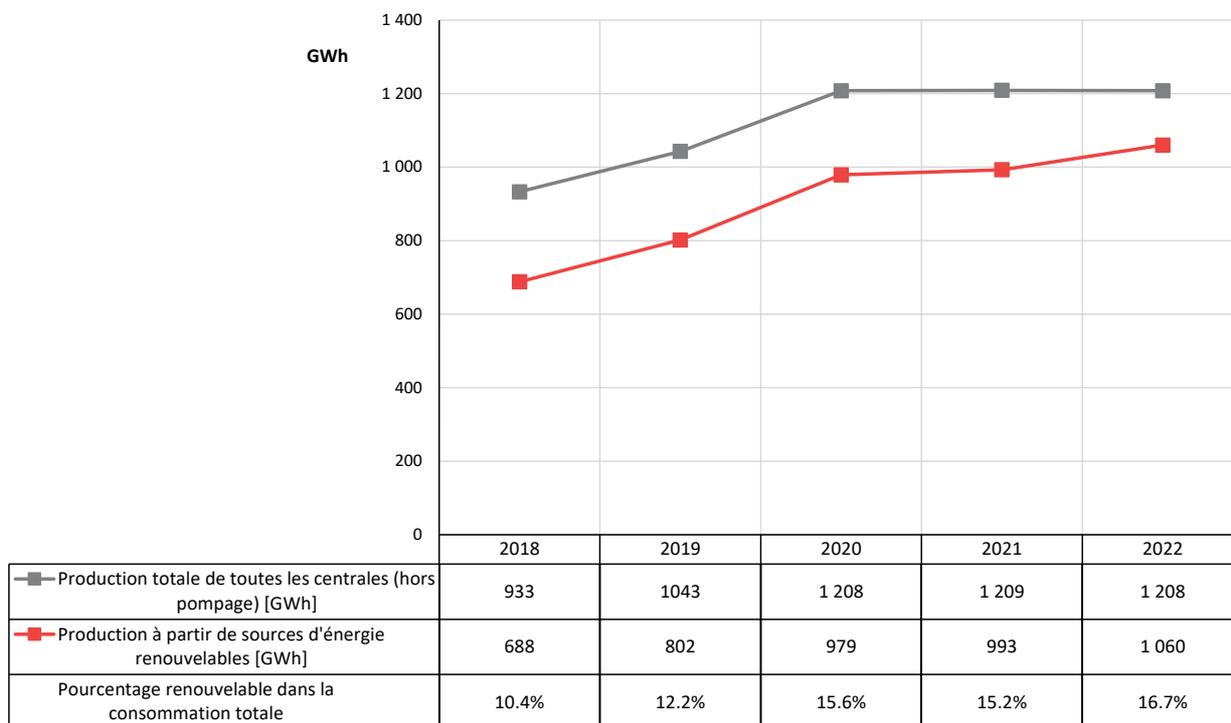
³⁴ Le graphique contient toutes les installations effectuées jusqu'à présent, y compris celles qui ont depuis été mises hors service.

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

2.1.2.6.2 PRODUCTION À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables s'élève à 1 060 GWh en 2022 (en hausse de 6,7% par rapport à 2021), ce qui correspond à 16,7% de la consommation nationale. Cette hausse de 6,7% est principalement due à la production PV. La production renouvelable en 2022 a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles, et représente 88% de la production totale en 2022.

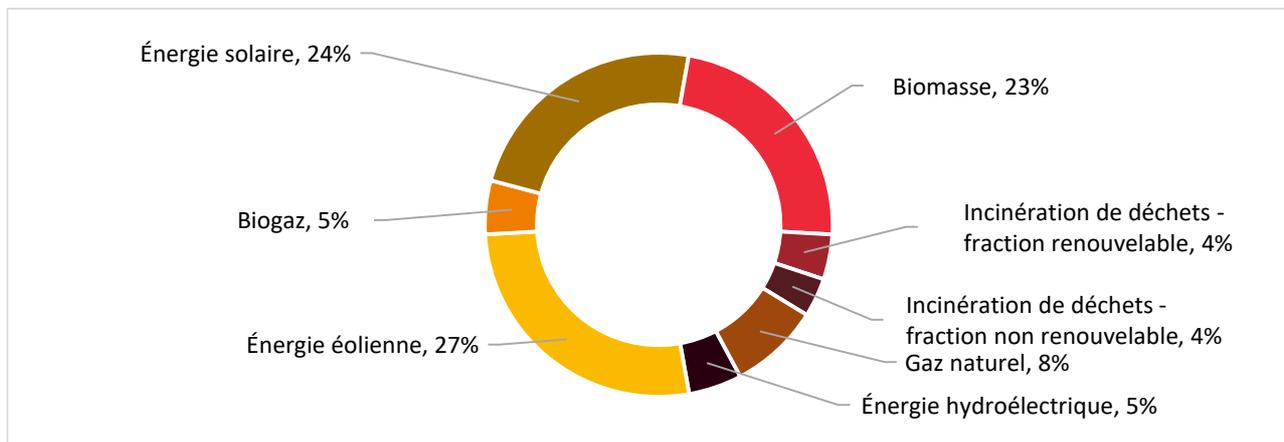
PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



Graphique 15 : 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 27% à la production nationale. L'énergie solaire contribue à hauteur de 24% à la production nationale, suivie de près par l'énergie à partir de la biomasse ou du bois de rebut qui contribue à hauteur de 23%. 8% 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 16 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité

2.1.2.7 APPEL D'OFFRES POUR CENTRALES DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUES

Le 31 octobre 2022 le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a lancé un appel d'offres en vue d'obtenir une aide à l'investissement pour la réalisation et l'exploitation de centrales PV visant à soutenir l'autoconsommation de l'électricité produite auprès des entreprises³⁵. L'appel d'offres était divisé en trois lots et disposait d'un budget total de 30 millions d'euros (10 millions d'euros par lot). On peut déduire des résultats que 85 projets de 75 entreprises avec une puissance totale de 46,34 MW ont été retenues dans le cadre de cet appel d'offres et que les taux d'intensité de l'aide sont bien en-dessous des taux maximaux. Ainsi les projets retenus représentent un investissement de 44,4 millions d'euros par les entreprises, et sont soutenus par des aides à l'investissement d'un montant total de 16,1 millions d'euros (correspondant à 53,75 % du budget total).

Le 22 octobre 2022 le ministère a lancé un appel d'offres pilote portant sur la réalisation et l'exploitation de centrales solaires agrivoltaïques (« agri-PV ») au Luxembourg³⁶ couvrant un volume total de 50 MW. La date limite de dépôt des offres étant le 1^{er} août 2023, il n'y a pas encore de résultats disponibles au moment où ce rapport est publié.

Depuis 2018, le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions lance régulièrement des appels d'offres pour des nouvelles installations PV d'une puissance supérieure à 200 kW au Luxembourg. Le 3 décembre 2022, le ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du Territoire a lancé un cinquième appel d'offres³⁷ portant sur un volume total de 55 MW dont uniquement 5,86 MW (≈ 10,7 %) ont été attribués. Les raisons de ces attributions nettement en-dessous de l'offre peuvent être multiples : il peut s'agir notamment de plafonds tarifaires trop bas ou d'une promotion insuffisante de l'appel d'offres. Cela peut aussi être lié au fait que les deux autres appels d'offres mentionnés ci-dessus ont été lancés pendant la même période et que la puissance attribuée (46,34 MW) dans le cadre de l'appel d'offre pour l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque témoigne de la préférence des entreprises pour ce type de soumission.

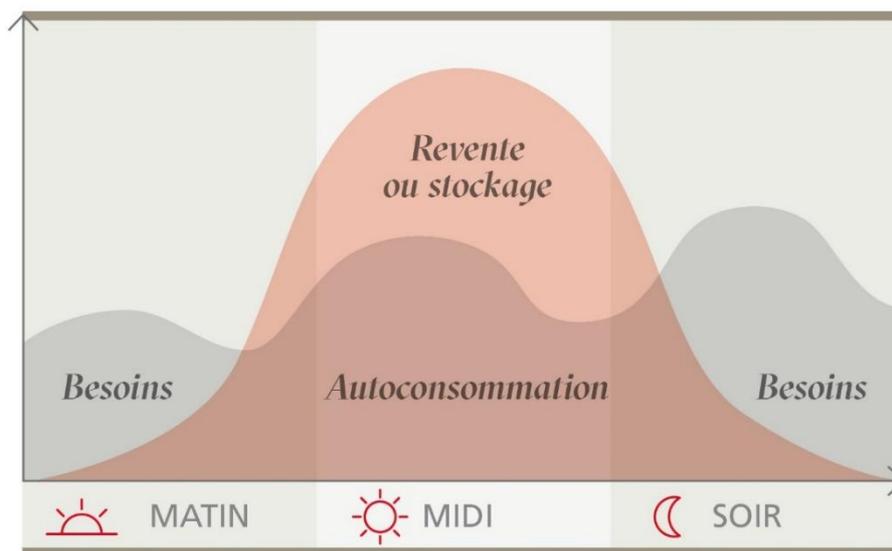
³⁵<https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/actualites/2023/06-juin/06-fayot-turmes-appel-projets-photovoltaique/appel-offres-autoconsommation.pdf>

³⁶<https://guichet.public.lu/dam-assets/catalogue-pdf/appel-offres-electricite/appel-offre-agripv.pdf>

³⁷<https://guichet.public.lu/dam-assets/catalogue-pdf/energie/appel-offre/apercu-ao-pv5.pdf>

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

2.1.2.8 AUTOCONSUMMATION ET PARTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ



Graphique 17 : Effets désirés de l'autoconsommation

Au niveau national, une étape a été franchie avec la loi du 3 février 2021 modifiant la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Cette loi introduit les notions d'autoconsommation, aussi bien individuelle que collective, ainsi que la communauté énergétique renouvelable. Ces notions visent à rendre possible le partage de l'électricité produite localement, en particulier entre occupants d'un même bâtiment. Concernant le concept d'autoconsommation, il est précisé que l'autoconsommateur d'énergies renouvelables est dorénavant autorisé, à titre individuel ou par l'intermédiaire d'agrégateurs, de stocker ou de vendre la production excédentaire d'électricité renouvelable, le cas échéant via un fournisseur ou par accord d'achat d'électricité renouvelable, sous réserve que l'autoconsommateur assure alors la fonction de responsable d'équilibre.

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 citoyen 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. Ainsi, en 2022, une économie d'environ 17 ct / kWh autoconsommé a pu être réalisée, soit une économie supérieure au tarif d'injection réglementé qui est applicable pour les nouvelles installations de production d'électricité.

En 2022, les exploitants des nouvelles installations photovoltaïques ont massivement adopté l'autoconsommation : près de 76 % des nouvelles installations photovoltaïques ont choisi le l'autoconsommation comme mode d'exploitation (14,7% en 2021), portant le nombre d'installations fonctionnant en mode autoconsommation à 1257 au 31 décembre 2022 (contre 307 au 31 décembre 2021).

Le succès de l'autoconsommation résulte de la sensibilisation accrue des citoyens 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'un subside 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. Due au fait que ce montant a ensuite été augmenté à 62,5 %, à condition que le système PV correspondant ait été commandé en 2023 et sera facturé au plus tard en 2025, le pourcentage d'installations photovoltaïques choisissant le mode autoconsommation a encore augmenté à 91 % entre le 01 janvier 2023 et le 01 juillet 2023. Signalons également que les installations photovoltaïques existantes peuvent également changer vers le mode autoconsommation, sans frais additionnels, en contactant leur gestionnaire de réseau. Creos offre le changement vers le mode autoconsommation en ligne dans leur espace client.

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

Des statistiques plus détaillées sur le nombre des centrales de production en mode autoconsommation sont illustrées au Tableau 8. Parmi les 10.880 centrales de production, en service au 31 décembre 2022, 1.257 fonctionnaient en mode « autoconsommation »³⁸ (contre 307 en 2021), dont 8 installations de cogénération, 3 installations hydroélectriques ainsi que 1.238 installations PV. Parmi ces 1.257 centrales en mode autoconsommation, 845 bénéficient de tarifs d'injection garantis pour la production d'électricité injectée sur le réseau de distribution.

Technologie de production / Source d'énergie	Nombre total de centrales	Puissance installée [MW]	Nombre d'auto-consommateurs	Production injectée dans le réseau [GWh]	Production autoconsommée [GWh]
Gaz naturel	107	81	8	98	0
Hydroélectrique	32	34	3	58	6
Éolienne	68	166	2	312	0
Biogaz	25	11	3	59	1
Photovoltaïque	10 639	317	1 238	274	2
Biomasse	8	36	2	268	20
Incinération de déchets	1	17	1	91	19
TOTAL	10 880	661	1 257	1 160	48

Tableau 8 : Production d'électricité par source d'énergie

Un 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 :

- avec d'autres consommateurs dans le même bâtiment moyennant conclusion de la convention AERC (autoconsommateur d'énergie renouvelable agissant de manière collective) avec le gestionnaire de réseau de distribution, également possible en moyenne et haute tension ,
- avec d'autres consommateurs dans le même quartier (la même boucle BT), moyennant création d'une communauté d'énergie renouvelable (CER) avec personnalité juridique propre et convention CER à conclure avec le gestionnaire de réseau de distribution,
- avec d'autres consommateurs à travers tout le pays à partir de juin 2023

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.

Également l'électricité renouvelable partagée n'est soumise à aucune charge ou redevance : ni le tarif d'utilisation du réseau, ni la contribution au mécanisme de compensation ou la taxe électricité ne sont appliquées à l'électricité partagée.

Le Règlement ILR/E21/32 du 20 septembre 2021³⁹ 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 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

³⁸ Selon les informations enregistrées par les GRDs électricité dans le « Registre national des centrales de production d'énergie » (RNCP) en date du 18 juillet 2023.

³⁹ <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2021/09/20/a689/jo>

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

à chaque POD en fonction de sa 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.

2.1.2.9 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 du marché automatisé.

La communication de marché automatisée dans le secteur de l'électricité fonctionne depuis fin 2017. Les modalités en sont définies par le règlement ILR/E17/55 du 3 octobre 2017 portant fixation des modalités pratiques et procédurales relatives aux échanges électroniques et automatisés de données et de messages entre acteurs du marché. Ce règlement encadre aussi la coordination entre les GRDs et les autres acteurs du marché en ce qui concerne l'évolution des procédures de communication de marché.

Depuis la mise en œuvre en 2017, les modalités décrites dans le document « Modell der Marktkommunikation Strom für Luxemburg » (MdMS), étant annexé et faisant partie intégrante du règlement précité, ont été revues à plusieurs reprises. Ces modifications ont introduit des améliorations de processus de communication et des nouvelles fonctionnalités. En 2022, la version MdMS 3.4 est entrée en vigueur par le règlement ILR/E22/12 du 21 juin 2022 remplaçant l'annexe du règlement modifié ILR/E21/36 du 19 octobre 2021 portant fixation des modalités pratiques et procédurales relatives aux échanges électroniques et automatisés de données et de messages entre acteurs du marché.

L'Institut continue à suivre de près le travail du comité de pilotage de la communication de marché, qui continue à développer les procédures. Les dernières évolutions concernent la mise en application de la Loi Électricité au niveau de la fourniture par défaut et de la fourniture du dernier recours, l'introduction des procédures liées au partage de l'électricité avec notamment la notion de Groupe de Partage permettant d'organiser l'autoconsommation et le partage d'énergie, et finalement l'introduction d'une section dédiée au calcul des décomptes d'allocation d'énergie.

2.1.2.10 LE RÉSEAU INTELLIGENT

Le déploiement du système de comptage intelligent est prescrit par la Loi Électricité et prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1^{er} juillet 2016 »⁴⁰ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité⁴¹. En électricité, cet objectif a été atteint avec un taux d'installation de 98,5 % au 31 décembre 2022.

Cependant, pour qu'un compteur Smarty soit qualifié d'être « intelligent », il faut qu'il soit - après son installation physique sur site - en mesure de transmettre au gestionnaire de réseau les valeurs quart-horaires du point de prélèvement respectivement du point d'injection à mesurer.

À cet effet, le compteur électrique communique généralement via la ligne électrique du gestionnaire de réseau avec un « concentrateur de données », qui collecte les courbes de charge d'un maximum de 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 collectionnées et corrigées (si nécessaire, en cas de valeurs manquantes).

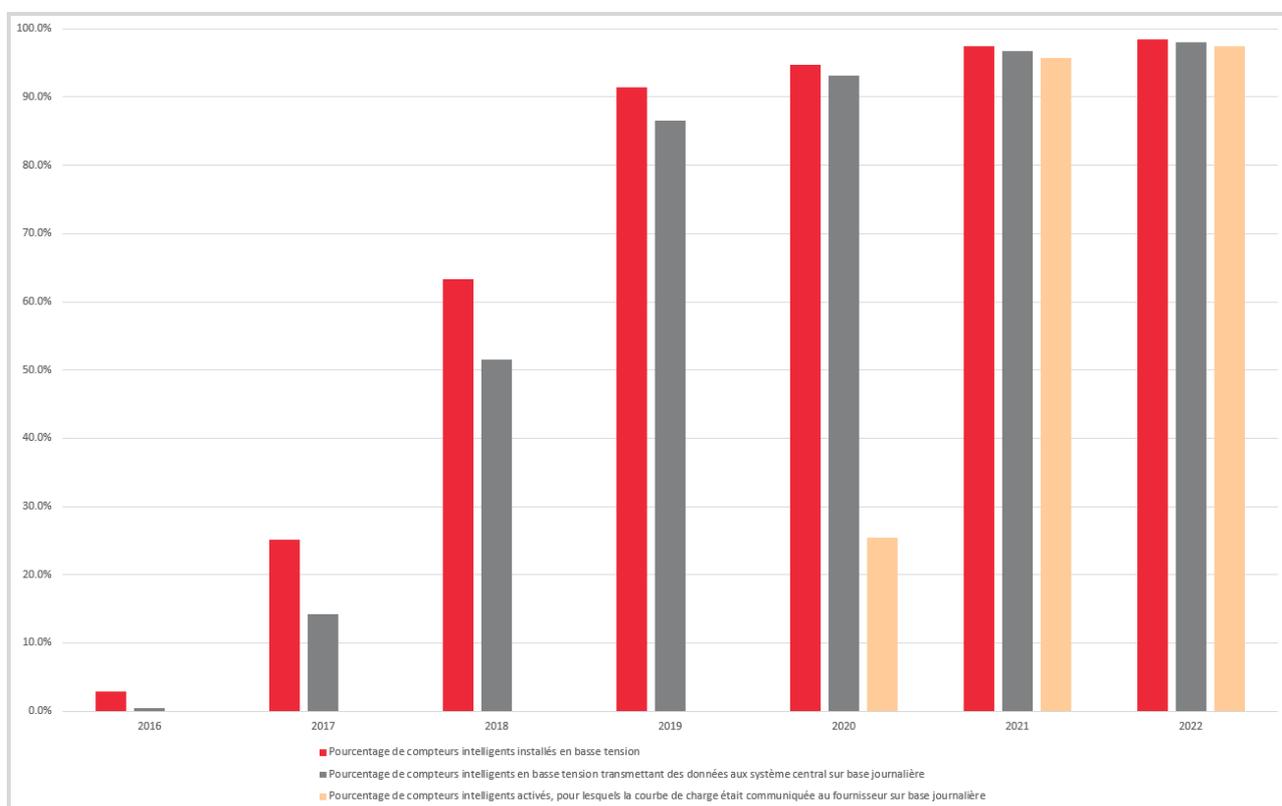
Si le gestionnaire de réseau est en mesure de recevoir et d'envoyer les valeurs quart-horaires d'un compteur électrique de manière entièrement automatique au quotidien, on parle de « compteur communicant ». Avec la réception quotidienne de ces informations granulaires, le gestionnaire de réseau peut alors effectuer des analyses encore plus précises concernant l'état du réseau et faire de meilleures prévisions de charge.

⁴⁰ Selon les lois du 1 août 2007 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

⁴¹ 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

On parle de « compteur activé » lorsque la relève des données quarts-horaires est fiable de sorte que le gestionnaire de réseau les transmette au fournisseur sur base quotidienne. Les données quart-horaires sont alors utilisées pour déterminer les bilans d'équilibre du responsable d'équilibre au lieu des 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.



Graphique 18 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité

Au 31 décembre 2022, 99,53 % des 326.320 compteurs en basse tension ont pu transmettre leurs données de consommation quart-horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif ; pour 99,53 % des compteurs activés, la courbe de charge était communiquée au fournisseur sur base journalière. Dès lors, il est maintenant aisé pour le consommateur d'accéder à ces données de consommation quart-horaires, ceci généralement à travers les portails clients des sites internet des fournisseurs et gestionnaires de réseau.

Depuis 2021, les gestionnaires de réseau commercialisent, sous la désignation « Smarty + », un dispositif qui peut être connecté directement au compteur électrique intelligent et qui permet ainsi au consommateur, 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 souhaite, ces 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.

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

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 notre 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-E⁴² 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 de marchés 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 sont en train de planifier les investissements au niveau des sous-stations et de la distribution. 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 trajets 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.

En 2022, ceci s'est concrétisé au travers une stratégie du smart grid dans le cadre de laquelle Creos se dote d'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 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 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. Le deuxième axe concerne l'infrastructure de télécommunication permettant de transmettre et de mobiliser de toutes ces informations en temps réel. Le troisième axe concerne le développement de l'écosystème applicatif permettant l'analyse, la prédiction, l'automatisation et l'action à distance. Citons par

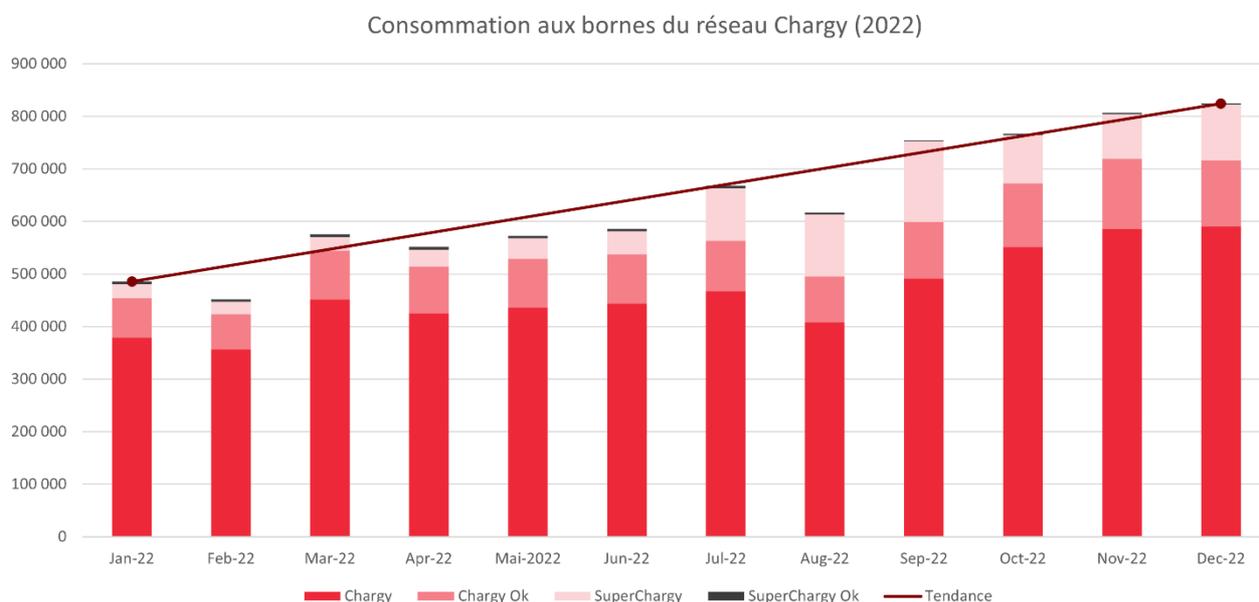
⁴² Source : https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy_en#:~:text=On%2023%20June%202022%2C%20the,technologies%20into%20the%20energy%20system.

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

exemple, entre autres, les applications⁴³ Gridscope, GridMap, GridFlex, et Alva 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).

2.1.2.11 LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

En 2016, les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont commencé le déploiement d'une infrastructure commune de bornes de charge publiques pour véhicules électriques. Cette mission leur a été attribuée par la loi. Le Graphique 19 illustre la consommation électrique mensuelle au cours de l'année 2022 aux bornes de recharge du système central « Chargy », lequel 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 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 et sont accessibles avec la « mKaart », le badge RFID du système central Chargy. On constate que la consommation a augmenté de façon linéaire de 486 MWh en janvier jusqu'à 824 MWh en décembre. La consommation totale pendant l'année a plus que doublé en passant de 3 669 MWh en 2021 à 7 661 MWh en 2022, dont 5 587 MWh ont été consommées aux bornes du type Chargy, 1 180 MWh aux bornes du type Chargy Ok, 844 MWh aux bornes du type SuperChargy et 48 MWh aux bornes du type SuperChargy Ok. L'énergie totale consommée correspond à une distance parcourue d'environ 51 073 000 km. Au jour de la publication du présent rapport, 13 fournisseurs de service de charge⁴⁴ étaient enregistrés auprès du système « Chargy ». En-dehors de ces chiffres, l'Institut regrette l'absence d'un registre de bornes ouvertes au public, de même que l'absence d'informations centralisées concernant les prix du service de recharge proposé sur les bornes en question.



Graphique 19 : Consommation mensuelle aux bornes du réseau Chargy en 2022

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

⁴³ <https://www.nexxtlab.lu/gridscope-module/>, <https://www.nexxtlab.lu/gridmap-module/>, <https://www.nexxtlab.lu/gridflex-module/>, <https://datathings.com/alva/references-creos-deploy.html>

⁴⁴ Source : <https://chargy.lu/de/#home-intro>

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

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 2023 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité⁴⁵ a transposé cette Directive en droit national et prévoit une procédure de consultation publique laquelle est organisée au moins tous les cinq ans pour évaluer s'il existe un intérêt réel et sérieux de reprendre l'infrastructure de charge publique existante. Dans ce contexte, le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a effectué fin 2021 une consultation publique afin d'évaluer l'intérêt des acteurs du marché de l'électromobilité à reprendre l'infrastructure de charge publique pour véhicules électriques du Luxembourg et à la gérer dans le cadre d'une concession de service public.

La consultation s'est terminée le 18 janvier 2022 avec le retour de 3 acteurs du marché⁴⁶ qui ont manifesté leur intérêt explicite pour la reprise et la gestion de l'infrastructure de charge. Le résultat de cette consultation étant positif, il y aurait lieu de lancer 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.

En attendant cette procédure, les coûts de l'infrastructure de charge publique ont été sortis des tarifs d'utilisation du réseau et séparés en comptabilité des gestionnaires de réseau avec effet au 1^{er} janvier 2022. En contrepartie, le propriétaire de l'infrastructure de charge publique 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 2022⁴⁷ relative au régime d'aides en faveur des entreprises investissant dans des infrastructures de charge pour véhicules électriques.

Le nombre de points de recharge domestiques (sur des emplacements privés) a presque doublé, en passant de 2 081 en 2021 à 3 988 en 2022.

Un premier appel à projets se basant sur la loi du 26 juillet 2022⁴⁸ a été lancé par l'État du 30 juillet 2022 au 30 septembre 2022 et visait à aider financièrement les entreprises qui déploient des bornes de charge pour véhicules électriques, dont la capacité de charge est au moins égale à 175 kW. Ainsi, 29 projets répartis sur l'ensemble du territoire luxembourgeois ont été retenus. Le montant total de l'aide accordée par l'État est de plus 4,5 millions d'euros pour un total de 672 bornes subventionnées⁴⁹, dont 510 bornes privées, 20 accessibles au public durant les heures d'ouverture du parking de l'entreprise et 142 accessibles au public 24h/24 et 7j/7. La capacité de charge totale de ces bornes est de 25 847 kW.

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 2022 est fixée par le 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 et abrogeant le règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016.

Le règlement E16/14/ILR du 14 avril 2016 fixe les modalités de détermination des coûts et les mesures incitatives liées au déploiement du système de comptage intelligent dans les deux secteurs, électricité et gaz naturel. Les dispositions de ce règlement permettent de vérifier l'avancement du déploiement ainsi que l'atteinte des objectifs fixés par la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, à savoir un déploiement dans le calendrier indiqué et à des coûts raisonnables. Les coûts du déploiement sont donc pris en compte lors de la détermination du revenu maximal autorisé des gestionnaires de réseau de distribution. Ce règlement a été abrogé le 31 décembre 2022 après le décompte du déploiement des compteurs intelligents.

L'Institut souligne que le règlement ILR/E20/22 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.

⁴⁵ Source : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1117.pdf>

⁴⁶ Source : <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electromobilite/em-rapport-consultation-reprise-gestion-icp.pdf>

⁴⁷ Source : <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2022/07/26/a395/jo>

⁴⁸ Source : <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2022/07/26/a395/jo>

⁴⁹ Source : https://gouvernement.lu/fr/actualites/toutes_actualites/communiqués/2022/10-octobre/27-bornes-de-charges.html

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

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'électricité⁵⁰.

Dans un 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 éclairés dans les sous-chapitres suivants. 2021 fut la première année de la période de régulation 2021-2024. La nouvelle méthodologie incorpore des éléments favorisant la transition énergétique, les réseaux intelligents ainsi que la digitalisation.

2.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

De manière générale, la méthodologie tarifaire du règlement ILR/E20/22 reste 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 ILR/E20/22 passe en revue et définit les différentes composantes qui permettent de déterminer les coûts d'utilisation du réseau. Une distinction peut être faite entre des coûts, liés directement aux investissements réalisés par les gestionnaires de réseau, les coûts liés à l'exploitation du réseau, ainsi que des ajustements apportés via le compte de régulation ou le facteur qualité.

Au niveau des investissements, l'augmentation des seuils pour les projets d'investissement individuels et la définition du cadre ordinaire ont pour objectif de réduire la charge administrative des gestionnaires de réseau en limitant le nombre de projets à traiter. Pour ces projets d'envergure, le règlement prévoit des incitations financières qui se traduisent en bénéfice supplémentaire pour le gestionnaire de réseau en cas de dépassement des objectifs fixés ex-ante, en termes de coûts et de durée de réalisation du projet en question. En revanche, le dépassement du budget prévisionnel, respectivement de la durée de réalisation du projet, peut entraîner des pénalités pour les gestionnaires de réseau.

Dans le contexte de numérisation des réseaux électriques pour constituer des réseaux intelligents, un cadre réglementaire spécifique encadre les projets d'investissement informatiques.

La rémunération des investissements est réalisée par l'intégration des amortissements et de la rémunération des capitaux dans le revenu autorisé. Le calcul des amortissements repose sur la méthode linéaire et sur base des coûts évalués à leur valeur d'acquisition historique. La rémunération des capitaux représente le coût du capital engagé dans les infrastructures du réseau. Le règlement ILR/E20/22 définit le principe du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) comme base de cette rémunération. L'Institut souligne que la cyclicité dans le développement des taux d'intérêts exige l'application cohérente dans le temps d'une même méthodologie choisie, puisque les variations s'équilibrent au fil du temps. Le maintien de la méthodologie est dès lors indispensable pour éviter des effets non désirables pour les utilisateurs du réseau ou les gestionnaires de réseau.

Le CMPC nominal avant impôts est fixé à 4,81% pour cette période de régulation. La détermination de ce taux s'appuie sur une expertise réalisée par un bureau d'étude externe, spécialisé dans ce genre d'analyses. Ce CMPC est appliqué à la valeur des actifs régulés pour l'année en question.

Au niveau des charges d'exploitation il convient de distinguer les charges contrôlables et les charges non contrôlables.

Le montant des charges contrôlables est fixé en début de la période de régulation et adapté annuellement à l'inflation, à l'évolution des salaires et à l'extension de réseau. L'évolution du revenu autorisé devra permettre au gestionnaire de réseau de couvrir les charges liées à ses missions opérationnelles ordinaires sans porter atteinte au climat social. Tout effort additionnel consenti constitue un bénéfice supplémentaire pour le gestionnaire de réseau dans un premier temps et pour les consommateurs à partir de la période de régulation suivante. Le facteur d'efficacité, initialement fixé à une valeur de 1,5% pour la première période de régulation, pour ensuite diminuer à 1% durant la deuxième période de régulation, passe pour cette période de régulation à 0%. En outre, pour tenir compte des coûts contrôlables relatifs au personnel recruté entre l'année de base 2019 et le début de la troisième période de

⁵⁰ Cette restriction ne 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

régulation, un facteur RH a été introduit. Cet outil a permis aux gestionnaires de réseau d'intégrer les frais RH liés au recrutement de personnel destiné à soutenir la transition énergétique, les réseaux intelligents et la digitalisation. Dans la même logique, les demandes d'arrangement explicites qui permettent d'adapter les charges d'exploitation contrôlables en cas d'événements nécessaires et inévitables qui influencent la structure de ces coûts et qui ne peuvent pas être adéquatement reflétés à travers la méthode d'indexation, ont été élargies : il y a aujourd'hui une incitation financière si le gestionnaire de réseau peut éviter des investissements à travers des solutions OPEX moins coûteuses. Dans cette catégorie peuvent notamment être considérés les charges d'exploitation de projets informatiques qui étaient précédemment couverts par des actifs immobilisés, ainsi que des charges d'exploitation additionnelles au niveau THT et HT résultant de la mise en service d'un projet d'investissement individuel.

Les charges d'exploitation non-contrôlables regroupent par définition les charges sur lesquelles le gestionnaire de réseau n'a pas d'influence directe. Ces charges sont acceptées pour le montant réellement encouru. À partir de 2021 le cadre réglementaire est devenu plus favorable aux projets de recherche et de développement. L'ouverture de ce paragraphe avec l'inclusion du volet d'innovation ainsi que la mention explicite des projets de démonstration et de développement informatique a pour objectif de permettre aux gestionnaires de réseau à financer la recherche et le développement de solutions aux défis qui se posent.

Finalement le facteur qualité comporte aujourd'hui non seulement une incitation financière appliquée à la dimension de disponibilité de réseau mais aussi un facteur qualité de service du gestionnaire de réseau. Cette qualité est mesurée par la durée moyenne de réalisation d'un raccordement en basse tension et par le taux moyen de transmission des valeurs de comptage de l'énergie électrique aux fournisseurs d'électricité.

2.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement ILR/E20/22 utilise 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 comptage pour ces trois niveaux de tension prennent la forme d'un tarif mensuel par type d'installation de comptage. Au niveau de la basse tension (BT) une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau et une composante volume exprimée en cents/kWh sont appliquées. La redevance mensuelle fixe inclut les frais de comptage.

L'analyse des courbes de charge, tout comme les projections de la demande électrique, anticipe 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 la croissance des pointes de consommation. Il s'agit d'inciter les utilisateurs du réseau à déplacer les charges flexibles des périodes où le réseau est fort chargé – le midi et en soirée – vers les périodes moins chargées – par exemple la nuit. Dans ce contexte, l'Institut a poursuivi ses réflexions pour évaluer si une modification de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux peut contribuer à inciter les consommateurs à utiliser leur flexibilité pour réduire la charge aux moments critiques.

En effet, si en vertu de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité, le régulateur fixe les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux, les modifications intervenues à ladite loi à travers la loi du 3 février 2021 précisent que le régulateur veille à ce que les tarifs permettent d'améliorer la participation du consommateur à l'efficacité du système, y compris à la gestion de la demande, à la production distribuée, à l'autoconsommation et aux effacements de consommations.

Les tarifs doivent refléter les coûts, mais également les économies de coût réalisées dans les réseaux et imputables aux mesures portant sur la gestion de la demande, aux mesures d'effacements de consommation, à la production distribuée et à l'autoconsommation, notamment les économies résultant de l'abaissement du coût d'acheminement ou des investissements dans le réseau, et d'une amélioration de son exploitation.

C'est dans ce cadre que l'Institut a entamé une trajectoire, en concertation avec les acteurs du secteur, qui a abouti in fine à soumettre un ensemble de documents à la consultation publique en fin d'année 2022.

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

Ce n'est pas la première fois que l'Institut initie la réflexion et commande une étude sur les évolutions possibles de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux. Une première étude avait été confiée au bureau BET en 2018. Les conclusions et les propositions résultant de cette étude n'ont cependant pas obtenu le consensus des parties prenantes, notamment en raison de la complexité de mise en œuvre.

À partir de l'année 2020, l'Institut s'est fait accompagner par des experts externes de la société DNV AS, pour évaluer les différents modèles tarifaires et pour concevoir un système à même d'accompagner la transition énergétique au moindre coût et au bénéfice de tous. Dans ce cadre, une première étude de conception d'un modèle de souscription a été publiée en juin 2021. Cette étude conclut qu'un tel modèle de souscription tarifaire serait en effet réalisable aussi bien en basse tension qu'en moyenne ou haute tension. Une tarification sous un tel modèle comporte un abonnement mensuel pour une bande de puissance à sélectionner par l'utilisateur, en plus d'une facturation par kWh pour le dépassement au-delà de la bande souscrite. Ce modèle anime le consommateur flexible à s'organiser pour réduire le plus possible la bande souscrite sans pour autant limiter son confort en raison du fait que des dépassements sont autorisés en contrepartie d'un tarif modique.

Le modèle de référence a ensuite été comparé à des modèles alternatifs dans le cadre d'une analyse réalisée par DNV AS et intitulée « Assessment of alternative models of distribution network charges » et publiée en juillet 2022.

L'Institut a finalement organisé une consultation publique en fin d'année, relative à l'évolution probable de la structure tarifaire dans le secteur de la distribution de l'électricité. Les travaux se poursuivront en 2023 afin de préciser les concepts, déterminer les paramètres de prix, les segments d'utilisateurs concernés et tous les autres éléments nécessaires à la mise en œuvre des évolutions recommandées.

2.1.3.3 L'AUTOCONSOMMATION DU POINT DE VUE DES TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Rappelons que depuis le 1^{er} janvier 2020, tout consommateur, qui souhaite utiliser sa propre production d'électricité renouvelable, profite de la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée. Dès lors, la composante de disponibilité n'est plus d'application dans le cas d'une installation locale de production d'électricité à partir d'énergies renouvelable.

Le règlement ILR/E20/22 abolit également l'application de la composante de disponibilité du réseau à l'électricité produite par des autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective et qui occupent un même bâtiment ou immeuble résidentiel se trouvant derrière un même point de raccordement.

Pour les autoconsommateurs capables de réduire leur puissance de prélèvement, par exemple en gérant leur consommation à l'aide d'un système de stockage d'énergie, le tarif optionnel de type « flat rate » reste d'application. Avec ce tarif du type « flat rate », l'utilisateur paye un prix fixe mensuel pour l'utilisation du réseau, qui dépend uniquement de sa puissance souscrite, et ne paye plus de composante qui dépend de sa consommation. Ceci permet aux autoconsommateurs connectés au réseau BT, qui peuvent gérer leur production et consommation de manière intelligente, de libérer des capacités sur le réseau, et ainsi de réduire leurs frais d'utilisation du réseau. Le tarif est appliqué sur demande des intéressés qui remplissent les conditions définies par les gestionnaires de réseau. L'expérience montre que ce tarif est très peu sollicité.

2.1.3.4 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.

Les frais d'utilisation 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.

À côté de la redevance proportionnelle, cette redevance contribue à financer les coûts relatifs aux réseaux, dont le bon fonctionnement est indispensable pour garantir une sécurité d'approvisionnement en électricité. Les coûts relatifs aux réseaux dépendent effectivement pour la plus grande partie du fait de l'existence d'un réseau d'une certaine capacité et non pas de la quantité d'électricité qu'il achemine. Du fait de l'introduction de la redevance mensuelle fixe, les consommateurs à très faible consommation annuelle, ou ayant une consommation irrégulière, ont constaté une hausse de leur facture.

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

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 réseau, l'Institut procède également à des contrôles afin de s'assurer de l'affectation appropriée des coûts entre activités régulées et concurrentielles.

Le Tableau 9 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tel que publiés par Eurostat pour le deuxième semestre de chaque année⁵¹, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuel (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
		2018	2019	2020	2021	2022
Client résidentiel DC	2,5 - 5	75,40	74,50	79,70	78,60	78,40
Client industriel IC	500 - 2 000	34,00	33,30	30,40	30,90	30,40

Tableau 9 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau⁵²

Les frais d'utilisation du réseau restent plus ou moins constants pour l'année 2022..

Au cours de l'année 2022, l'Institut a examiné et accepté la proposition commune des tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux d'électricité, applicables à partir du 1^{er} janvier 2023. De façon générale, les tarifs d'utilisation du réseau ont augmenté considérablement pour tous les niveaux de tension en raison de l'augmentation du coût des services auxiliaires prestés par le réseau de transport allemand. Le lecteur intéressé est invité à consulter la note explicative⁵³ publiée par l'Institut en date du 19 décembre 2022.

2.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

Les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne ne subissent à l'heure actuelle pas de manque de capacité. L'interconnexion Bedelux, reliant les zones de dépôt des offres belge et germano-luxembourgeoise via le transformateur-déphaseur (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 CWE et pour assurer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, si nécessaire. Les règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions ne sont donc pas appliquées actuellement à cette interconnexion.

2.1.4.1 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2022, la puissance maximale mesurée était de 823 MW sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg, y compris les transits vers la Belgique via le transformateur-déphaseur (PST). Les interconnexions entre le réseau de transport de Creos Luxembourg S.A. et celui d'Amprion ne subissent donc actuellement pas de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût aux 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 légèrement augmenté, passant de 3,11 TWh en 2021 à 3,18 TWh en 2022. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique ont augmenté pour atteindre 1,92 TWh en 2022 (contre 1,14 TWh en 2021). Les importations physiques d'énergie électrique en

⁵¹ <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>

⁵² Eurostat : données annuelles sur les composantes de prix, séries nrg_pc_204 et nrg_pc_205.

⁵³ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1055.pdf>

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

provenance de la France ont diminué à 0.13 TWh car le réseau Sotel a importé une grande partie de son énergie depuis la Belgique en 2022, réduisant ainsi le niveau des importations depuis la France. Le Tableau 10 regroupe ces données d'importation.

Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont augmenté pour atteindre 0,109 TWh (0,058 TWh en 2021). Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France⁵⁴ ni vers l'Allemagne. Le Tableau 11 regroupe ces données d'exportation.

VOLUME IMPORTÉ (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022
Belgique	386	240	390	1 141	1 927
France	1 302	1 338	1 155	1 146	134
Allemagne	4 137	4 029	3 584	3 110	3 188
TOTAL	5 825	5 607	5 129	5 397	5 249

Tableau 10 : Importations d'électricité

VOLUME EXPORTÉ (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022
Belgique	147	95	75	58	109
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
TOTAL	147	95	75	58	109

Tableau 11 : 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-déphaseur (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) 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 partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV, ce qui permettra d'accroître la capacité d'environ 1.000 MW entre les 2 pays en respectant le critère N-1 incluant une avarie de pylônes (voir Chapitre 2.3.3).

2.1.4.3 SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national, la Loi Électricité dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du réseau de transport national. Ce plan national est établi tous les deux ans par le gestionnaire de réseau de transport selon des critères de sécurité technique définis de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement en favorisant les solutions permettant un développement durable, et dont les coûts sont efficaces et raisonnables, et selon des prescriptions techniques devant assurer l'interopérabilité des réseaux, être objectives et non-discriminatoires. Le dernier plan national en date, transmis à l'Institut, couvre la période 2023-2032 et reprend les projets d'interconnexion mentionnés plus haut.

L'Institut doit également analyser la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOe, conformément au règlement européen (UE) 2019/943 portant sur le marché

⁵⁴ Exportations < 5 MWh.

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

intérieur de l'électricité. Le projet 380 kV avec l'Allemagne et le projet d'extension de la liaison Belgique/Luxembourg/Allemagne via le PST figurent dans le TYNDP 2022⁵⁵ alors que seul le projet avec l'Allemagne est mentionné dans le dernier plan national décennal en date (2023-2032). L'absence du projet avec la Belgique dans le plan national peut s'expliquer par le fait que ce projet long terme est en cours de considération.

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

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 CWE (Europe Centre-Ouest) et de la région Core. Dans ce cadre, le marché *day-ahead* a subi une avancée majeure avec l'entrée en vigueur de la méthode de calcul de capacité selon la méthode flow-based au sein de la région Core pour les enchères du 8 juin 2022 ; en conséquence le couplage flow-based au sein de CWE opérationnel depuis mi-2015 a été clôturé. Les capacités échangées aux frontières entre zones de dépôt des offres de la région ont augmenté, avec des avancées différentes selon les frontières.

Au sein de CWE/Core, la convergence des prix entre toutes les zones de dépôts des offres de la région s'est réduite en 2022 (35,4% contre 49,6% en 2021), d'une part du fait du nombre accru de zones de dépôt des offres dans la région, et d'autre part du fait de l'augmentation des prix ayant engendré une plus grande disparité des prix entre les zones. Par ailleurs, les prix sur le marché court terme ont encore augmenté en 2022 (prix moyen *day-ahead* de 235,5 €/MWh en 2022 au lieu de 96,8 €/MWh en 2021), principalement à cause des augmentations du prix du gaz et du CO2.

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 2.4.2).

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.

2.2 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE

2.2.1 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. Le marché de gros luxembourgeois de l'électricité, pris isolément, 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/LU⁵⁶. L'évolution du prix moyen annuel de la zone DE/LU pour le marché *day-ahead* est indiquée au Tableau 12.

Début 2022, 3 NEMOs (EpeXSpot, Nordpool-Emco et Nasdaq) utilisaient le passeport pour le Luxembourg, les 2 premiers pour les marchés *day-ahead* et *intraday*, le troisième pour le marché *day-ahead* uniquement. Mi 2022, Nasdaq a retiré son passeport pour ses activités au Luxembourg.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix moyen (€/MWh)	29,0	34,2	44,7	37,7	30,5	96,8	235,5

Tableau 12 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU⁵⁷

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014⁵⁸ tel qu'arrêté par l'Institut, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées pour les

⁵⁵ [https:// tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission](https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission) (projets 40, 328 et 1104).

⁵⁶ La zone de marché DE/LU est opérationnelle depuis le 1^{er} octobre 2018, suite à la séparation de l'Autriche qui a dès lors mis en place sa propre zone de marché à cette date.

⁵⁷ Source : EpeX Spot file "Auction Spot Prices Germany Luxembourg 2022", Baseload.

⁵⁸ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1075.pdf>

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

consommateurs luxembourgeois. Cependant, 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.

La plupart des fournisseurs, qui sont actifs au Grand-Duché de Luxembourg, s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers. Le Tableau 13 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2020 à 2022 : l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats bilatéraux hors marchés organisés d'une durée maximale de 2 ans : 48 % en moyenne en 2022 de tous les approvisionnements. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés *spot* a connu une diminution en 2022. Ces contrats représentaient 12% en moyenne en 2022 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 23 % en 2021. L'approvisionnement sur les marchés organisés à terme a connu une augmentation par rapport à 2021 pour arriver à 24 % en moyenne en 2022 de tous les approvisionnements.

	MOYENNE 2020	MOYENNE 2021	CLIENTS RÉSIDENTIELS	CLIENTS PROFESSIONNELS		MOYENNE 2022
				(<2GWH/AN)	(>2GWH/AN)	
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	3 %	23 %	8 %	7 %	15 %	12 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts	2 %	11 %	7 %	13 %	34 %	24 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	64 %	46 %	64 %	50 %	43 %	48 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	31 %	20 %	21 %	30 %	8 %	16 %

Tableau 13 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité

2.2.1.1 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 (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

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

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 »⁵⁹, à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut⁶⁰, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. Au cours de l'année 2022 un nouvel acteur s'est enregistré sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2022, le Luxembourg comptait sur CEREMP 32 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. À côté de ces acteurs de marché, 3 entités établies au Luxembourg agissent fin 2022 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM »)⁶¹ et une en tant que PPAT (« Person Professionally Arranging Transactions »⁶²).

Conformément à l'article 12(2) du règlement d'exécution (UE) n°1348/2014 depuis le 7 octobre 2015, tous les acteurs de marché doivent déclarer à l'ACER toutes les transactions du marché de gros de l'énergie conclues sur les places de marché organisées (« Organised Market Places » resp. 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 été élargies également aux acteurs de marché concluant des transactions du marché de gros de l'énergie hors OMPs.

Au cours de l'année 2022 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 REMIT⁶³.

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.

2.2.2 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'Énergie dans ses attributions. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs,

⁵⁹ Le registre européen centralisé des acteurs de marché de l'énergie est public et disponible ici : <https://www.acer-remit.eu/portal/european-register>

⁶⁰ Voici le site internet d'enregistrement : https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=17&lang=fr_LU

⁶¹ Le registre européen des mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER est public et disponible ici : <https://www.acer-remit.eu/portal/list-of-rrm>

⁶² Plus d'information sur les [notifications](#) à effectuer par les PPATs sur le site Internet de l'ACER.

⁶³ 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>

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

est prescrite par la Loi Électricité. Une liste actuelle des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché de Luxembourg (19 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2022) est accessible sur le site Internet⁶⁴ de l'Institut.

Neuf entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 337 815 consommateurs⁶⁵.

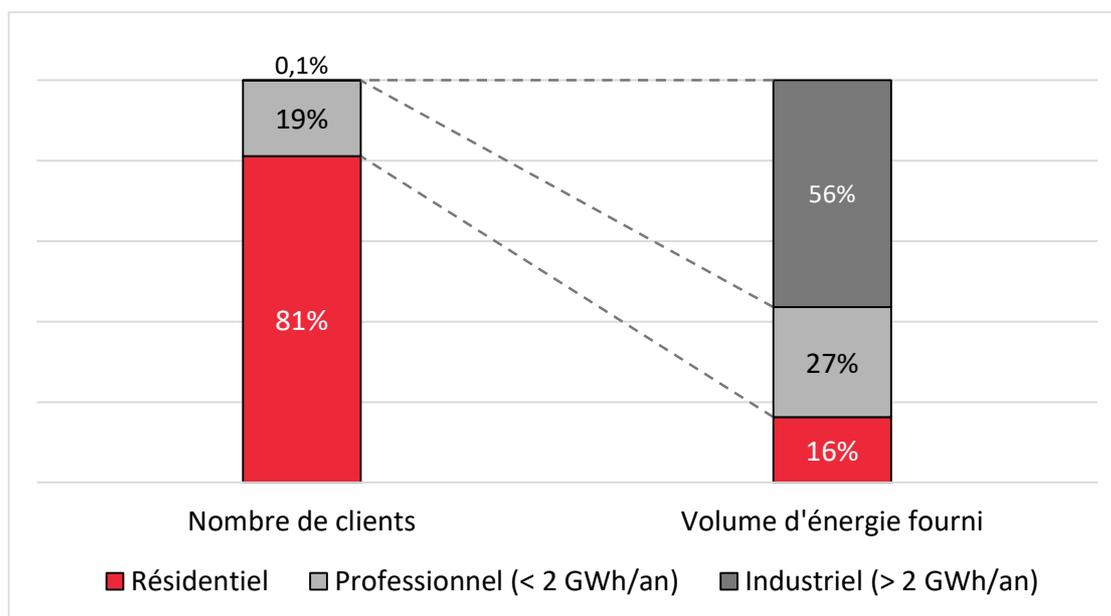
Les consommateurs sont segmentés en trois groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu'à une consommation annuelle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

2.2.2.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 14, le Tableau 15 et le Graphique 20 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 POINTS DE FOURNITURE
Secteur résidentiel	0,999	273 819
Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)	1,682	63 591
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,471	194

Tableau 14 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2022



Graphique 20 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

⁶⁴ La liste actuelle des fournisseurs est consultable sur <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles/Les-acteurs-du-marche/Pages/default.aspx>.

⁶⁵ Points de fourniture.

⁶⁶ À noter que pas tous les consommateurs professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh sont forcément des consommateurs industriels ; dans ce rapport, pour simplification, on considère tous les consommateurs avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh comme étant des consommateurs industriels.

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

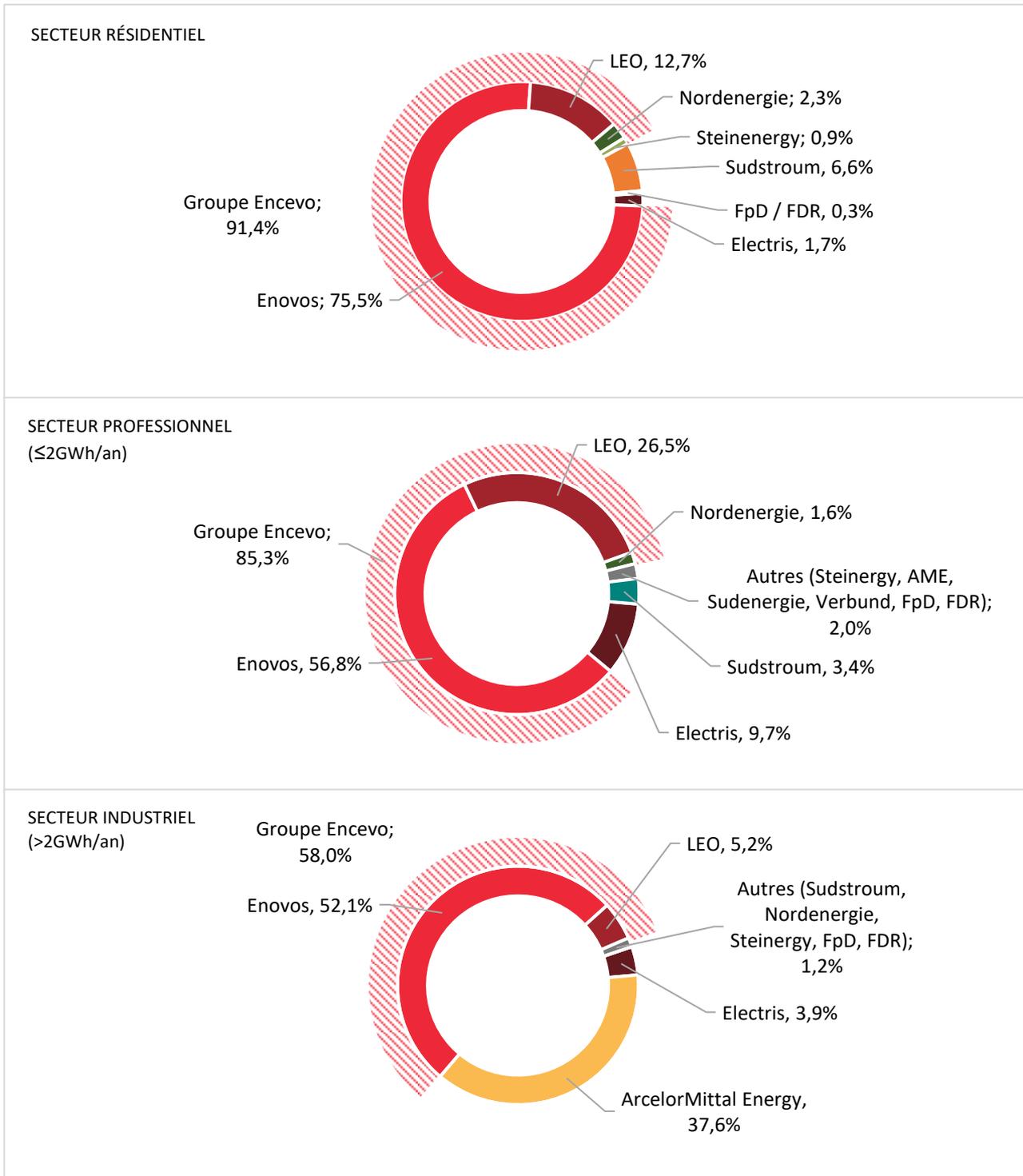
VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE (EN TWH)	2018	2019	2020	2021	2022
Résidentiel	0,934	0,947	0,954	1,003	0,999
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,712	1,743	1,640	1,628	1,682
Secteur industriel (> 2GWh)	3,880	3,759	3,500	3,725	3,471

Tableau 15 : Évolution du volume d'énergie fournie aux différents segments du marché de détail

Six entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et neuf sur le marché non résidentiel en 2022. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 21⁶⁷. 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., Steinerger S.A.), ceci surtout sur le secteur résidentiel et le secteur des PME. Fin 2021 l'Institut a déclaré la défaillance d'un fournisseur qui n'était donc plus présent sur le marché en 2022.

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



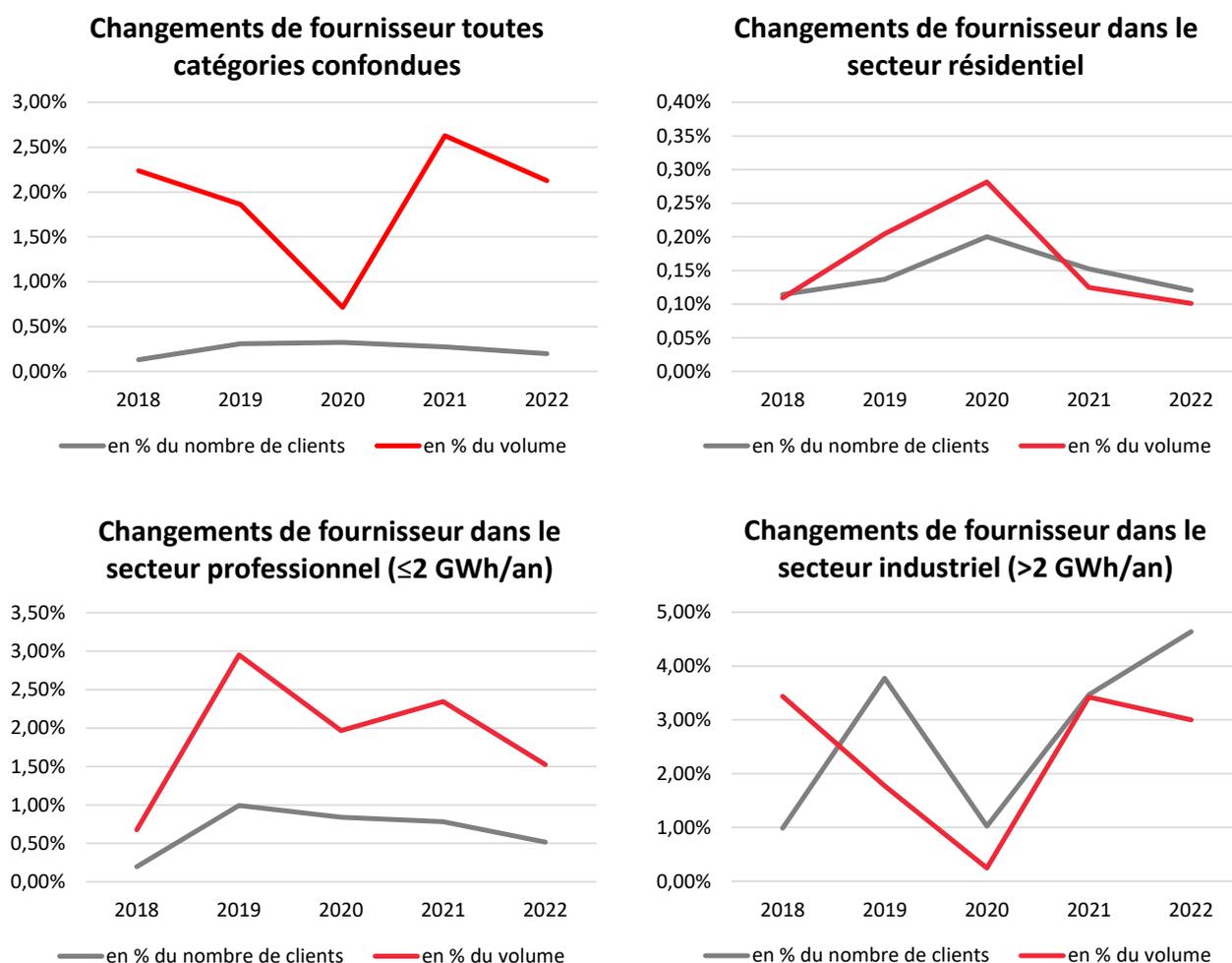
Graphique 21 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité

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

2.2.2.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2022, 667 consommateurs ont changé de fournisseur, ce qui est inférieur au nombre de changements en 2021 (918). Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 2,1 %, en termes de volume et de 0,2 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 22 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.



Graphique 22 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)

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. En plus les nouveaux raccordements qui risquent de se retrouver dans la fourniture par défaut avant de signer 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

Le Tableau 16 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2021 et 2022.

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	2021		2022	
	EN TERME DE VOLUMES	EN TERME DE NOMBRE DE CLIENTS	EN TERME DE VOLUMES	EN TERME DE NOMBRE DE CLIENTS
Segment résidentiel	0,1 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %
Segment professionnel (≤2GWh)	2,3 %	0,8 %	1,5 %	0,5 %
Segment industriel (>2GWh)	3,4 %	3,5 %	3,0 %	4,6 %
TOUTES CATÉGORIES CONFONDUES	2,6 %	0,3 %	2,1 %	0,2 %

Tableau 16 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2021 et 2022

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'un côté, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. Les différences de prix entre les fournisseurs, qui tournent autour de 48 € par an et par ménage en comparant le produit le plus répandu au produit le moins cher, ne suffisent apparemment pas pour activer le consommateur et le rendre conscient de la possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. De même, la petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'appropriier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger. Finalement la crise énergétique avec des prix de gros élevés a conduit les fournisseurs à retirer du marché toutes leurs offres de prix garanti, réduisant ainsi considérablement l'offre disponible aux consommateurs.

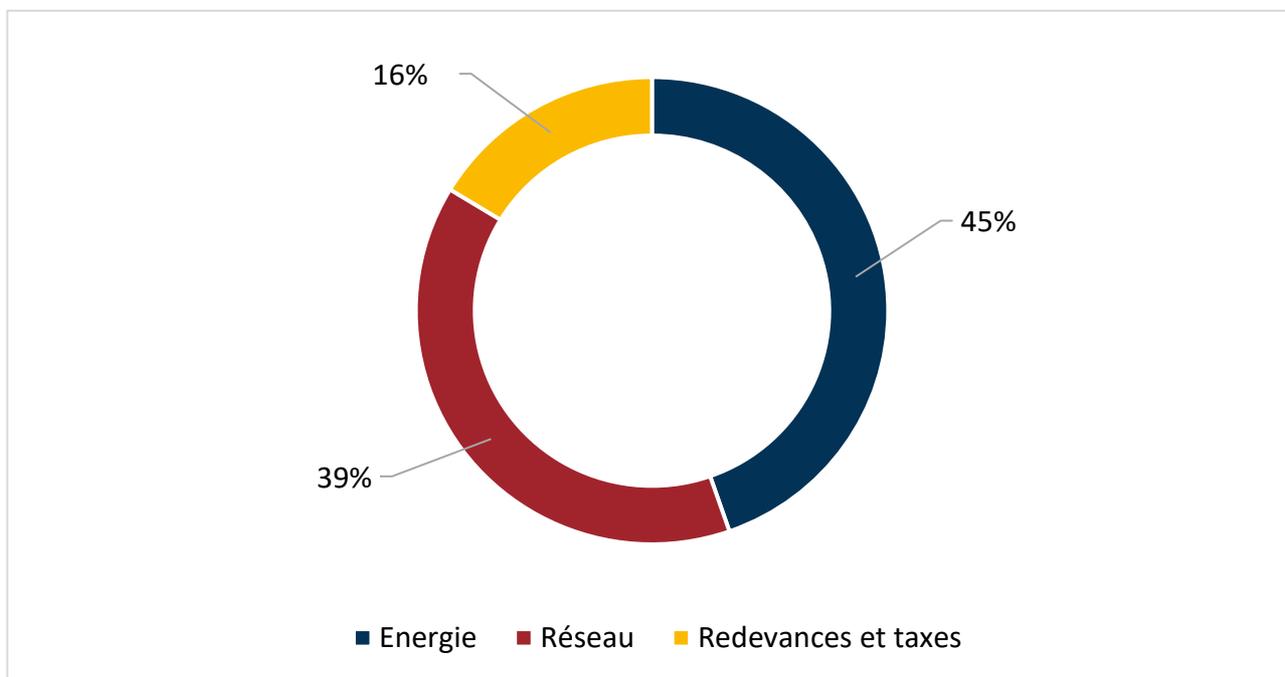
L'ILR fait un appel aux consommateurs pour comparer les offres sur le marché, notamment à travers le comparateur en ligne www.calculix.lu.

2.2.2.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 16,2 % du marché de l'électricité, 330 changements de fournisseur ont été opérés en 2022 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,1 % en termes de nombre de clients et de 0,1 % en termes de volume (Tableau 16).

Le frais totaux qu'un consommateur paye annuellement en relation avec sa consommation électrique, se compose de trois éléments. La composante énergie, les frais d'utilisation du réseau, ainsi que les redevances et taxes. Le Graphique 23 montre la quote-part de chacune de ces composantes dans la facture totale du client résidentiel avec une consommation annuelle de 4 000 kWh, ayant choisi le produit le plus répandu sur le marché luxembourgeois en 2022.

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



Graphique 23 : Proportion des composantes sur la facture annuelle d'un consommateur résidentiel

Étant donné que les frais de réseau ainsi que les redevances et taxes sont indépendantes du choix du fournisseur, nous nous concentrons sur les frais de l'énergie. C'est sur cette partie que le consommateur peut épargner de l'argent en comparant les produits offerts par les fournisseurs.

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

Premièrement, la 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 en 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, i.e. normalement égale ou inférieure à un mois, représentent 99,2 % des contrats dans le secteur résidentiel fin 2022.

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 de l'année X). 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 0,8 % de l'ensemble des contrats fin 2022. Notons qu'en raison des incertitudes liées aux prix de l'énergie les fournisseurs n'offrent actuellement plus de produits avec garantie de prix. Les consommateurs avec un contrat avec garantie de prix en cours sont fournis jusqu'à échéance, mais n'auront vraisemblablement pas d'autre choix que de changer vers des contrats sans garantie de prix quand leur contrat avec garantie de prix sera échu.

Troisièmement et dernièrement, les produits dits dynamiques. Ces produits qui ne sont pas encore commercialisés au Luxembourg en ce moment, refacturent 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 même quart-horaire.

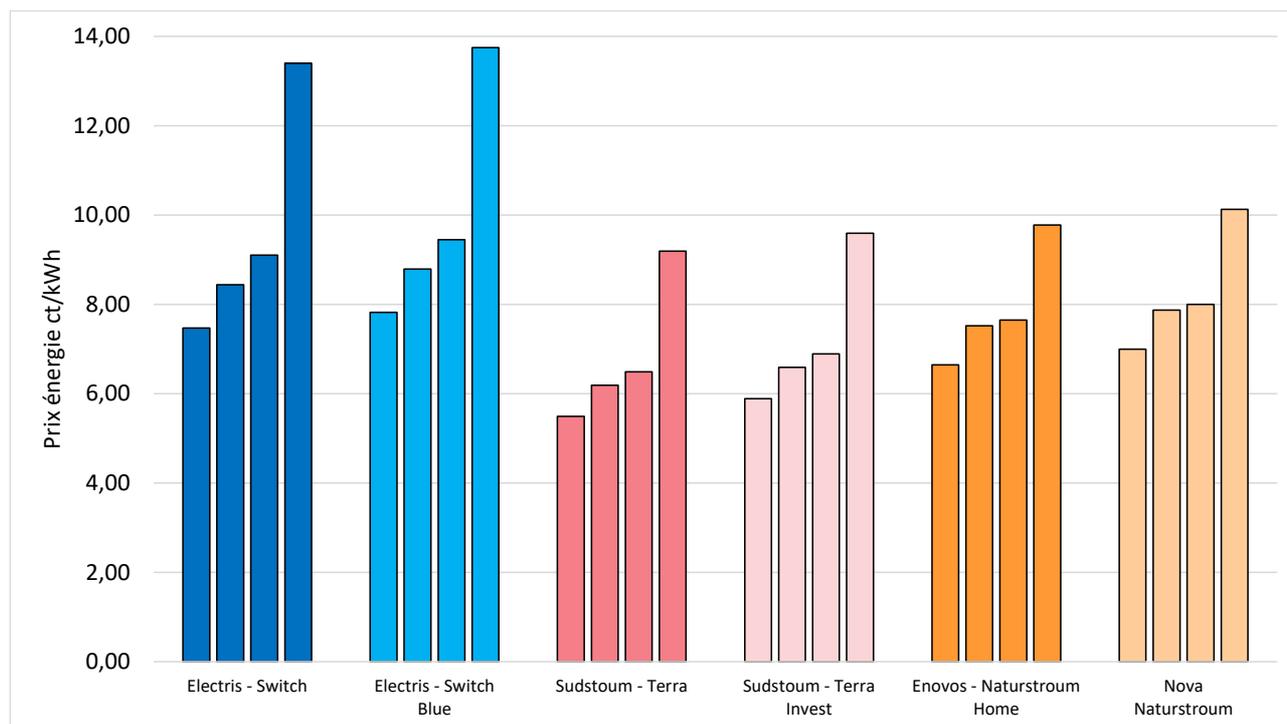
En raison des caractéristiques très diverses de ces catégories de produits, des comparaisons sont à prendre avec précaution.

Pour les produits sans garantie de prix, les prix annuels de l'énergie en 2022 se sont situés entre 344 € et 549 € sur la base d'une consommation annuelle de 4 000 kWh, répartie sur l'année en fonction du profil standard pour ménages H0⁶⁹. 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

⁶⁹ Profil de consommation synthétique et normé pour 2022. 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

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 9,19 et 13,75 ct/kWh. Le Graphique 24 illustre ces propos.



Graphique 24 : Prix annuels 2019, 2020, 2021 et 2022 de l'énergie des produits sans garantie de prix pour une consommation annuelle de 4 000 kWh sur base du profil standard pour ménages H0

Étant donné que les fournisseurs ont arrêté de commercialiser des produits avec garantie de prix en 2022, notre analyse de prix se limite aux seuls produits sans garantie de prix.

Malgré la disparition d'un bon nombre de produits sur le marché, il est toujours intéressant de comparer les prix et le cas échéant d'épargner de l'argent en changeant de produit ou de fournisseur. L'outil de comparaison Calculix⁷⁰ permet de guider le consommateur dans son choix, tout en permettant de tenir compte de ses comportements de consommation ainsi que de ses préférences.

Les produits sans garantie de prix, pour lesquels une partie du profil approximatif a déjà été acheté au préalable sur les marchés à terme, ont tous subi des hausses significatives en raison d'une période prolongée de prix de gros élevés.

Si des produits avec garantie de prix réapparaissent dans le futur, l'Institut conseille aux consommateurs intéressés de bien s'informer sur les conditions de tels produits.

Remarquons que fin 2022, une des mesures de l'accord tripartite était de geler le prix de l'électricité pour les consommateurs avec une consommation annuelle inférieure à 25 000 kWh et de le stabiliser au niveau des prix de 2022. La mise en œuvre de cette mesure a été réalisée en rendant le taux de contribution de la catégorie A au mécanisme de compensation négatif à partir de 2023, de sorte à égaliser les hausses de prix annoncées pour l'énergie et le réseau. Nonobstant ce support 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.

⁷⁰ www.calculix.lu

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

2.2.2.2.2 SEGMENT PROFESSIONNEL

Dans le segment professionnel, qui regroupe les entreprises consommant moins de 2 GWh par an, 328 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 26 GWh. Par rapport à 2021, le nombre de clients (-170) ainsi que le volume d'énergie de ces clients (-12 GWh) ont diminué. Ces changements représentent pour le segment professionnel un taux de changement en 2022 de 0,5% en termes de nombre de clients et de 1,5 % en termes de volume.

2.2.2.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL

Dans le segment industriel, qui regroupe les entreprises consommant plus de 2 GWh par an, 9 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 104 GWh. Par rapport à 2022, le nombre de clients (+2) augmente alors que le volume d'énergie de ces clients (-24 GWh) a diminué. Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2022 de 4,6 % en termes de nombre de clients et de 3,0 % en termes de volume.

2.2.2.3 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. En 2017, l'Institut a spécifié un cadre pour la communication entre le gestionnaire de réseau et le client final lors d'une demande de raccordement⁷¹, ainsi que pour la communication entre le fournisseur par défaut et le client n'ayant pas encore de fournisseur attribué⁷². Ces adaptations du cadre réglementaire visaient à améliorer l'information envers le consommateur inactif au moment d'un raccordement ou emménagement.

En plus d'assurer la protection des consommateurs, un but de ces règlements est de promouvoir le bon fonctionnement du marché et le développement de la concurrence. En particulier, l'amélioration des flux d'information permet de sensibiliser les consommateurs, souvent en méconnaissance du fonctionnement du marché libéralisé de l'énergie, à leurs droits et obligations dans le contexte de la fourniture d'électricité. 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. 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 d'électricité à cet endroit, le gestionnaire de réseau déclenche - après l'identification du client - la fourniture par défaut pour ce point de livraison ;
- Pour chacun des cinq réseaux électriques basse tension, un seul fournisseur par réseau est responsable de la fourniture par défaut et est donc obligé de mettre à disposition de l'énergie électrique au client qui lui est assigné par le gestionnaire de réseau ;
- Cependant, 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 ; de plus, le prix du kWh 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.

Si, par contre, 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. En effet, la Loi du 3 février 2021 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité a modifié l'article 3 de la Loi Électricité de sorte qu'un client, dont la fourniture par défaut expire, ne relèvera plus automatiquement de la fourniture du dernier recours,

⁷¹ [Règlement ILR/E17/10 du 8 mars 2017](#) relatif aux informations à transmettre par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la fourniture par défaut et de la procédure de raccordement - Secteur Électricité.

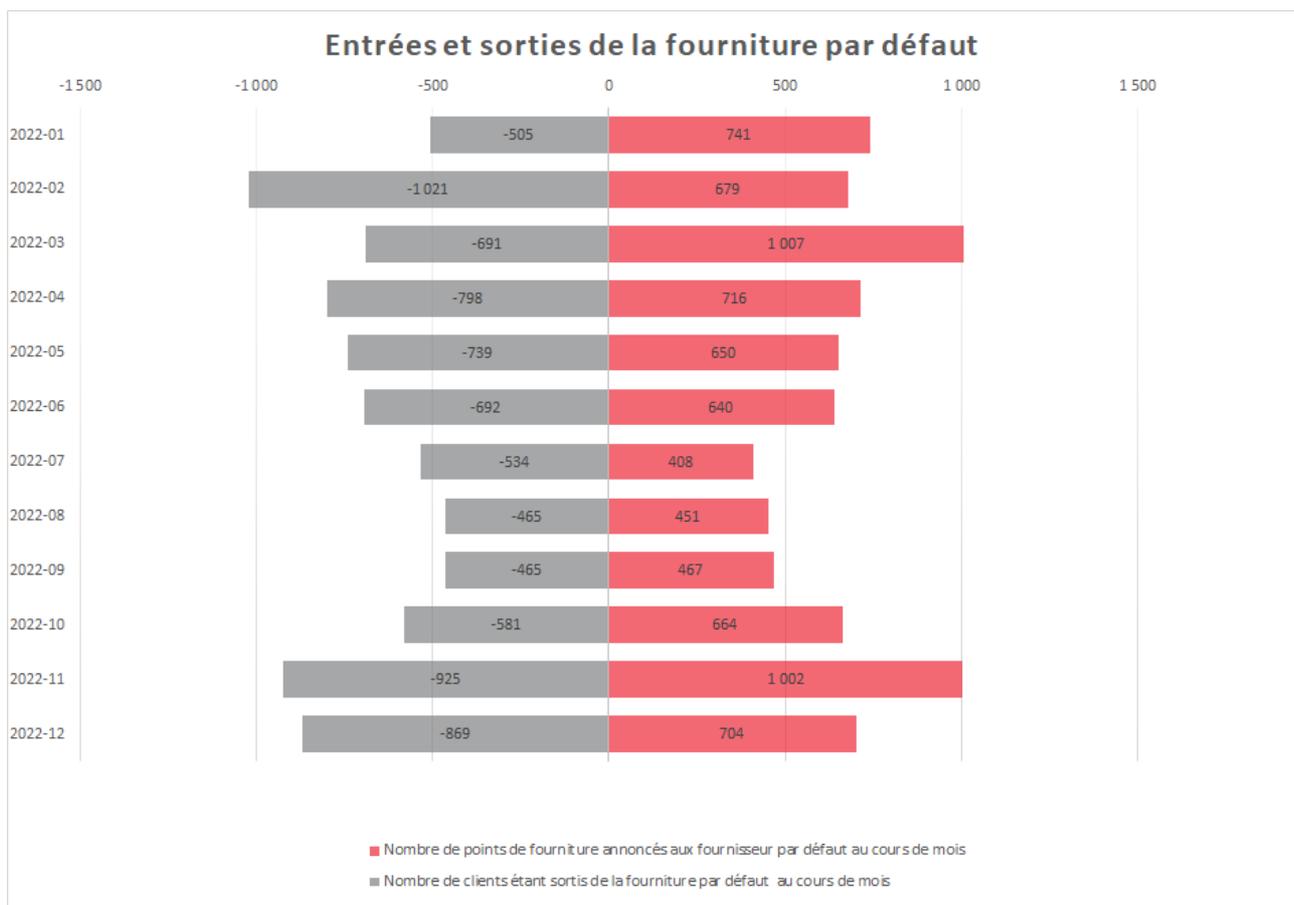
⁷² [Règlement ILR/E17/9 du 8 mars 2017](#) relatif aux informations à transmettre par le fournisseur par défaut au client final - Secteur Électricité.

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

mais sera déconnecté du réseau par son gestionnaire de réseau s'il n'a pas signé un contrat de fourniture régulier après l'expiration de sa fourniture par défaut.

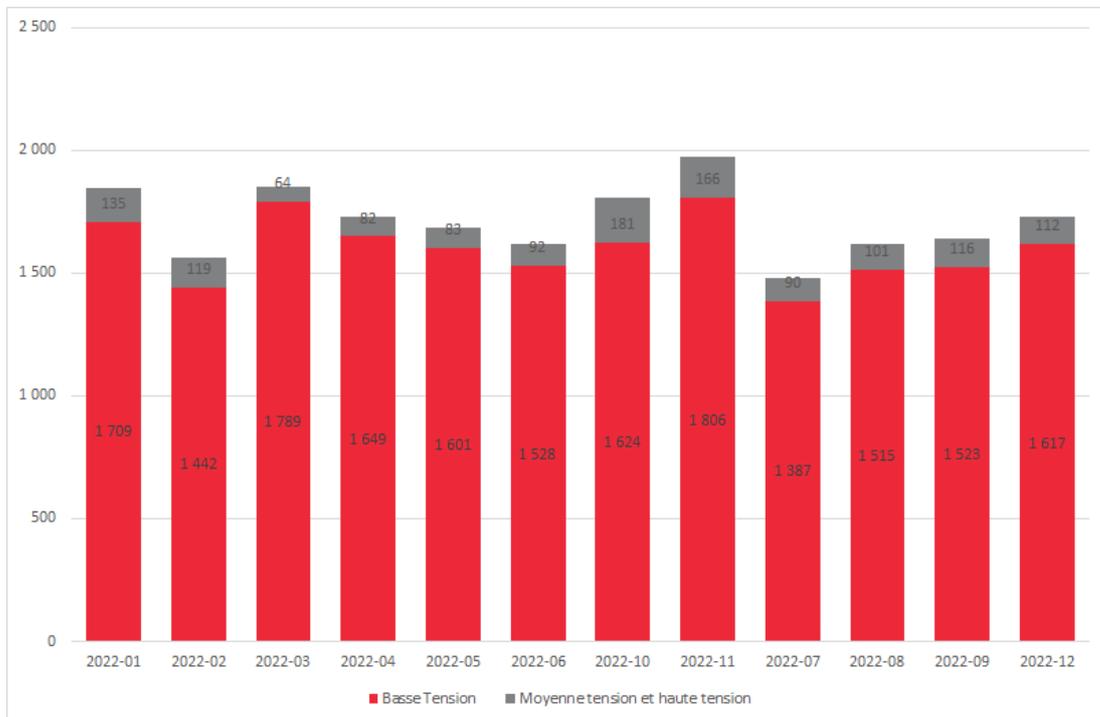
L'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut ; au 31 décembre 2022, 1.617 clients étaient concernés au niveau national dans le réseau de basse tension tandis que 112 clients étaient concernés dans les réseaux de moyenne et de haute tension (voir Graphique 26).

Le nombre d'entrées et sorties de la fourniture par défaut sont représentés au Graphique 25 pour chaque mois de l'année 2022.



Graphique 25 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2022

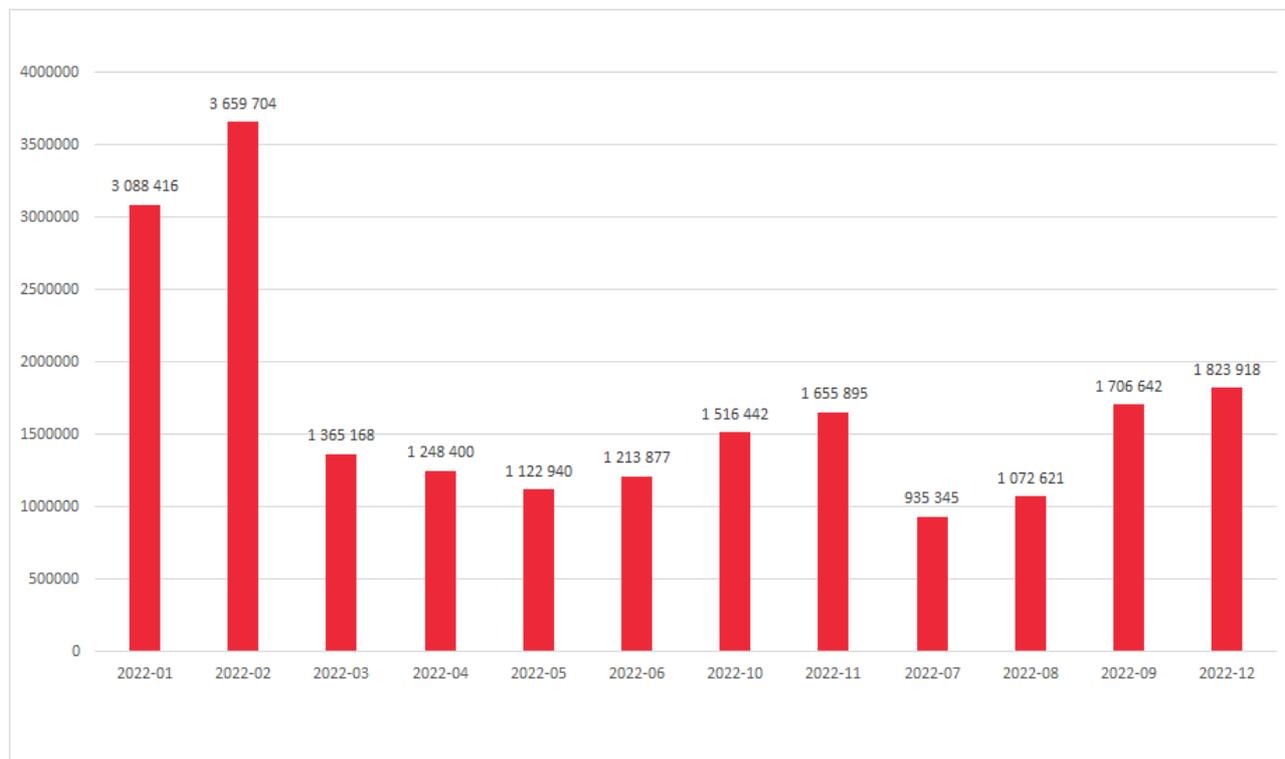
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 26 : Évolution du nombre total de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2022

Les volumes facturés par les fournisseurs par défaut varient selon les mois, comme l'on peut l'observer sur le Graphique 27 suivant. En tout, les fournisseurs par défaut ont facturé 20,4 GWh pour le compte de la fourniture par défaut en 2022, ce qui représente une augmentation de 5 % par rapport à 2021 (19,5 GWh).

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



Graphique 27 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2022 (en kWh)

Le Graphique 27 montre que le nombre d'utilisateurs en fourniture par défaut était très élevé en janvier et surtout en février 2022, puis a chuté soudainement de plus de moitié en mars, jusqu'à ce que le nombre total d'utilisateurs en fourniture par défaut se stabilise ensuite entre 100.000 et 200.000 par mois au cours du reste de l'année. Ce changement en mars est dû au fait, qu'en raison des prix énergétiques très élevés au second semestre 2021, de nombreux clients professionnels n'avaient pas encore signé de nouveaux contrats d'approvisionnement pour l'année à venir et sont donc tombés dans la fourniture par défaut ; comme cette période de deux mois s'est terminée pour les consommateurs professionnels en février 2022, ils ont été contraints de revenir à une relation contractuelle régulière pour leur approvisionnement pour éviter la déconnexion du réseau.

Quand on considère toute l'énergie consommée dans le réseau de basse tension en 2022 (1 361 GWh), on constate que l'énergie électrique dans la fourniture par défaut pour la même période (20 GWh) s'élève approximativement à 1,5 % du volume total (contre environ 1,3 % en 2021).

Les tarifs de la fourniture par défaut sont approuvés par l'Institut, mais varient entre les fournisseurs par défaut. Un consommateur moyen (4 000 kWh/an – 333 kWh/mois) payait, en 2022, entre 48,91 € et 72,26 € par mois pour la fourniture par défaut, ce qui représente une différence de 60 % à 136 % par rapport à l'offre la moins chère du marché et de 50 % à 122 % par rapport à l'offre standard du plus grand fournisseur.

2.2.2.4 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.

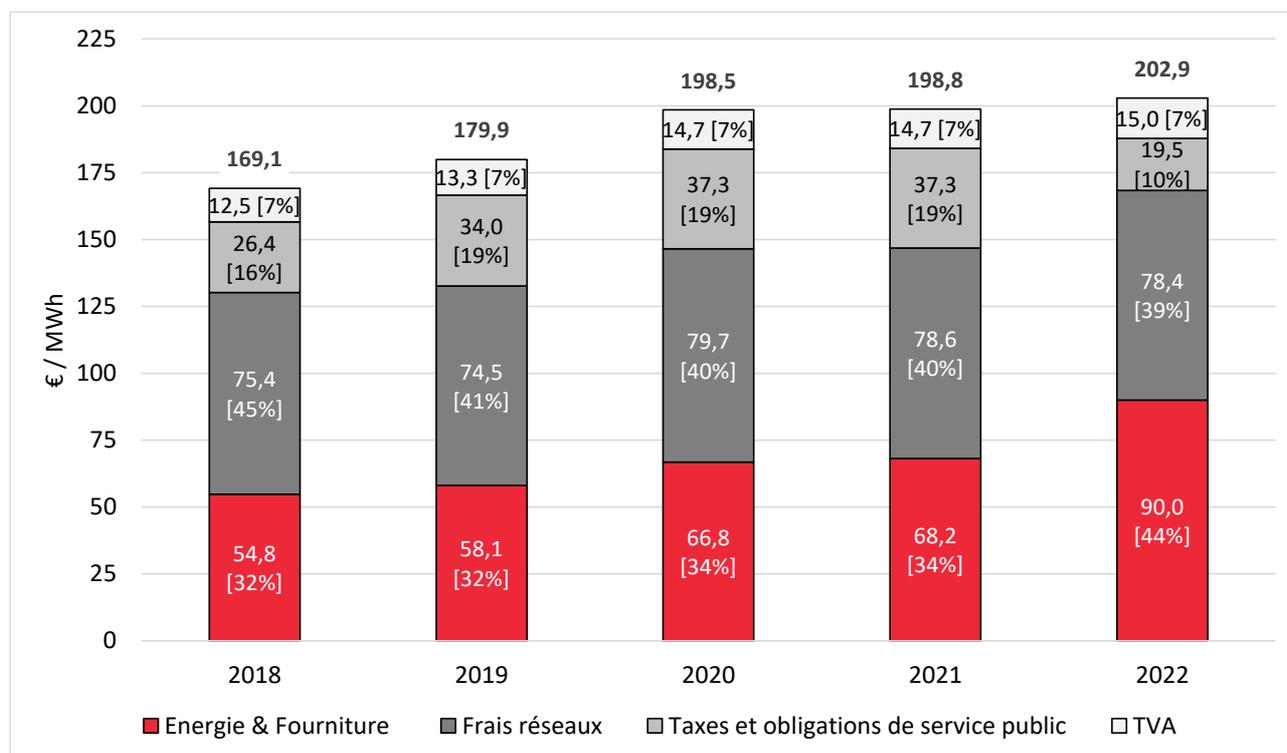
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

2.2.2.4.1 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 (p.ex. 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 au Graphique 28 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁷³ des années 2018 à 2022.



Graphique 28 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC

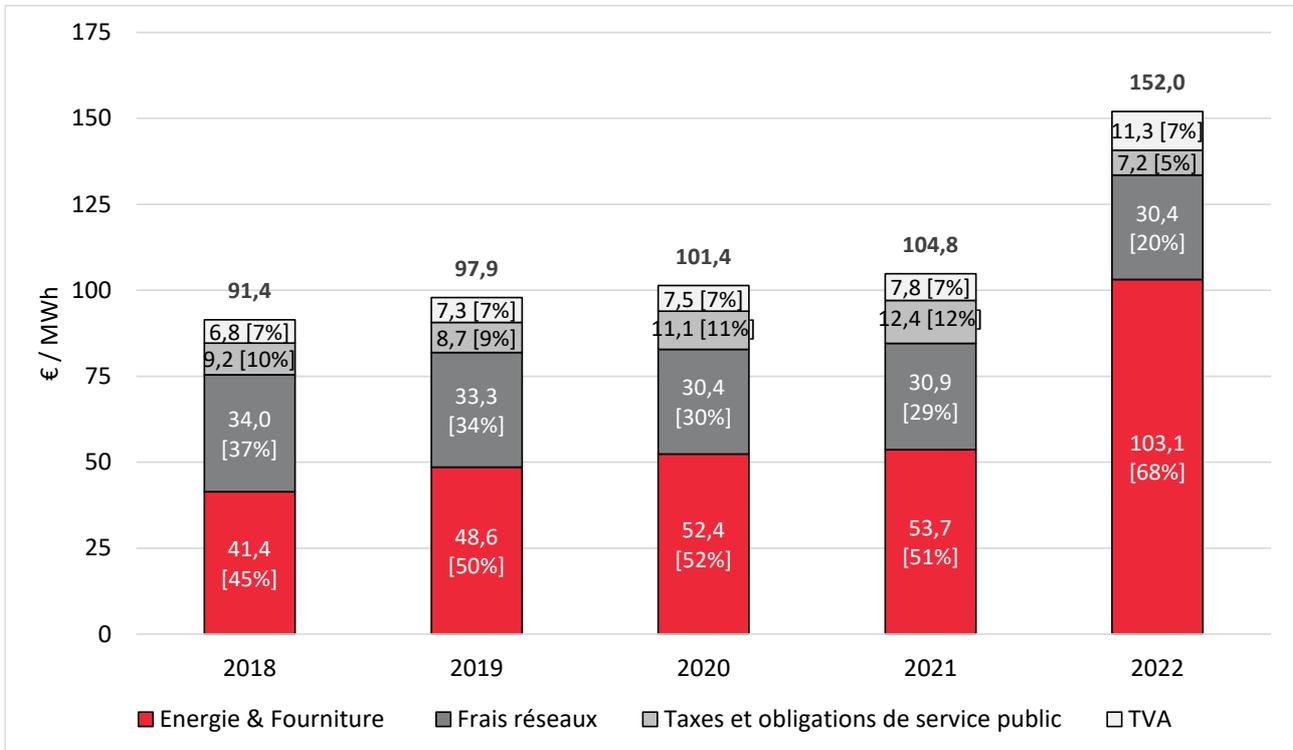
Le prix total pour les clients résidentiels augmente légèrement entre 2021 et 2022, avec une forte augmentation de la composante « Energie et fourniture » (+ 21,8 €/MWh soit +32 %), et une baisse des « Taxes et obligations de service public » (-17,8 €/MWh soit -48 %).

L'évolution de la décomposition du prix de l'électricité d'un client industriel type⁷⁴, tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 29 suivant.

⁷³ 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.

⁷⁴ Le client industriel type utilisé dans notre analyse correspond au 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

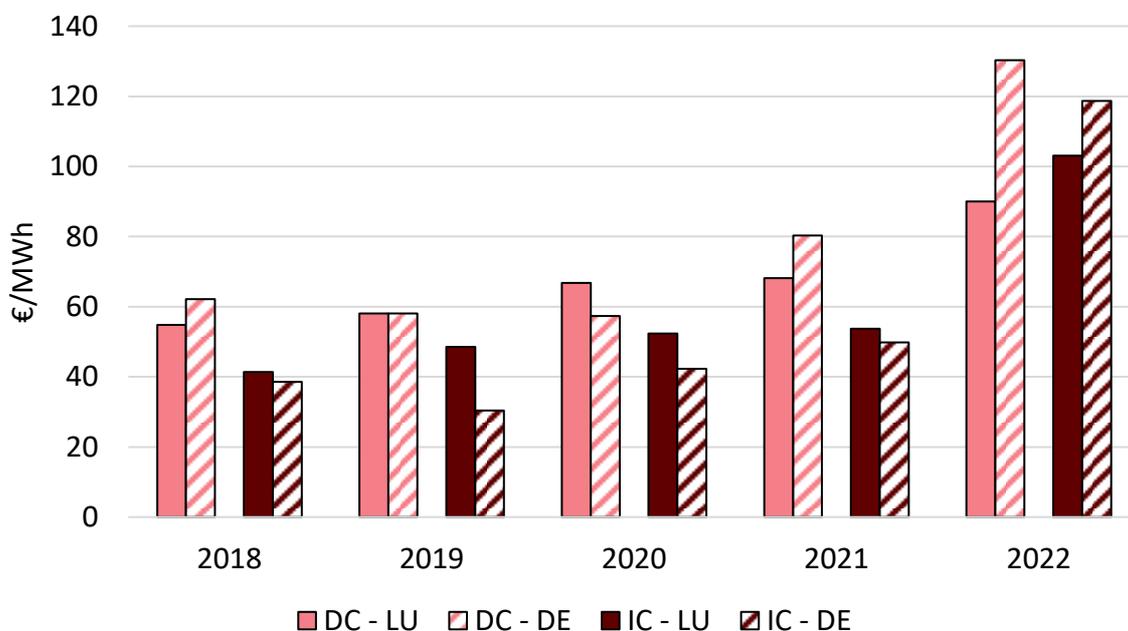


Graphique 29 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants) – catégorie IC

Par rapport à l'année précédente, la hausse de 45 % du prix total de l'électricité pour les industriels s'explique avant tout par la hausse (+92 %) du prix de l'énergie et de fourniture, alors que les taxes et obligations de service public (-5,2 €/MWh) et les tarifs d'utilisation du réseau restent stables.

Comme le Luxembourg fait partie du marché de l'électricité Allemagne/Luxembourg, étant donné 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.

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



Graphique 30 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)

Le Graphique 30 montre que les coûts de l'énergie ont augmenté pour les catégories de consommateurs résidentiels DC et industriels IC au Luxembourg comme en Allemagne de 2021 à 2022. Nous constatons néanmoins que cette augmentation est davantage prononcée en Allemagne. Ainsi, en 2022, le prix de l'énergie au Luxembourg est moins élevé qu'en Allemagne pour les deux catégories de clients. La différence de prix augmente à 40,3 €/MWh pour le segment DC et à 15,6 €/MWh pour le segment IC entre 2021 et 2022. La différence de prix entre les deux pays correspond à 45 % respectivement 15 % du coût de l'énergie et de fourniture luxembourgeois. Ceci pourrait indiquer que les fournisseurs luxembourgeois se sont davantage approvisionnés à l'avance, de sorte que la hausse des prix sur les marchés de gros ne s'est pas traduit aussi rapidement par une hausse des prix de détail.

2.2.2.4.2 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

Le Graphique 31 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)⁷⁵ - EEX⁷⁶ Power Derivatives -Phelix Futures) avec livraison entre 2017 et 2022 ainsi que le développement sur le marché *spot* (Power Spot Market (SM)⁷⁷ - EpexSpot - Market Area Germany/Luxembourg) pour la même période, les prévisions de prix pour les années 2023 et 2024 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*)⁷⁸ 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 31 reprend la variété des stratégies d'approvisionnement, exprimées par les prix moyens des produits « à terme » et du produit *spot* sur une année de livraison.

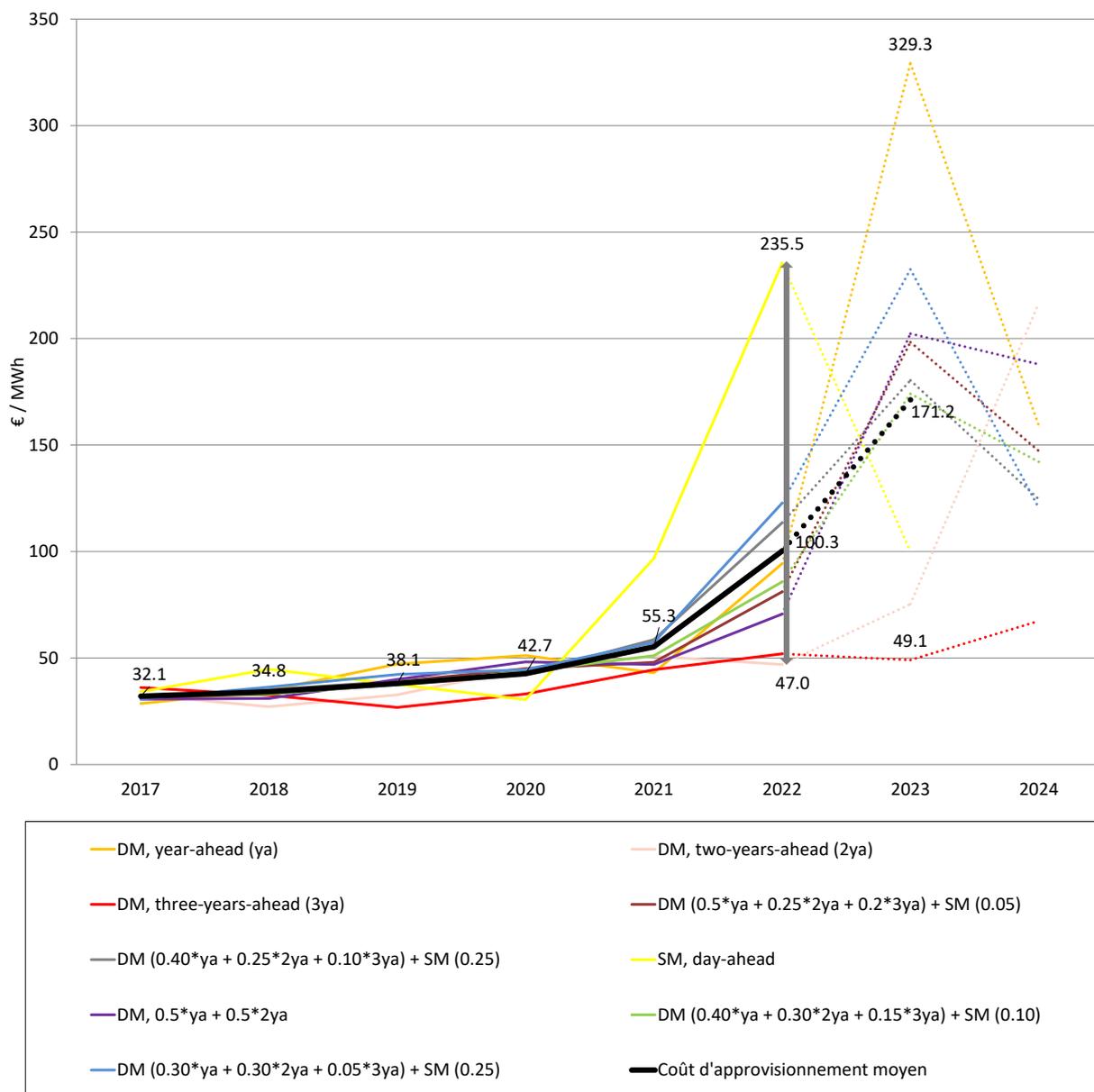
⁷⁵ Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

⁷⁶ 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.

⁷⁷ 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.

⁷⁸ 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



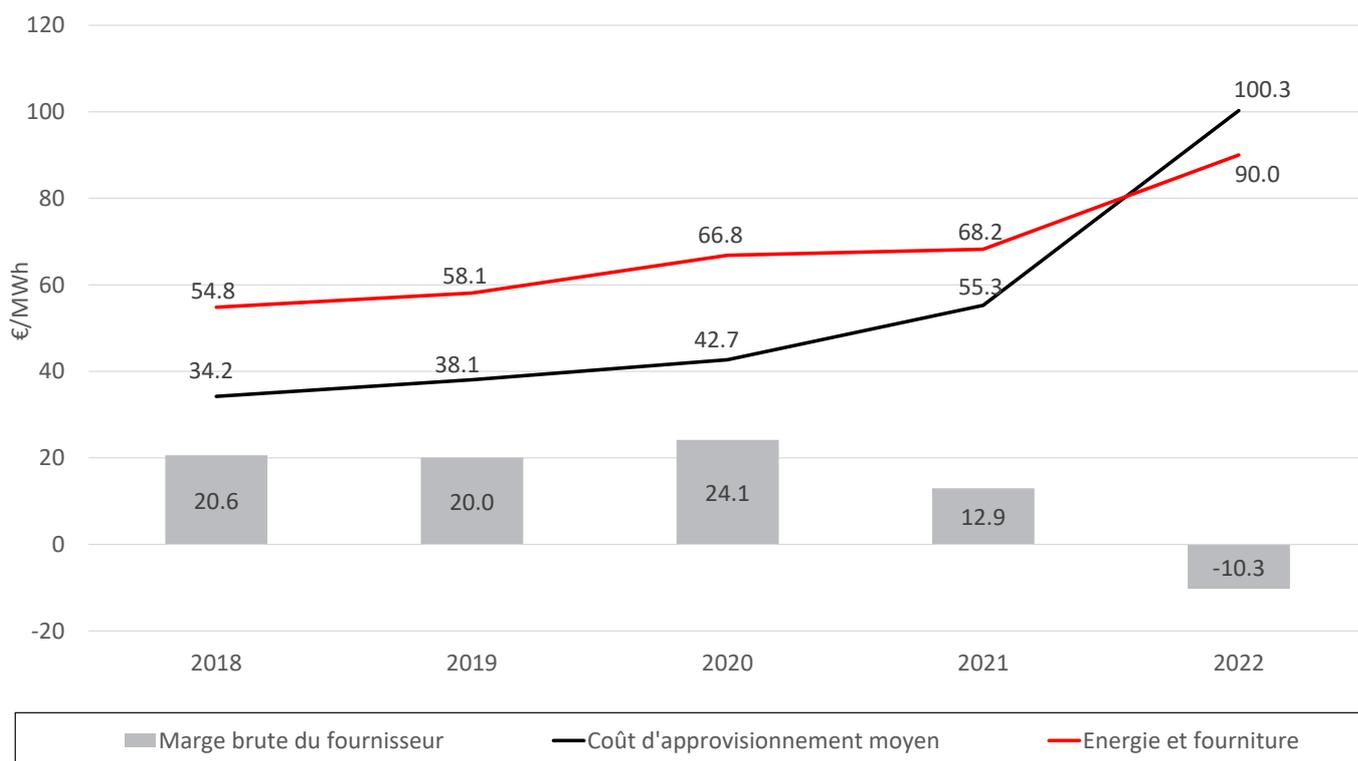
Graphique 31 : Développement sur le marché de gros de l'électricité⁷⁹

Un domaine repéré sur le Graphique 31 par la flèche grise s'esquisse entre le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité (limite inférieure), et le prix d'approvisionnement le plus cher (limite supérieure). Pour 2022, les coûts d'approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 47,0 €/MWh et 235,5 €/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 100,3 €/MWh.

⁷⁹ Alors que les rapports précédents montraient pour le prix *SM, day-ahead* (ligne jaune dans le graphique) la moyenne annuelle du prix spot selon la formule de prix dans le cadre du [mécanisme de compensation](#), à savoir $P_{sm} = (0,8+X)*(DA_Base)_m + (0,2-X)*(DA_Peak)_m$; à partir du rapport 2020, l'Institut a changé de méthodologie et appliqué aux données 2017-2021 le prix *SM, day-ahead* en tant que moyenne annuelle simple (sans aucune formule de prix), ce qui a légèrement modifié la moyenne de stratégies d'approvisionnement (le coût d'approvisionnement moyen, ligne noire dans le graphique), et par conséquent la marge brute du fournisseur dans le Graphique 32, pour les années 2017-2021.

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

L'Institut remarque que le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité (ligne noire du Graphique 31) a été en augmentation depuis 2017 et a fortement augmenté entre 2021 et 2022 de 81%. Ce constat est lié à l'augmentation des prix pour chaque stratégie représentée, sauf pour les prix du marché à court terme sur 2 années (ligne rose dans le Graphique 31, DM two-years-ahead) ; cette stratégie est en diminution entre 2021 et 2022. Les prix de marché spot (ligne jaune dans le Graphique 31, SM day-ahead) ont augmenté considérablement entre 2021 et 2022, en moyenne de 143%.



Graphique 32 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2018 - 2022

Le Graphique 32 ci-dessus montre, qu'entre 2018 et 2020, il y a corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. Alors qu'entre 2020 et 2021 l'augmentation de 29 % 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 une augmentation de seulement 2 % de la composante « Énergie et fourniture » (ligne rouge) sur leur facture finale, l'augmentation du prix moyen du marché de gros de 81% entre 2021 et 2022 s'est répercutée sur la composante « Énergie et fourniture » de la facture annuelle d'un client résidentiel avec consommation électrique moyenne à hauteur de 32%.

Par conséquent, l'Institut constate qu'avec les hypothèses sous-jacentes, la marge brute des fournisseurs a fortement diminué en 2022 par rapport aux années précédentes pour résulter dans une marge négative. Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à -10,3 €/MWh en 2022 ; ainsi, selon les hypothèses retenues, les fournisseurs d'électricité n'auraient tiré aucun bénéfice à commercialiser de l'électricité aux clients résidentiels. Ceci montre que les hypothèses retenues pour déterminer le prix d'approvisionnement moyen ne sont qu'une approximation et ne correspondent pas nécessairement à la réalité.

2.2.2.5 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 offres et 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

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

l'électricité 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 le mix national annuel.

Les caractéristiques du mix résiduel de l'année civile révolue ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental sont déterminées par l'Institut et communiquées à chaque fournisseur avant le 31 mars de chaque année⁸⁰. Les caractéristiques du mix résiduel sont à utiliser par chaque fournisseur pour l'établissement du mix du produit et du mix du fournisseur 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. Les valeurs par défaut de l'impact environnemental sont à utiliser par chaque fournisseur pour l'établissement du mix du produit et du mix du fournisseur lorsque le fournisseur n'a pas certifié la source de l'électricité fournie.

Au cours de l'année 2022, le règlement ILR concernant la détermination de la composition et de l'impact environnemental de l'électricité fournie a été mis à jour afin notamment d'anticiper les échéances de la revue annuelle de l'exercice d'étiquetage, de distinguer entre mécanismes de traçages pour les sources renouvelables et les sources non-renouvelables et d'établir la garantie d'origine comme le mécanisme de traçage principal pour contrôler l'origine de l'électricité fournie. Une consultation publique⁸¹ organisée conformément à l'article 59 de la Loi Electricité a permis aux parties intéressées de s'exprimer sur cette mise à jour qui a abouti à la publication du Règlement ILR/E22/26 du 20 octobre 2022⁸².

En 2022, le mix national se compose de 62,6% d'énergies renouvelables, de 30,3% d'énergies fossiles, de 6,3% d'énergie nucléaire et de 0,8% d'autres sources non-identifiables⁸³. Cette composition montre une augmentation d'énergies renouvelables par rapport à 2021 due à l'augmentation de la part renouvelable dans le mix des différents fournisseurs. Plus d'information sur le système d'étiquetage sont disponibles dans les rapports biannuels sur l'étiquetage de l'électricité⁸⁴.

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

Alors que, jusqu'à la fin de l'année 2018, l'Institut valorisait les caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation⁸⁵ exclusivement via des enchères publiques annuelles aux fournisseurs d'électricité ayant eu des clients au Luxembourg dans l'année révolue, l'Institut a développé en 2018 un système d'enchères périodiques pour valoriser, à partir de l'année 2019, les Garanties d'Origine (ci-après « GOs »)⁸⁶ émises pour les centrales du mécanisme de compensation, auxquelles tous les titulaires de compte d'un registre interconnecté à « l'AIB Hub »⁸⁷ peuvent participer.

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, à travers duquel 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

⁸⁰ Pour l'année 2022 les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental ont été publiées par le [Règlement ILR/E23/2 du 7 mars 2023](#) portant fixation du mix résiduel de l'année 2022 - secteur électricité.

⁸¹ [Consultation publique du 22 juillet 2022 au 22 septembre 2022](#)

⁸² [Règlement ILR/E22/26 du 20 octobre 2022](#) concernant la détermination de la composition et de l'impact environnemental de l'électricité fournie et portant abrogation du règlement E16/37/ILR du 3 octobre 2016 concernant la détermination de la composition et de l'impact environnemental de l'électricité fournie - Secteur électricité

⁸³ [Règlement ILR/E23/25 du 14 juillet 2023](#) portant publication de la composition et de l'impact environnemental du mix national pour l'année 2022 - secteur électricité.

⁸⁴ <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Publications/Rapports-et-etudes/Pages/default.aspx>

⁸⁵ Plus d'information sur le mécanisme de compensation dans les rapports sur le mécanisme de compensation, au lien précité.

⁸⁶ Les « Garanties d'Origine » ont pour but de permettre au producteur ainsi qu'au fournisseur d'énergie d'apporter la preuve que l'électricité qu'il vend est issue de sources d'énergies renouvelables. Voir page dédiée aux Garanties d'Origines sur le site Internet de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Energie-renouvelable-et-Cogeneration-a-haut-rendement/Garanties-dorigine/Pages/default.aspx>.

⁸⁷ Via l'AIB Hub, tous les registres nationaux et régionaux des GOs de pays membres de l'AIB sont interconnectés.

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

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.

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. Pour l'année 2022, le résultat des Garanties d'Origine vendues aux enchères sur la plateforme de l'Institut⁸⁸ dans le cadre de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation est présenté dans le Tableau 17 suivant :

CATÉGORIE	SOUS-CATÉGORIE	QUANTITÉS TOTALES ATTRIBUÉES	REVENUS
SOURCE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	Éolienne	303 295 MWh	1 241 339,86 EUR
	Biomasse	257 483 MWh	1 072 848,88 EUR
	Solaire	29 669 MWh	130 729,66 EUR
	TOTAL	590 447 MWh	2 444 918,40 EUR

Tableau 17 : Volumes attribués à travers des enchères 2022⁸⁹

Au 31 décembre 2022, 27 entreprises sont enregistrées sur la plateforme ILR GO Auctioning Platform <https://goauction.ilr.lu/>. Le différentiel de prix des offres retenues s'élève à 5,88 EUR/MWh pour la source éolienne, 5,81 EUR/MWh pour la source biomasse ainsi qu'à 5,54 EUR/MWh pour la source solaire. Le prix unitaire moyen des offres retenues s'élève à 4,09 EUR/MWh pour la source éolienne, 4,17 EUR/MWh pour la source biomasse et 4,41 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 augmenté considérablement entre 2021 et 2022. Un historique des résultats des enchères périodiques récentes des GOs est disponible sur la Plateforme à l'onglet « Auction Results »⁹⁰.

Le revenu de la vente aux enchères des garanties d'origine de l'année 2022 s'élève à 2 444 918,40 euros. Ces revenus constituent, après déduction des coûts pour l'organisation des enchères, des coûts évités pour le calcul des coûts nets de l'électricité du mécanisme de compensation et réduisent donc la participation des clients finals en termes de contributions au mécanisme de compensation.

2.3 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 nationale 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 bisannuel 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 2.1.2.5 du présent rapport pour plus de détails sur la qualité de l'approvisionnement).

2.3.1 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

⁸⁸ ILR GO Auctioning Platform <https://goauction.ilr.lu/>.

⁸⁹ Source : « [Résultat de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation – année 2022](https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Publications/Autres-publications/Pages/default.aspx) » dans <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Publications/Autres-publications/Pages/default.aspx>

⁹⁰ <https://auction.grexel.com/ilr/sv/public/auctionResults>

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

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 2022⁹¹. Ce rapport montre qu'à court terme la pointe de charge du réseau de transport est couverte par un approvisionnement majoritairement en provenance d'Allemagne grâce à deux double-lignes à 220 kV reliant les 2 pays, que ce soit en situation normale ou en situation N-1. Néanmoins, en cas de défaillance sur ces lignes, une partie de l'approvisionnement au Luxembourg peut être assurée via l'interconnecteur entre la Belgique et le Luxembourg.

À terme et au vu d'une croissance de la charge du réseau Creos telle que prévue dans le Scenario report 2040 de Creos, 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 2027.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de défaillance de la future ligne 380 kV, Creos renforce également les lignes existantes dans le nord du pays, en remplaçant les conducteurs actuels par des conducteurs haute température (HTLS).

2.3.2 SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITÉS DE PRODUCTION

La seule centrale de taille industrielle sur le territoire luxembourgeois est la centrale hydroélectrique de Vianden, centrale à accumulation par pompage. Cette centrale, ayant une puissance totale installée des turbines de 1.296 MW, est située à la frontière avec l'Allemagne et fait électriquement partie du système allemand, étant donné son raccordement direct au réseau d'Amprion.

Outre cette centrale de Vianden, la capacité de production totale installée s'est élevée à 661 MW en 2022, contre 592 MW en 2021. L'augmentation de la capacité de 69 MW est principalement due à la mise en service des nouvelles centrales photovoltaïques (+39 MW) et des centrales éoliennes (+29 MW).

Dans la zone Creos, les unités de production les plus importantes sont des centrales au bois de rebut, dont le régime de fonctionnement est souvent déterminé par les besoins d'énergie calorifique, la centrale de valorisation énergétique des déchets (Sidor) et les parcs éoliens Wandpark Hengischt S.A. avec 23,7 MW et PW34 S.à r.l. avec 23,1 MW.

Le Tableau 18 reprend les données de l'ensemble des centrales de production du Luxembourg.

⁹¹ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electricite/mea-vsberichtstrom2022.pdf>

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

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

	31.12.2021		31.12.2022	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
COGÉNÉRATION :	79 027	109	80 806	107
DÉCHETS MUNICIPAUX :	17 250	1	17 250	1
HYDRO-ÉLECTRIQUE :				
Centrale de pompage	1 296 000	1	1 296 000	1
Centrales	34 527	33	33 837	32
TOTAL :	1 330 527	34	1 329 837	33
ÉOLIENNE	136 444	62	165 935	68
BIOGAZ	10 134	22	9 334	20
GAZ DES STATIONS D'ÉPURATION D'EAUX USÉES	2 208	6	1 131	4
GAZ DE DÉCHARGE	75	1	75	1
PHOTOVOLTAÏQUE ⁹²	277 161	9 625	316 634	10 639
BOIS DE REBUT	31 750	3	31 750	3
BIOMASSE SOLIDE	3 395	3	4 600	5
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES	1 887 971	9 866	1 957 352	10 881
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALES DE POMPAGE)	591 971	9 865	661 352	10 880

Tableau 18 : Centrales de production au Luxembourg

2.3.3 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 est poursuivi. 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 sur ces lignes, ont été finalisés sur la partie luxembourgeoise de la liaison Bauler - Flebour/Roost.

Le raccordement du réseau industriel Sotel Réseau au réseau de transport français de RTE depuis octobre 2013 a permis un accroissement de capacité de 350 MW et la libération d'un terme sur la ligne vers la Belgique. Ainsi la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg s'en trouve renforcée, grâce à un dégagement d'une bande d'énergie lors du raccordement de secours contracté avec le réseau Elia sur lequel est aujourd'hui raccordé Sotel Réseau.

En plus de l'interconnexion avec la Belgique via le PST de Schiffflange, qui permet un secours grâce à un approvisionnement en provenance de la Belgique, le renforcement de l'interconnexion avec l'Allemagne est envisagé 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 utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays, ce qui permettra d'accroître la capacité d'environ

⁹² Pour les centrales photovoltaïques le nombre de centrales correspond au nombre de contrats existants entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux, tels que reçus par l'Institut en date du 1^{er} juillet de chaque année.

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

1.000 MW entre le Luxembourg et l'Allemagne en respectant le critère N-1 incluant une avarie de pylônes. Ce projet fait partie du plan de développement décennal européen 2022 (projet 328).

2.3.4 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 de transport, un gestionnaire de réseau de distribution ou un gestionnaire de réseau industriel 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 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 Creos⁹³.

Le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a également mis à jour le plan de préparation aux risques⁹⁴ établi conformément à l'article 10 du règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE.

En septembre 2022, le gouvernement a lancé une campagne d'économie d'énergie « Zesumme spueren – Zesammenhalen ». L'objectif de la campagne est d'inciter l'ensemble de la société - l'État, les communes, les entreprises et les citoyens - à réduire la demande en énergie.

Creos a développé un outil visuel de suivi de la consommation en électricité sur son réseau (StroumMonitor⁹⁵) qui qualifie le niveau national de l'approvisionnement électrique au Luxembourg sur base horaire. Des signaux clairs guident les consommateurs pour adopter les bons gestes et pour assurer un approvisionnement sûr de tous en électricité. Le StroumMonitor permet d'alerter la population en cas de pénurie en électricité (signal orange ou rouge, selon la criticité de la situation). De plus, il indique aussi les heures de pointe de consommation quotidiennes.

Afin d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables, des aides étatiques ont été mises en place d'une part pour les investissements dans la transition verte et digitale, d'autre part pour les particuliers en matière de rénovation en vue d'économiser de l'énergie, de mobilité électrique et d'installations d'énergie renouvelable telles que les panneaux photovoltaïques.

⁹³ <http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>.

⁹⁴ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electricite/riskpreparednessplan-lu-update-20221207-en.pdf>

⁹⁵ <https://www.zesumme-spueren.lu/resources/stroum-monitor/>

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

2.3.5 CYBERSÉCURITÉ

La numérisation de notre 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 notre société et à notre 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 nos vies 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 terme 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 », le gestionnaire de réseau peut, par exemple, mesurer avec précision la charge du réseau électrique d'un quartier, d'une ville ou d'une région et 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. Il peut également utiliser ce compteur pour réduire à distance la consommation des ménages individuels ou des entreprises, au cas où ils constatent 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 efficace 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.
- Il est bon et utile pour un client 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 des 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.

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 participe activement au développement du « Network Code on sector-specific rules for cybersecurity aspects of cross-border electricity flows », qui est développé par les associations ENTSO-E et EU-DSO à la demande de la Commission Européenne.

De même, selon la loi du 28 mai 2019 transposant la « Directive NIS » (UE 2016/1148), l'ILR 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.

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

Il convient de noter qu'en juillet 2022, une importante cyberattaque a eu lieu sur l'infrastructure informatique du groupe ENCEVO, qui a touché à la fois le gestionnaire de réseaux électriques et gaziers Creos et le fournisseur d'énergie Enovos.

Bien que la sécurité de la population et l'approvisionnement en énergie n'aient jamais été en danger, les attaquants avaient réussi à accéder à des quantités importantes d'informations numériques partiellement confidentielles.

De plus, à la suite de cet incident, la qualité des services clients des deux sociétés s'était considérablement détériorée et plus de six mois plus tard, Enovos ne répondait aux demandes des clients qu'avec un très long retard, ce que la société expliquait toujours comme conséquence à la cyberattaque de juillet 2022.

L'Institut suivra avec attention l'évolution des enjeux liés à la cybersécurité et, dans la mesure de ses possibilités, 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.

2.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

2.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

2.4.1.1 MESURES POUR FAIRE FACE AUX PRIX D'ÉLECTRICITÉ ÉLEVÉS

La hausse extrême des prix de l'énergie a conduit à des interrogations sur la pertinence du modèle de marché, tel qu'il est d'application en Europe. Néanmoins, la hausse des prix est principalement le résultat de la flambée des prix de gaz, liée à la pénurie de gaz et du besoin d'attirer des livraisons de gaz depuis d'autres régions du monde. Le marché fonctionne et donne les bons signaux (des prix élevés incitent à moins consommer et à augmenter l'offre) comme le constate l'ACER dans son analyse⁹⁶ publiée en avril 2022. S'y ajoute la pénurie de moyens de production d'électricité à faibles coûts marginaux (le nucléaire français), rendant nécessaire le recours à des moyens de production coûteux.

La situation des prix a 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 bénéficiaires.

Au Grand-Duché de Luxembourg également, l'année 2022 a été 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.

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 fait suite à l'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 met 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. 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 est une suite de la loi du 23 décembre 2022 précitée pour opérer dans le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 les modifications qui s'imposent. De plus la TVA applicable au 1^{er} janvier 2023 sera réduite de 8% à 7%.

Le gouvernement a 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 %.

La campagne d'économie d'énergie « Zesumme spueren – Zesammenhalen » a aussi permis de sensibiliser les consommateurs par rapport à leur consommation en électricité afin de réduire leur facture pour faire face aux prix d'électricité élevés.

⁹⁶<https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/press-release-acer-publishes-its-final-assessment-eu-wholesale>

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

Des prêts garantis par l'État ont également été introduits pour les industriels afin de les aider à faire face aux prix élevés de l'électricité, et une partie de la facture d'électricité des industriels électro-intensifs a été compensée par l'État.

2.4.1.2 AUTRES MODIFICATIONS DU CADRE NATIONAL

La loi du 27 juillet 2022 portant modification de 1° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel ; 2° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité entend répondre à la situation tendue sur les marchés de l'énergie qui peut engendrer des ruptures d'approvisionnement surtout en gaz naturel et déclencher le cas échéant le plan d'urgence relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg. Ainsi, la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit des mesures d'urgence qui peuvent être prises par le Gouvernement luxembourgeois en cas de crise soudaine sur les marchés 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 des réseaux. Afin de garantir que ces mesures soient prises avec la plus grande efficacité possible, il est important de veiller à ce qu'il y ait certitude quant à leur conformité avec les normes supérieures et par conséquent qu'il n'y ait pas de risque d'éventuelles incertitudes juridiques. C'est ainsi que la loi du 27 juillet 2022 vise à conformer les dispositions en question avec les exigences constitutionnelles tant quant à la personne investie du pouvoir de prendre des mesures que quant aux conditions constitutionnelles de nécessité, adéquation et proportionnalité.

Le règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifie le règlement grand-ducal modifié du 1^{er} août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables et s'inscrit ainsi dans les mesures prises pour contrer la crise énergétique dans le cadre de l'Accord Tripartite de septembre 2022 qui vise le renforcement du pouvoir d'achat et la limitation des effets néfastes de l'inflation. Dans le cadre de cet accord, des modifications du règlement grand-ducal modifié du 1^{er} août 2014 sont décidées pour éviter que la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ne ralentisse dans son élan actuel.

Le règlement grand-ducal du 4 novembre 2022 modifie trois textes relatifs à la production d'énergie électrique sur base de sources renouvelables : 1° 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 ; 2° le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz ; 3° le règlement grand-ducal modifié du 1^{er} août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables.

Il a notamment été décidé d'exempter de la contribution au mécanisme de compensation, payée par tous les clients finaux sur l'électricité consommée qui est acheminée par le réseau, le partage de l'électricité au sein d'une communauté d'énergie renouvelable pour rendre ce concept de communauté plus attractif. Également, des modalités relatives à la valorisation des garanties d'origine pour la chaleur et pour le gaz produit à partir de sources d'énergie renouvelables (à côté de garanties d'origine déjà existantes pour l'électricité) sont introduites et l'Institut est désigné autorité compétente pour organiser le système.

2.4.1.3 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Dans le cadre des obligations d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs par les articles 48bis de la Loi Électricité et 12bis de la Loi Gaz, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel se sont vu imposer une obligation de réaliser des volumes déterminés d'économies d'énergie sur une période donnée (du 1^{er} janvier 2015 jusqu'au 31 décembre 2020).

Les articles 48ter de la Loi Électricité et 12ter de la Loi Gaz, introduits par la loi du 3 juin 2021, imposent des obligations d'économie d'énergie aux fournisseurs d'énergie électrique et de gaz naturel pour une deuxième période allant du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2030⁹⁷.

La loi du 3 juin 2021 fixe les nouveaux objectifs d'économies d'énergie pour la période 2021 à 2030 pour les mettre en concordance avec les objectifs du plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC). Les nouvelles dispositions maintiennent l'obligation sur les seuls fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, mais leur permettent désormais 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

⁹⁷ Loi du 3 juin 2021 portant modification : 1° de la loi modifiée du 1^{er} 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

équivalent aux investissements requis pour remplir lesdites obligations. Si les pénalités qui peuvent être infligées pour les volumes d'économie d'énergie non réalisés, sont devenues plus 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 en 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 élargie (jusqu'à 100 euros par mégawattheure, contre 2 euros par mégawattheure pour la période 2015 à 2020), 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 sur l'opportunité et la proportionnalité de la pénalité.

La loi du 3 juin 2021 est venue atténuer le régime des sanctions, rétroactivement pour la période 2015 à 2020, en prévoyant désormais que la sanction infligée dispense de la réalisation des volumes d'économies d'énergie manquants sur lesquels porte la sanction. Cette nouvelle disposition s'applique également pour la période 2021 à 2030 où le paiement de la pénalité dispense également de la réalisation des volumes annuels d'économies d'énergie obligatoires non-atteints.

Pour les années 2016-2020, l'Institut a ouvert des procédures de sanction administrative à l'encontre de 12 parties obligées, sur base des dossiers reçus fin 2021 de la part du ministre ayant l'Énergie dans ses attributions. Alors qu'un ultime contrôle au fond de la part du ministre a révélé des déficits dans la réalisation d'économies d'énergie pour la période concernée, l'Institut a prononcé en 2022 des décisions de sanctions administratives, après une procédure contradictoire, résultant finalement dans un blâme pour non-respect des obligations issues des lois modifiées du 1^{er} août 2007. Ces décisions, notifiées aux parties obligées et publiées sur le site internet de l'Institut, se justifiaient en tenant compte de la durée qui s'était écoulée entre les faits reprochés entre 2016 et 2020 et la clôture définitive du contrôle de ces exercices par le ministre en décembre 2021, voire en mars 2022, et tenant compte du fait que la période 2015 à 2020 était déjà venue à terme. Ainsi, la sanction qui devait être prononcée, peu importe de quelle nature qu'elle soit, n'avait plus aucun effet dissuasif et perdait de ce fait toute efficacité pour la période concernée.

À l'égard des fournisseurs étrangers ne disposant pas de leurs propres infrastructures et établissements au Luxembourg, mais approvisionnant simplement des clients établis au Luxembourg, les obligations d'économies d'énergie constituent de véritables barrières à l'entrée sur le marché luxembourgeois, étant donné qu'elles doivent être remplies sur le territoire national. La conséquence directe de la mise en œuvre du nouveau régime d'obligations d'économies d'énergie est le retrait du marché luxembourgeois de certains fournisseurs étrangers actifs sur le marché luxembourgeois.

L'Institut donne à considérer que l'abandon du marché luxembourgeois par ces fournisseurs, principalement actifs auprès des consommateurs industriels, réduit de facto le nombre de fournisseurs disponibles pour répondre à leurs appels d'offres aux quelques fournisseurs établis au Grand-Duché. Ce manque de pression concurrentielle peut conduire à une remontée des prix et dès lors à une perte de compétitivité pour l'industrie luxembourgeoise.

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

2.4.2 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 2009/72/CE et celles de la directive (UE) 2019/944 amendant la directive 2009/72/CE 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) 2019/94 remplaçant l'article 44 de la directive 2009/72/CE.

2.4.2.1 IMPLEMENTATION DES ORIENTATIONS-CADRE ET CODES RÉSEAU

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.

2.4.2.1.1 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 CACM⁹⁸, au Règlement FCA et au Règlement EB.

L'Institut a ainsi émis 1 décision concernant le premier amendement relatif aux procédures de repli dans la région de calcul de la capacité Core.

L'Institut, en collaboration avec les régulateurs de la région de calcul de capacité Core, a aussi évalué les propositions suivantes :

- le deuxième amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité intrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core ;
- la méthodologie pour la répartition de la capacité d'échange entre zones à long terme pour la région de calcul de la capacité Core.

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

- le premier amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité intrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core ;
- la détermination des régions pour le calcul de la capacité ;
- les prix minimaux et maximaux pour le couplage unique *day-ahead* et le couplage unique *intraday* ;
- des amendements d'exigences concernant la plateforme d'allocation unique pour le long terme ;
- la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion pour le long terme ;
- la méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme ;
- des amendements des cadres pour l'établissement des plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle et activation automatique, ainsi que pour le processus de compensation des déséquilibres ;
- des amendements de l'harmonisation des principaux éléments du règlement des déséquilibres.

L'Institut a également participé au développement de l'orientation cadre portant sur la participation de la demande, qui est transmise 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 de services d'équilibrage, de gestion de la congestion et de contrôle de la tension nécessités par les gestionnaires de réseau.

⁹⁸ 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

2.4.2.1.2 GESTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Dans le cadre du Règlement SO, l'Institut, en collaboration avec les autorités de régulation nationales concernées, a approuvé un premier amendement concernant la détermination des blocs RFP et un premier amendement concernant dispositions relatives à la création de centres de coordination régionaux d'application dans la zone synchrone d'Europe continentale.

2.4.2.1.3 RACCORDEMENT

Dans le cadre du Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (« Règlement HVDC »), l'Institut a approuvé les exigences d'application générale au raccordement de ces systèmes.

2.4.2.1.4 CYBERSECURITÉ

L'Institut a contribué en 2022 à la revue du projet de code réseau portant sur les aspects cybersécurité liés aux flux d'électricité transfrontaliers pour vérifier qu'il est conforme aux orientations cadre établies par ACER en 2021. Le code réseau portera ses effets directement dans chaque État membre. L'objectif est d'assurer que le réseau électrique européen et ses principaux gestionnaires de réseau soient mieux protégés à l'avenir contre d'éventuelles cyberattaques à grande échelle.

2.4.2.2 ÉVOLUTION DU CADRE COMMUNAUTAIRE

Les dispositions en matière d'infrastructures énergétiques transeuropéennes pour les corridors et domaines prioritaires de l'Union ont été amendées par le Règlement (UE) 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.

Le cadre législatif communautaire s'est vu élargir par la publication du Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie, dans le cadre de la crise actuelle des prix élevés de l'énergie faisant suite à la guerre en Ukraine. Ce règlement prévoit notamment des mesures pour réduire la demande en électricité pendant l'hiver 2022/23, ainsi que la demande pendant les heures de pointe. Il prévoit également que les États membres perçoivent auprès des producteurs d'électricité les recettes excédentaires qui dépassent un plafond maximal de 180 €/MWh en vue de financer des mesures d'aide envers les clients finals.

2.4.2.2.1 MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Le règlement (UE) n° 2019/943 fixe des règles visant à garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et intègre des exigences liées au développement des sources d'énergie renouvelables et de la politique environnementale.

Concernant la gestion de la congestion sur les réseaux de transport, ce règlement définit la capacité minimale que les gestionnaires de réseau de transport doivent offrir entre zone de dépôts des offres. 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 2022, 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 à l'heure actuelle 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.

L'Institut a également participé aux discussions concernant la méthode et les hypothèses pour la révision des zones de dépôt des offres, ainsi que les nouvelles configurations des zones envisagées par les gestionnaires de réseau de transport, conformément à l'article 14 de ce règlement.

Concernant le renforcement de la coordination régionale des gestionnaires de réseau de transport, l'Institut a approuvé la proposition amendée des gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau Centre visant à créer des centres de coordination régionaux (voir Chapitre 2.4.2.1.2).

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

Conformément au règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil, Creos, en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, a développé des programmes informatiques à la fourniture des données de production par technologie et par heure, avec un délai de publication correspondant à une heure après la production, pour les unités de consommation ou de production existantes sur son réseau - et qui sont de taille inférieure à 100 MW - pour être publiées sur la « ENTSOe Transparency Platform⁹⁹ ». Les services d'ajustement pour l'équilibrage sont fournis à Creos par Amprion, qui transmet alors les données correspondantes.

Les données de la ENTSOe Transparency Platform sont également utilisées par d'autres plateformes, comme par exemple smard.de, plateforme du régulateur allemand Bundesnetzagentur, qui permet de visualiser également les données du marché luxembourgeois ou encore <https://app.electricitymaps.com/map> où on voit en temps réel l'intensité carbone de l'électricité.

2.4.2.2.2 PRÉPARATION AUX RISQUES

Dans le cadre du règlement n° 2019/941, l'Institut a participé aux discussions concernant le plan de préparation aux risques avec le ministère ayant l'Energie dans ses attributions et les gestionnaires de réseau conformément à l'article 10 de ce règlement.

⁹⁹ <https://transparency.entsoe.eu/>

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

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 19 du Chapitre 3.1.2.3 du présent rapport.

3.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

Malgré la dérogation applicable au Grand-Duché de Luxembourg en vertu de l'article 49 paragraphe 6 de la directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, le législateur luxembourgeois a tout de même transposé ladite directive établissant ainsi un cadre législatif, assurant un degré d'indépendance spécifique au gestionnaire de réseau de transport. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise de gaz naturel 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. En outre, les exigences de confidentialité, imposées au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/73/CE, sont intégralement reprises en droit national à l'article 38 de la modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel (ci-après la « Loi Gaz »).

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

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1^{er} octobre 2015, un système commun d'équilibrage a été mis en place au sein de ce marché. La société Balansys S.A., créée conjointement par Creos et Fluxys Belgium S.A. (le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en Belgique) assure la gestion de l'équilibrage sur l'ensemble du marché BeLux. Dans ce rôle, la société est dotée d'un « Compliance Officer » qui a établi un programme d'engagements, soumis à la CREG pour avis et approuvé par l'ACER – l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

3.1.1.2 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Les exigences de dissociation posées par l'article 26 de la directive 2009/73/CE, et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 37 de la Loi Gaz pour s'appliquer indistinctement aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution. 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, tel que fixée par l'article 41 de ladite loi et transposant l'article 31 de la directive 2009/73/CE. Cette obligation est équivalente aux dispositions applicables dans le secteur de l'électricité (voir Chapitre 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 16 de la directive 2009/73/CE tel que transposé à l'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 6 845 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 des 4,34 millions de mètres cube - soit 48 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2022, pour une capacité de production de biogaz estimée à 6,7 millions de mètres cube répartie sur 3 centrales.

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

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 ce qui permet de couvrir les besoins du Luxembourg de façon générale. En vertu du règlement (EU) 2022/1032 portant sur les obligations de stockage de gaz, la Loi Gaz a été amendée le 9 Juin 2023 et a introduit un nouvel article (art 14ter) décrivant 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. En 2022, cette démarche s'est faite sur base volontaire ; les capacités de stockage à l'étranger pour le besoin des consommateurs luxembourgeois se sont élevées à 1306 GWh.

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 établi après fusion des marchés NetConnect Germany (NCG) et Gaspool. 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.

Du fait de la création du marché gazier unique allemand THE, les documents de transport et les conditions générales du contrat-cadre de fourniture de Creos ont été amendés pour remplacer les références à NCG, puis arrêtés, respectivement approuvés, par l'Institut en 2022.

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. En 2022, une consultation a eu lieu sur les documents réglementaires de Balansys. Pour le contrat d'équilibre de Balansys, notifié à l'Institut, les amendements proposés ont porté sur la facturation anticipée selon l'exposition financière de l'utilisateur réseau. Pour le code d'équilibrage, arrêté par règlement de l'Institut, les modifications proposées ont porté sur la suppression du tableau indiquant les seuils de marché qui est dorénavant consultable sur le site internet de Balansys, et sur un préavis d'un mois pour résiliation unilatérale du service d'Imbalance Pooling. Quelques modifications textuelles ont également été apportées à l'ensemble des documents (contrat, manuel et programme) afin d'améliorer leur lisibilité. Le code et le programme ainsi amendés ont été arrêtés par règlement de l'Institut en mars 2023.

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 ;

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

- Suivi de la position d'équilibre du marché ;
- Détermination des équilibres 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 prédéfinies 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 2022, les interventions ont principalement eu lieu pour compenser un déficit de gaz : 173 interventions réparties sur 46 jours, pour un coût global de 74,6 millions €, le jour le plus actif étant le 4 août 2022. Les interventions pour compenser un excès de gaz sont au nombre de 48. L'occurrence des interventions est sensiblement identique à 2021 (231 au total en 2022 pour 221 en 2021), tandis que le coût y relatif a fortement augmenté (0,107 €/kWh en moyenne annuelle pour l'achat de gaz et 0,114 €/kWh en moyenne annuelle pour la vente au lieu de 0,060 €/kWh et 0,065 €/kWh en 2021) du fait de l'augmentation du prix du gaz en 2022.

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 2022, 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 (239 contre 126). En valeur, l'achat en gaz a représenté 57,1 millions € (avec un coût maximal de 5,5 millions € le 11 juillet) tandis que les ventes de gaz ont rapporté 102,5 millions € (avec un maximum de 2,2 millions € le 21 juillet).

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). La tarification approuvée fin 2022 pour l'année 2023 prévoit une charge de neutralité de -0,100 €/MWh : cette valeur tient compte d'une part de la hausse continue du prix du gaz depuis 2021 qui a généré des recettes importantes issues de la vente d'énergie d'équilibrage, et d'autre part de la volatilité de ce prix et les incertitudes sur son évolution poussant Balansys à garder une souplesse financière suffisante afin de ne pas mettre en péril sa situation financière et à se donner les moyens financiers suffisants pour faire face aux circonstances exceptionnelles actuelles. Les valeurs des petits ajustements sont restées les mêmes par rapport aux années précédentes.

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 19 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.	277,7	467,8	1.447,5
GRD	Sudenergie S.A	13,5	330,6	806,9
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,0	93,5

Tableau 19 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2022

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. Depuis octobre 2017, les procédures de communication décrites dans le Code de Distribution sont effectuées et traitées de manière automatisée via

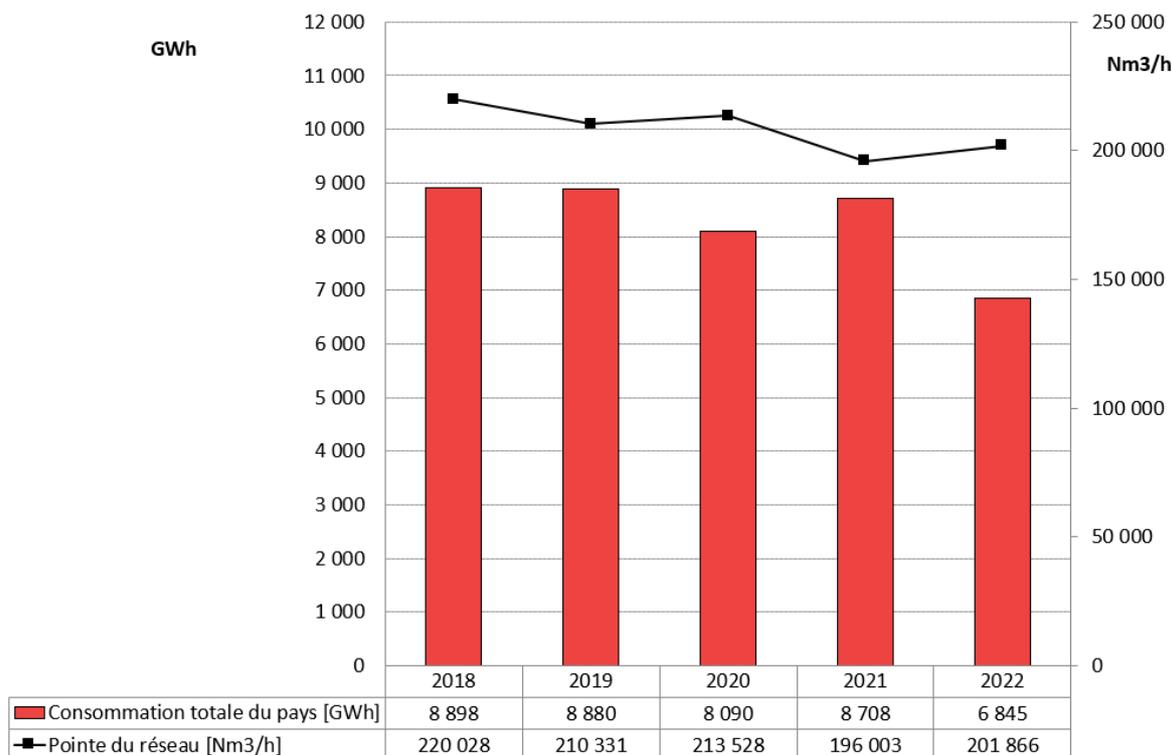
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

le même canal de communication sécurisé qui est utilisé pour la communication de marché en électricité. Afin de permettre cette communication automatisée, le Code de Distribution a connu une mise à jour majeure en 2017 (Règlement ILR/E17/56 du 3 octobre 2017 arrêtant le Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg). Depuis lors, le code a subi quelques révisions pour notamment fixer les taux applicables en matière de droits d'accise autonomes sur les produits énergétiques, introduire la facturation électronique, selon les modalités convenues entre l'expéditeur et le destinataire des messages. La dernière révision a été arrêtée par Règlement ILR/G22/10 du 22 avril 2022, et intègre particulièrement le processus « Fin de la fourniture par défaut et début de la fourniture du dernier recours pour un Client Final sans Contrat de Fourniture » au processus « Début de la fourniture du dernier recours suite à une défaillance d'un Fournisseur ».

3.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume de gaz naturel fourni à la consommation au niveau national en 2022 a connu une forte diminution de 21,4 % par rapport à 2021 et s'établit à 6,845 TWh. Ces chiffres reflètent la crise énergétique, débutée en 2021 à cause de la forte reprise économique mondiale après la récession liée à la pandémie de Covid-19 et amplifiée avec un pic en 2022 après le début de la guerre en Ukraine. La réduction de consommation pendant la crise peut s'expliquer par plusieurs raisons, comme par exemple des prix très élevés et des efforts pour économiser de l'énergie.

Malgré une diminution de la consommation, la pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire, affiche une légère augmentation de l'ordre de 3 % par rapport à 2021. Le Graphique 33 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2018.



Graphique 33 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel

La répartition des flux par point d'interconnexion a connu un changement important par rapport à l'année 2021. Comme illustré au Tableau 20, l'importation totale de gaz naturel au Luxembourg a diminué de 21 %. Les importations par la Belgique (points d'interconnexion à Bras et Pétange) ont connu une faible baisse d'environ 2 %, tant que les importations par l'Allemagne (point d'interconnexion à Remich) ont diminué de 98 %.

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

L'arrêt des importations par l'Allemagne s'explique par une pénurie d'approvisionnement en gaz en provenance de la Russie. En effet, en contre-mesure aux sanctions que les États membres de l'UE et d'autres pays industrialisés occidentaux ont imposé à la Russie, le géant gazier russe Gazprom a réduit la livraison vers l'Allemagne par Nord Stream 1 d'abord à 40 % du débit maximal, puis en juillet à 20 % et en septembre à 0 %. La pénurie d'approvisionnement en gaz a provoqué des augmentations drastiques des prix sur le marché de l'énergie et les flux gaziers en Europe de l'ouest vers l'est sont devenus prédominants.

Le gaz naturel importé par la Belgique provient principalement des Pays-Bas, de la mer du Nord (Norvège), du Royaume-Uni et du Qatar.¹⁰⁰

Interconnexion		Flux [GWh]		Variation
		2022	2021	
Remich	Réseau allemand	40	1 780	-98%
Bras	Réseau belge	4 818	6 277	-23%
Pétange	Réseau belge	1 939	598	224%
Total Belgique		6 757	6 875	-2%
Total		6 797	8 655	-21%

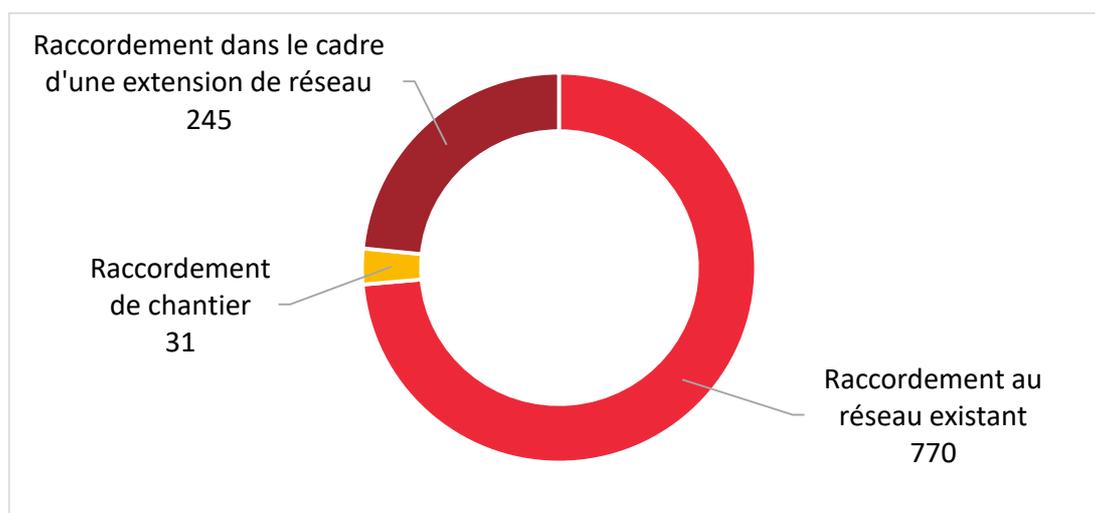
Tableau 20 : Répartition des flux par point d'interconnexion

3.1.2.5 QUALITÉ DE SERVICE

Conscient de l'importance de la qualité de service du gestionnaire de réseau envers le client, l'Institut mesure et documente certains indicateurs y relatifs. Le règlement E15/61/ILR du 18 décembre 2015 déterminant les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service du gaz naturel forment la base pour ce monitoring.

3.1.2.5.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS

En 2022, les GRDs ont mis en service un total de 1 046 nouveaux raccordements. Ils indiquent ne pas avoir dépassé le délai maximal des 30 jours pour le traitement d'une demande de raccordement en 2022. Les types de raccordements effectués sont repris dans le Graphique 34.



Graphique 34 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2022 par type de raccordement

¹⁰⁰ Source : <https://www.energuide.be/fr/questions-reponses/dou-viennent-lelectricite-et-le-gaz-que-lon-consomme-en-belgique/4/#:~:text=Le%20gaz%20naturel%20que%20, via%20le%20terminal%20de%20Zeebrugge.>

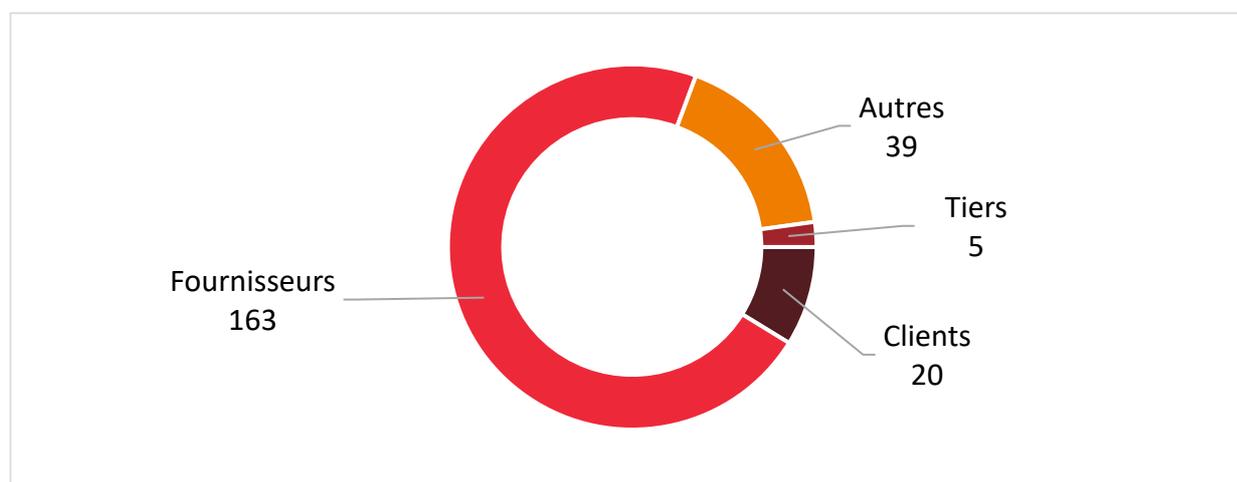
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

3.1.2.5.2 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Les GRDs indiquent qu'il y a eu 70 interruptions planifiées et 95 interruptions non planifiées dans les réseaux de gaz naturel au Luxembourg en 2022. Contrairement au secteur de l'électricité, l'Institut ne calcule actuellement pas d'indicateurs de performance tels que le SAIDI et le SAIFI dans le secteur du gaz naturel.

3.1.2.5.3 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION

Les GRDs ont reçu 227 demandes de données de consommation en 2022. Le Graphique 35 renseigne la répartition des catégories de demandeurs.



Graphique 35 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2022 par type de demandeurs

3.1.2.5.4 RÉCLAMATIONS

Les GRDs indiquent avoir reçu 93 réclamations en 2022. 32 n'ont pas été traitées endéans les 5 jours ouvrables. 25 % de ces demandes concernaient le raccordement au réseau et 34 % le comptage. Néanmoins les systèmes informatiques des GRDs ne permettent pas tous de retracer les réclamations des clients.

3.1.2.6 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 »¹⁰¹ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90% au 31 décembre 2021¹⁰², échéance initialement fixée au 31 décembre 2020 et reportée d'une année suite à la crise sanitaire COVID-19.

Comme déjà expliqué au Chapitre 2.1.2.10, avant qu'un compteur Smarty puisse être qualifié d'être « intelligent », il doit - après son installation physique sur site - être amené à transmettre les valeurs de consommation du ménage à mesurer au gestionnaire de réseau respectif.

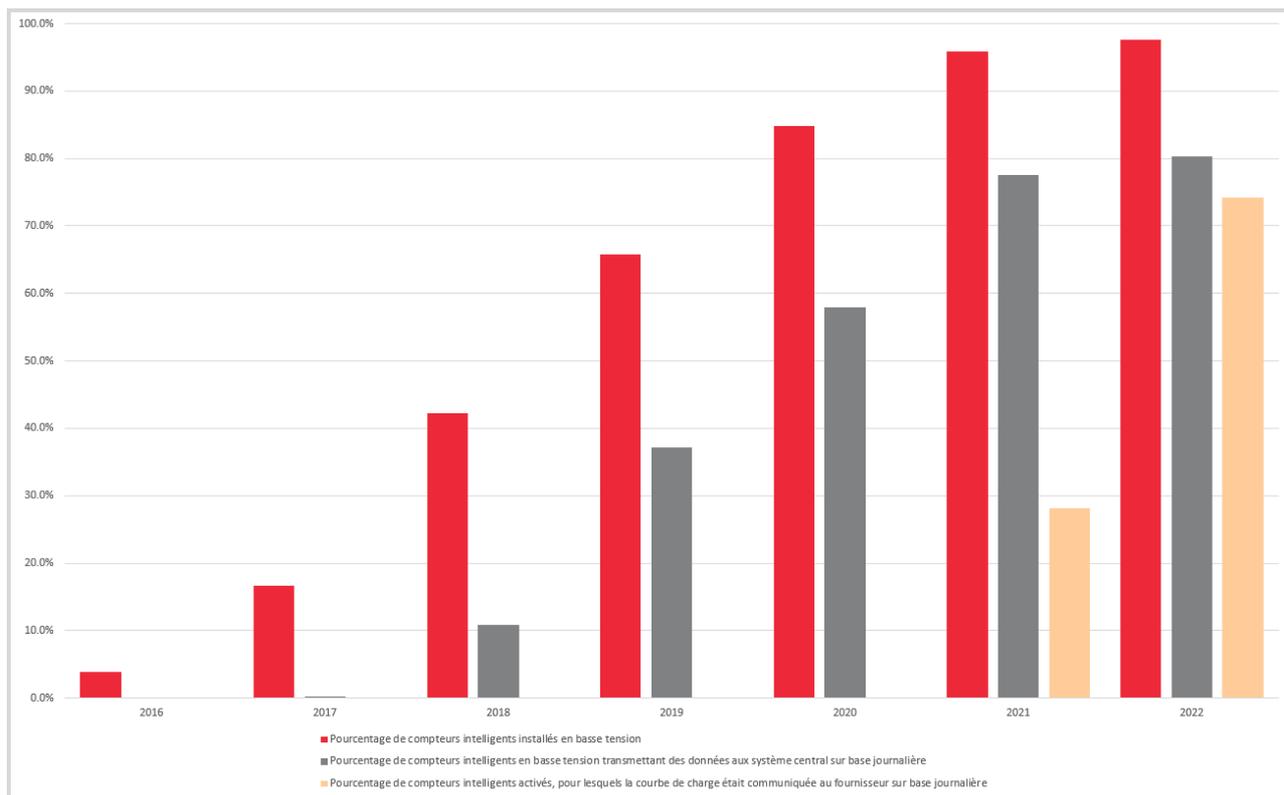
Cependant, le compteur de gaz ne dispose pas d'interface propre avec le système informatique central, que les gestionnaires de réseau d'électricité et de gaz exploitent conjointement via le GIE Luxmetering. Dès lors, les valeurs de consommation de gaz sont

¹⁰¹ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

¹⁰² 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

transmises du compteur de gaz via le compteur d'électricité, disponible dans chaque ménage, au système central de Luxmetering ; le compteur électrique Smarty transmet donc 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 36 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel

Au 31 décembre 2022, 97,6 % des 92.323 compteurs de taille G4 à G40 étaient équipés d'un compteur de gaz Smarty (pour 95,9 % fin 2021). Parmi eux, 80,3 % des compteurs ont pu transmettre leurs données de consommation horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Sur l'ensemble de tous les compteurs, 68.528 compteurs de gaz (soit 74,2 %) ont transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire d'un GRD au fournisseur concerné à fin 2022. 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.

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 2021 était la première 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. Ces deux volets sont éclairés dans les sous-chapitres suivants.

L'encadrement tarifaire du déploiement du système de comptage intelligent dans les secteurs électricité et gaz naturel est assuré par le règlement E16/14/ILR du 14 avril 2016. Ce règlement fixe les modalités de détermination des coûts et les mesures incitatives et permet de vérifier l'avancement de déploiement ainsi que l'atteinte des objectifs fixés par la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel, à savoir un déploiement dans le calendrier indiqué et à des coûts raisonnables. Les coûts

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

du déploiement sont donc pris en compte lors de la détermination du revenu maximal autorisé. Ce règlement a été abrogé le 31 décembre 2022 après le décompte du déploiement des compteurs intelligents.

Tout comme dans le secteur de l'électricité, la nouvelle méthodologie incorpore des éléments favorisant la transition énergétique, les réseaux intelligents ainsi que la digitalisation. Les adaptations sont identiques à celles décrites au Chapitre 2.1.3, à l'exception des commentaires relatifs au facteur qualité qui n'existe pas dans le secteur du gaz naturel, et ceux relatifs à la structure tarifaire.

3.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

En 2022, la méthodologie tarifaire dans le secteur du gaz naturel continue à reposer sur les mêmes principes que celle dans le secteur de l'électricité. Ainsi la, rémunération des investissements, l'encadrement des projets d'investissement et des charges d'exploitation contrôlables et non-contrôlables suivent la logique décrite au Chapitre 2.1.3 sur les tarifs d'utilisation des réseaux électriques.

3.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

En conséquence de l'intégration des marchés belge et luxembourgeois, le modèle de tarification a été adapté de façon à appliquer les tarifs 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 2022, 22 clients se sont enregistrés comme clients effaçables pour une capacité maximale de 203 MWh/h. Néanmoins, les gestionnaires de réseau n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

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

3.1.3.3 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2022, 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 2023. Contrairement aux tarifs d'utilisation réseau en électricité, les tarifs en gaz naturel diffèrent d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

Le Tableau 21 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tel que publiés par Eurostat pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle (GJ)	Consommation annuelle (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
			2018	2019	2020	2021	2022
Client résidentiel D2	20 – 200	5,6 – 55,6	14,2	13,4	14,2	14,7	15,4
Client industriel I3	10 000 – 100 000	2 778 – 27 778	7,8	6,6	7,6	7,9	8,5

Tableau 21 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon 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 est applicable à partir du 1^{er} mai 2022 et couvre la période jusqu'au 31 décembre 2024. Avec l'objectif de comparer l'évolution des frais d'utilisation réseau, nous avons ignoré ces aides d'État au Tableau 21. Eurostat de leur 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 finaux 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 résultats des enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich pour l'année gazière 2022-2023 sont résumés dans le Tableau 22 ci-dessous. Les enchères pour les troisième et quatrième trimestres de l'année gazière 2022-2023 ont donné lieu à un premium (différence entre prix de clôture et prix de réserve) par rapport au prix de réserve préalablement approuvé par l'Institut. Les recettes des enchères sont portées en déduction du revenu autorisé à couvrir par les tarifs de sortie.

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)
01/10/22 - 01/01/23	1.000.000	1.000.000	3,08	3,308
01/01/23 – 01/04/23	1.000.000	1.000.000	3,08	3,308
01/04/23 – 01/07/23	555.000	555.000	3,08	5,58
01/07/23 – 01/10/23	555.000	555.000	3,08	8,08

Tableau 22: Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2022-2023

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°347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes. 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, conformément à l'article 12 du règlement (UE) n°347/2013.

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 la décarbonation en vue d'atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 peut être consulté dans la stratégie hydrogène du Luxembourg¹⁰³.

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. Le dernier plan décennal en date, transmis à l'Institut, couvre la période 2023-2032. Ce plan ne contient aucun investissement transfrontalier ; il contient les développements nationaux 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.

¹⁰³ <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 réglementaires 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.

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.

Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, l'Institut a continué les discussions avec le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions portant sur le mécanisme de solidarité et les arrangements bilatéraux y relatifs à mettre en place en cas de crise, conformément au Règlement (UE) n° 2017/1938.

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 GROS

Depuis le 1^{er} octobre 2015, avec 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.

En 2022, les prix du gaz sur les marchés de gros a connu une forte augmentation, principalement du fait de la guerre en Ukraine et des risques de sécurité d'approvisionnement y relatifs, et du bas niveau des stockages. Cette montée des prix est aussi liée à la faible disponibilité du nucléaire en France, ce qui a nécessité de produire de l'électricité avec des centrales à gaz en complément.

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

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter le Chapitre 2.2.1.1.

3.2.1.2 ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

En 2022, six fournisseurs de gaz naturel étaient actifs sur le marché luxembourgeois, y inclus les fournisseurs qui font entrer du gaz à partir de l'Allemagne pour l'utiliser à d'autres endroits de la zone BeLux sans avoir d'activités sur le marché de détail luxembourgeois. 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 négoce.

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 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.

3.2.2 MARCHÉ DE DÉTAIL

Les clients finals, au nombre de 92 396, peuvent être segmentés en 3 groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et industriels et les producteurs d'électricité.

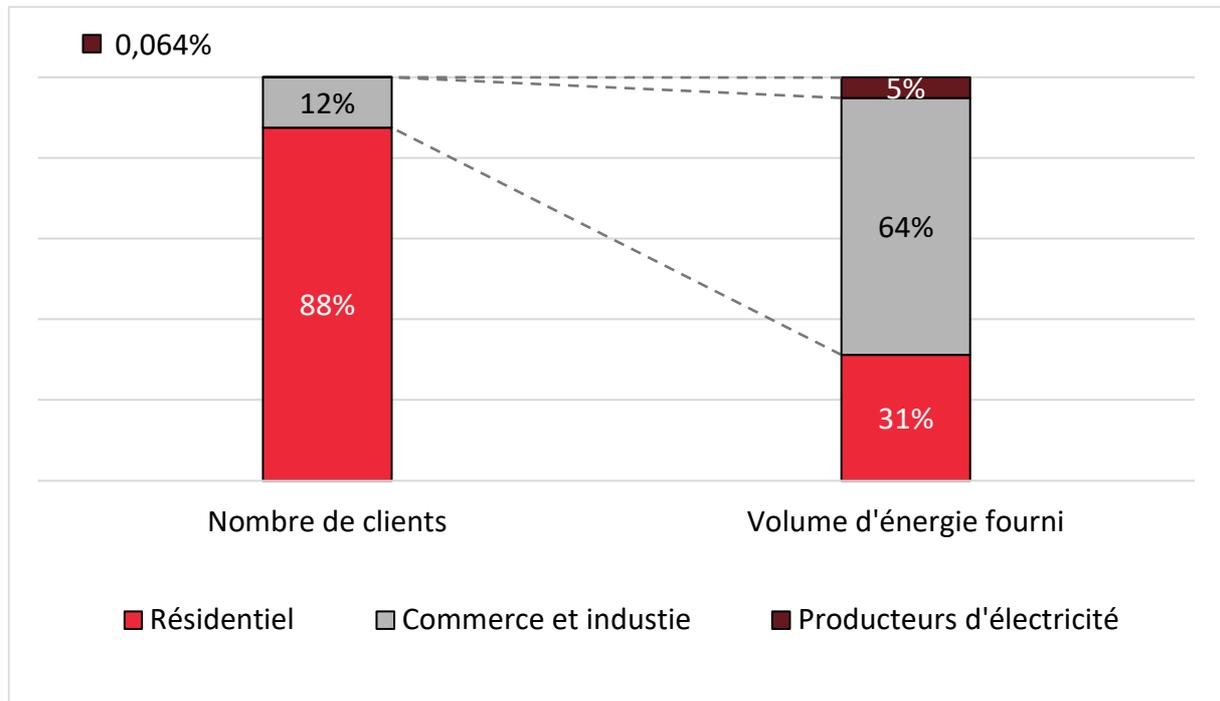
3.2.2.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 23 et le Graphique 37 ci-après décrivent la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals et donnent une indication de l'importance relative aux différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

	Consommation 2022 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	2,1	81 068
Secteur professionnel et industriel	4,3	11 514
Production d'électricité	0,4	59

Tableau 23 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2022

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

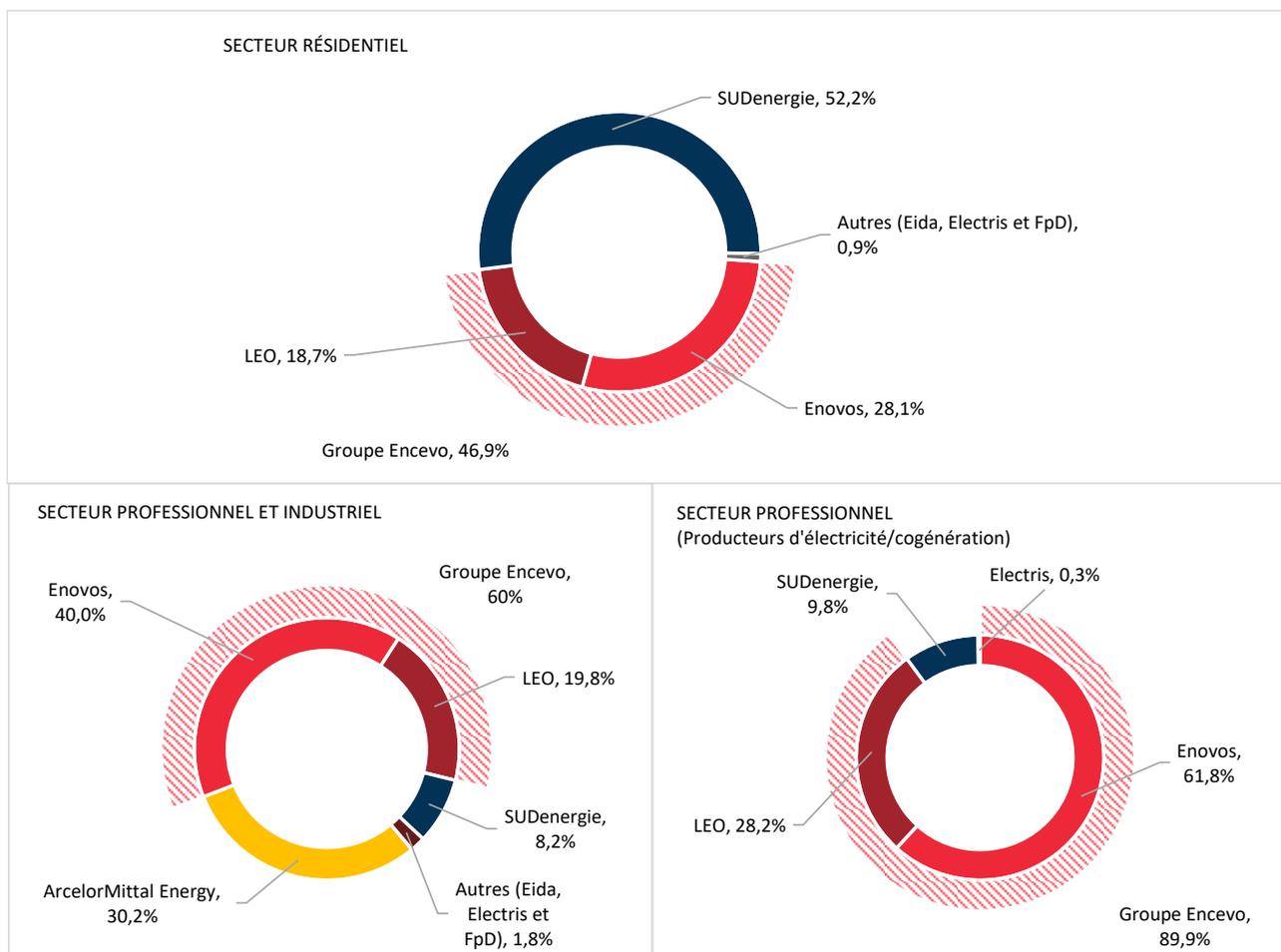


Graphique 37 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients

Cinq entreprises de fourniture de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et six sur le marché de détail (résidentiel et non résidentiel) en 2022. Les parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 38.

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 2021.

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



Graphique 38 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel

3.2.2.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2022, le taux de changement de fournisseur, avec 593 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,6 % en termes de points de fourniture, et à 0,7 % en termes de volume d'énergie.

Le Tableau 24 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2021 et 2022.

ANNÉE	2021		2022	
	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	0,1 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %
Segment professionnel et industriel	1,6 %	0,9 %	0,9 %	2,2 %
Segment producteurs d'électricité	0,4 %	1,6 %	0,3 %	1,7 %
Toutes catégories de client confondues	1,1 %	0,4 %	0,6 %	0,7 %

Tableau 24 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2021 et 2022

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.

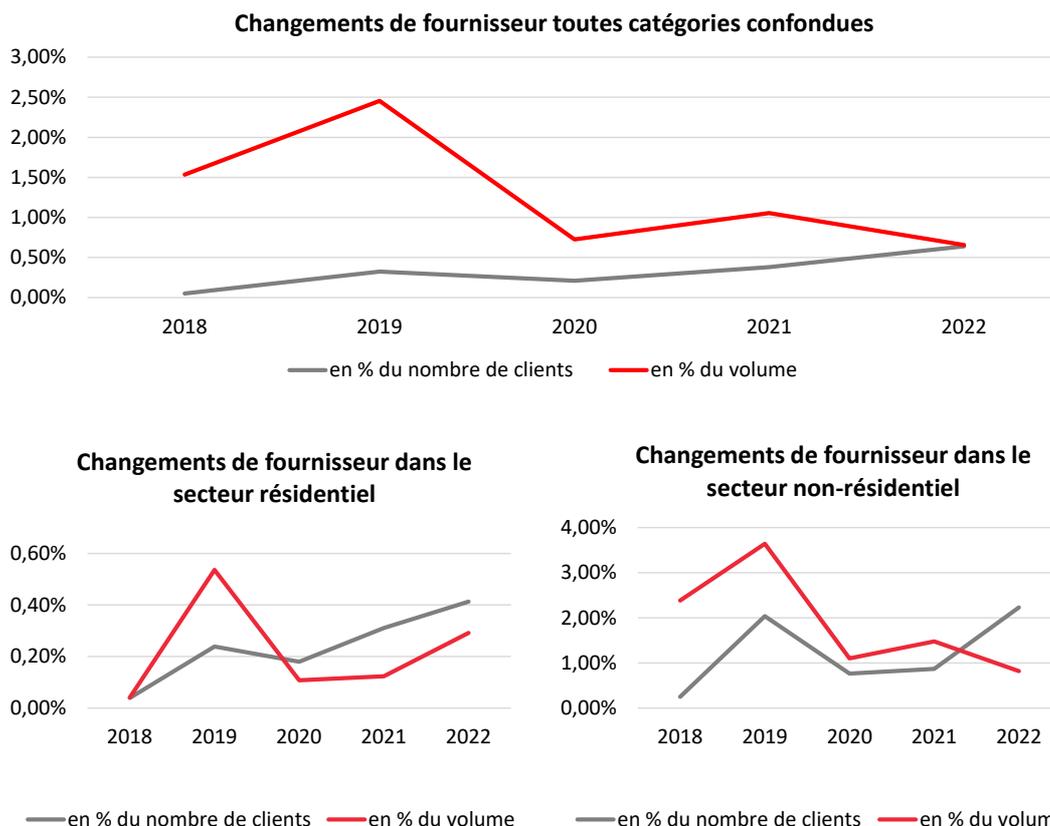
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'abord, le plafonnement du prix de l'énergie pour les petits consommateurs à partir d'octobre 2022 élimine tout intérêt à opter pour un autre fournisseur, ensuite, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. 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'appropriier 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 de comparer les offres sur le marché, notamment à travers le comparateur en ligne www.calculix.lu.

3.2.2.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Les ménages représentent environ 31 % en volume du marché du gaz naturel. 335 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2022, un chiffre en augmentation par rapport aux 252 changements en 2021. L'augmentation du nombre de changements est principalement dû à l'arrêt des activités de fourniture d'un des fournisseurs, ce qui a obligé les clients concernés à changer de fournisseur. Le Graphique 39 illustre l'évolution des changements de fournisseur depuis 2018¹⁰⁴.



Graphique 39: Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)

¹⁰⁴ 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. En plus les nouveaux raccordements qui risquent de se retrouver dans la fourniture par défaut avant de signer 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

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. Notre analyse 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 Calculix¹⁰⁵.

Les fournisseurs proposent deux types de contrat.

Premièrement, la 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 % des contrats dans le secteur résidentiel en 2022.

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 de l'année X). 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 1 % des cas en 2022. Malgré le fait que des contrats fixes peuvent constituer une option intéressante, nous constatons que tous les fournisseurs ont arrêté de commercialiser ces produits vers fin 2021 suite aux augmentations de prix sur les marchés de gros et l'incertitude qui y règne. Les consommateurs avec un contrat avec garantie de prix en cours sont fournis jusqu'à échéance, mais n'auront vraisemblablement pas d'autre choix que de changer vers des contrats sans garantie de prix quand leur contrat avec garantie de prix sera échu.

En raison des caractéristiques très diverses de ces catégories de produits, des comparaisons sont à prendre avec précaution.

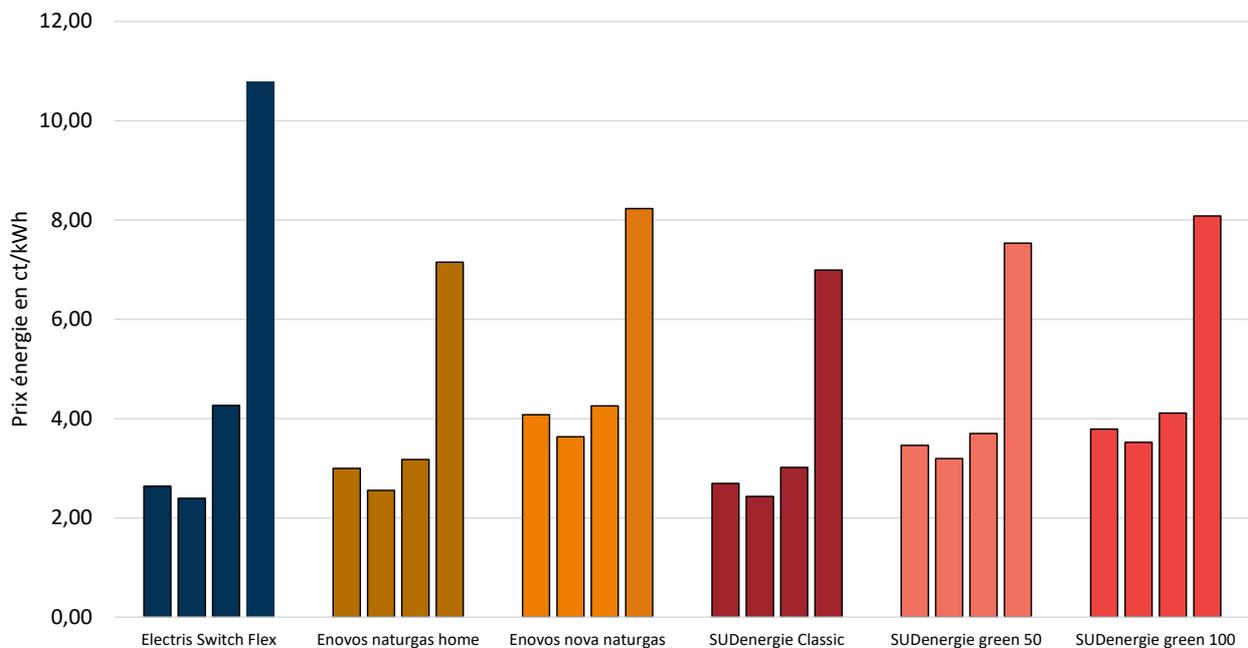
Pour les produits sans garantie de prix, les prix annuels de l'énergie en 2022 se sont situés entre 2 067 € et 3 238 €. Cette comparaison s'est faite sur base d'une consommation annuelle de 30 000 kWh, répartie sur l'année en fonction d'un profil communément utilisé par un fournisseur pour facturer les ménages¹⁰⁶. Une telle répartition permet de prendre en considération une consommation plus importante de gaz naturel durant les mois d'hiver, couplé à des prix qui peuvent varier au cours de l'année. La fourchette des prix inclut les frais fixes des fournisseurs, variant entre 5 et 9,20 € par mois, pour une puissance installée de 25 kW. Notons que l'analyse tient compte du plafonnement du prix du gaz naturel à partir d'octobre 2022, tel que stipulé par la loi du 2 décembre 2022¹⁰⁷.

¹⁰⁵ www.calculix.lu

¹⁰⁶ 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 %

¹⁰⁷ 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



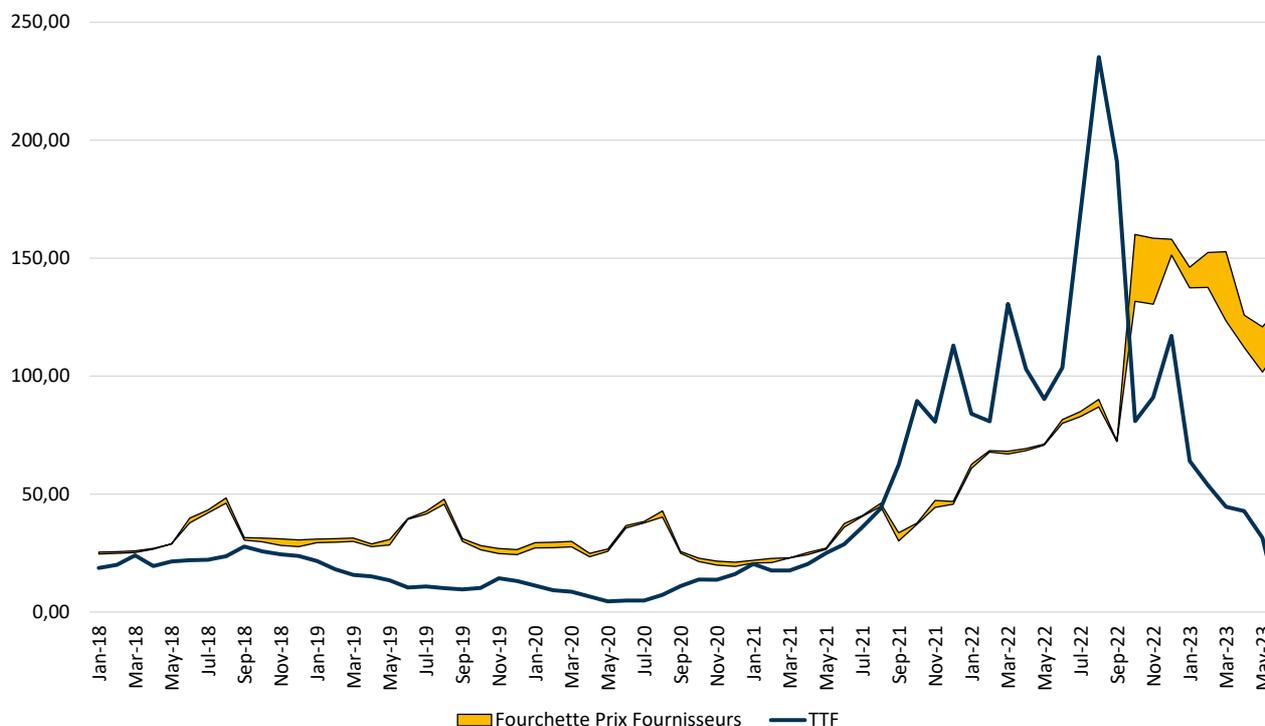
Graphique 40 : Prix annuel 2019, 2020, 2021 et 2022 de l'énergie des produits sans garantie de prix pour une consommation annuelle de 30 000 kWh sur base d'un profil d'utilisation et d'une puissance installée de 25 kW

Notre analyse sur les produits sans garantie de prix offerts aux ménages au Luxembourg en 2022 montre que l'écart entre le produit le moins cher et le produit le plus cher est de l'ordre de 1 092 € par an. Cependant, 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'a aujourd'hui presque plus d'incitations financières pour changer de fournisseur. En même temps, le fournisseur lui-même n'a plus d'incitation pour offrir un produit au meilleur prix. En pratique l'État rembourse la différence entre le prix affiché du produit le plus répandu du fournisseur et le plafond fixé (83,25 ct/ou 7,57 ct/kWh). Afin de s'assurer que 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.

Le Graphique 41 compare les prix des fournisseurs avec les prix du marché spot. Pour cette analyse nous avons repris les mêmes hypothèses que pour le Graphique 40, c'est-à-dire une consommation annuelle de 30 000 kWh répartie d'après un profil de consommation¹⁰⁸, avec une puissance installée de 25 kW.

¹⁰⁸ 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 %

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



Graphique 41 : Comparaison prix fournisseur et prix du marché spot TTF (€/MWh)*

L'augmentation des prix de marché de gros du gaz naturel remonte à mars-avril 2021¹⁰⁹, ce qui signifie une période de prix élevés pendant deux ans.

Les fournisseurs de gaz naturel s'approvisionnent sur ces marchés de gros en achetant en avance les consommations estimées de gaz naturel de leurs clients. Une partie du gaz est achetée 1 ou 2 ans en avance, puis une autre partie via des produits saisonniers ou mensuels durant l'année et enfin encore des quantités qui sont achetées au marché spot. Le prix final pour un consommateur dépend donc de la stratégie d'achat du fournisseur, et finalement des prix pratiqués au moment de l'achat des différents produits de gaz naturel sur le marché de gros. À cela se rajoutent tous les frais opérationnels du fournisseur.

Par conséquent, une période prolongée de prix élevés oblige le fournisseur à un moment donné à répercuter les prix plus élevés au client final. Néanmoins une bonne stratégie d'achat peut permettre au fournisseur d'éviter des pics de prix sur le marché de gros et donc de lisser aussi l'évolution du prix pour ses clients. Les prix affichés par les fournisseurs ont ainsi augmenté à plusieurs reprises depuis 2021 avec l'augmentation la plus conséquente annoncée par les plus grands fournisseurs au Luxembourg pour octobre 2022. Nous constatons que les prix de la fourniture sont restés nettement en-dessous des pics observés sur les marchés de gaz naturel à court terme durant une grande partie de la période de crise énergétique. Néanmoins les fournisseurs ont à un moment donné dû répercuter leurs prix d'achat élevés aux consommateurs. Par coïncidence cette augmentation arrive à un moment où les prix de marché de gros ont commencé à baisser.

3.2.2.2.2 SEGMENT DU COMMERCE ET DE L'INDUSTRIE

Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie, représentée sur le Tableau 24, il y a eu 257 changements de fournisseurs, par rapport à 98 en 2021. Le taux de changement dans ce segment, qui représente environ 64 % en volume du marché national, est de 0,9% en termes de volume en 2022.

¹⁰⁹ Publication d'ACER en octobre 2021. Augmentation des prix avant la guerre en Ukraine et avant le refus d'accorder une autorisation d'exploitation à NordStream 2 : https://acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Documents/Energy%20Prices_Final.pdf

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

3.2.2.2.3 PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le secteur des producteurs d'électricité se limite aux centrales de cogénération et représente encore 5 % de la consommation de gaz naturel. Un seul producteur d'électricité a changé de fournisseur en 2022.

3.2.2.3 FOURNITURE PAR DÉFAUT

La fourniture par défaut dans le secteur du gaz naturel est moins prévalent 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.

3.2.2.4 SURVEILLANCE DES PRIX

3.2.2.4.1 PRIX DU 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 existé¹¹⁰, l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

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

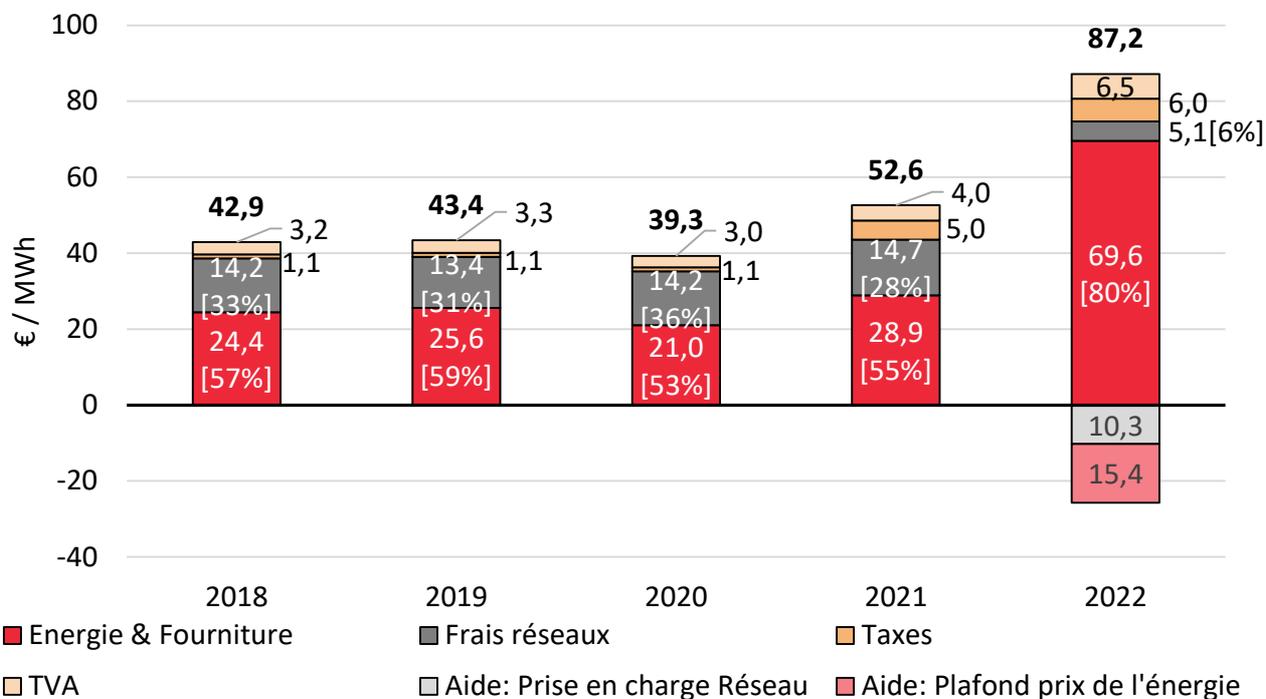
- le prix de l'énergie fournie par le fournisseur ;
- les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage) ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 42 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat¹¹¹.

¹¹⁰ Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

¹¹¹ 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.

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



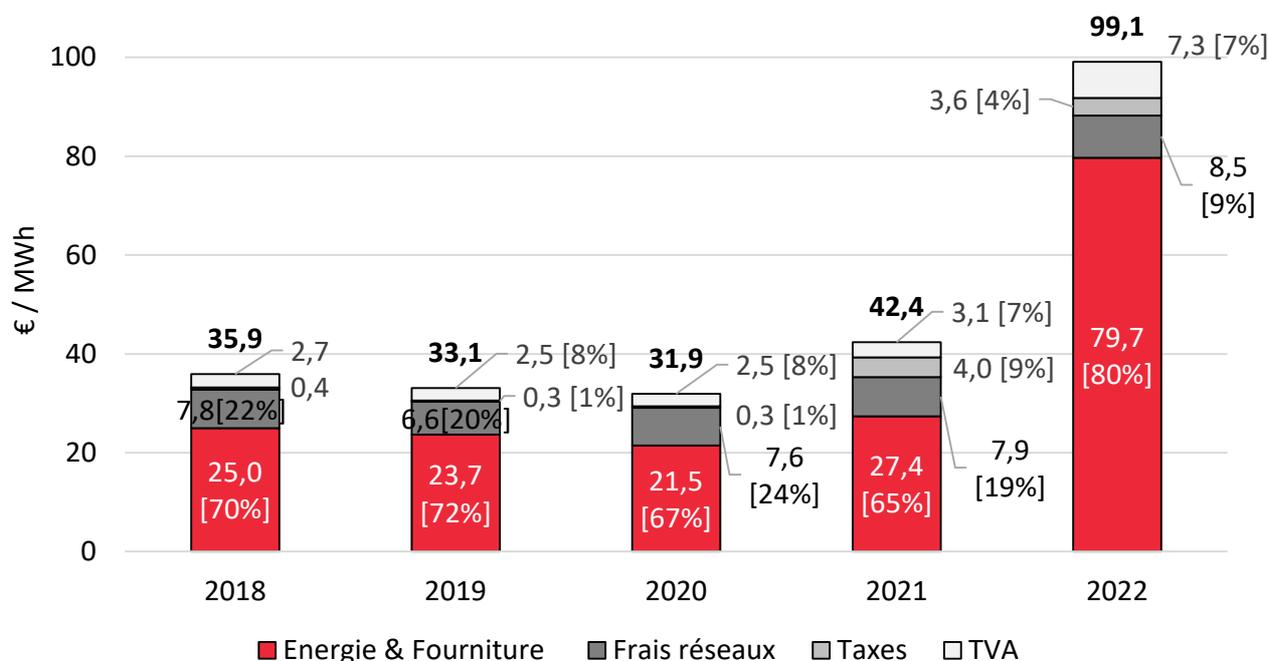
Graphique 42 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients résidentiels (prix courants)

L'augmentation de la facture totale a son origine dans une augmentation de la composante « Énergie et Fourniture » (+ 40,7 €/MWh en 2022), entraînant aussi une augmentation de la composante TVA. Les ménages ont payé 34,6 % de plus par unité de gaz naturel consommé en 2022. Pourtant la hausse aurait été encore plus significative sans la prise en charge des frais réseau par l'État et sans le plafonnement des prix de l'énergie à partir d'octobre 2022. Sans ces aides, le prix final se situerait à 112,90 €/MWh. Remarquons que les prix au Graphique 42 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 décomposition du prix du gaz naturel d'un client industriel type,¹¹² tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 43 suivant.

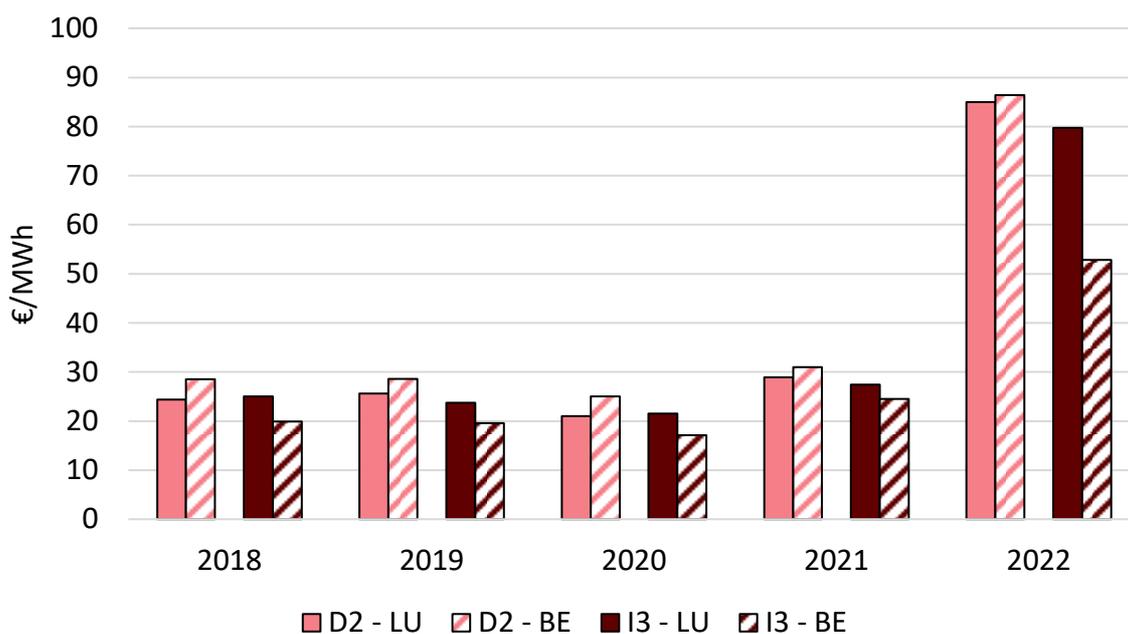
¹¹² Le client industriel type utilisé dans notre analyse correspond au à la catégorie de clients I3 établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle de gaz naturel entre 10 000 et 99 999 GJ, ce qui correspond à 2 778 respectivement 27 778 MWh.

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



Graphique 43 : Décomposition des prix du gaz naturel aux 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 qu'il fait du sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.



Graphique 44 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg

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

La comparaison des composantes « Énergie et Fourniture » permet de mettre en évidence que les coûts de l'énergie ont augmenté pour toutes les catégories de consommateurs au Luxembourg et en Belgique de 2021 à 2022.

Pour les ménages, le prix de l'énergie proprement dite reste compétitif en les comparant aux prix applicables en Belgique. Cependant, ce constat est inversé pour les petites et moyennes entreprises et industries dont le coût net de l'énergie est largement plus élevé que pour les mêmes types de clients en Belgique.

La différence de prix diminue à 1,4 €/MWh pour le segment D2 et augmente à 26,9 €/MWh pour le segment I3 entre 2021 et 2022. Elle correspond à environ 33 % du coût de la molécule de gaz naturel au Luxembourg en 2022.

Déjà en octobre 2018, l'Institut avait publié son analyse intitulée « Le prix du gaz naturel pour les petites et moyennes entreprises et industries »¹¹³. En conclusion de cette analyse, l'Institut constate 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.

En 2022 s'ajoute le fait que les aides pour les consommateurs de gaz naturel, et notamment le plafonnement du prix de la molécule de gaz ainsi que la prise en charge des frais d'utilisation, ne ciblent pas les consommateurs industriels. Les aides octroyées par le gouvernement luxembourgeois aux entreprises touchées par la hausse des prix de l'énergie, ne sont pas répercutés dans ces chiffres statistiques et ne peuvent pas être estimés par l'Institut.

3.2.2.4.2 PRIX DE GROS

Le Graphique 45 suivant représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF¹¹⁴- Gas Base Load Futures - DM year-ahead¹¹⁵, ligne rouge) avec livraison entre 2018 et 2022 ainsi que le développement sur le marché *spot* (TTF – SM *day-ahead*¹¹⁶, ligne jaune) pour les années 2018 à 2022 ; les prévisions de prix pour l'année 2023 sont également visualisées.

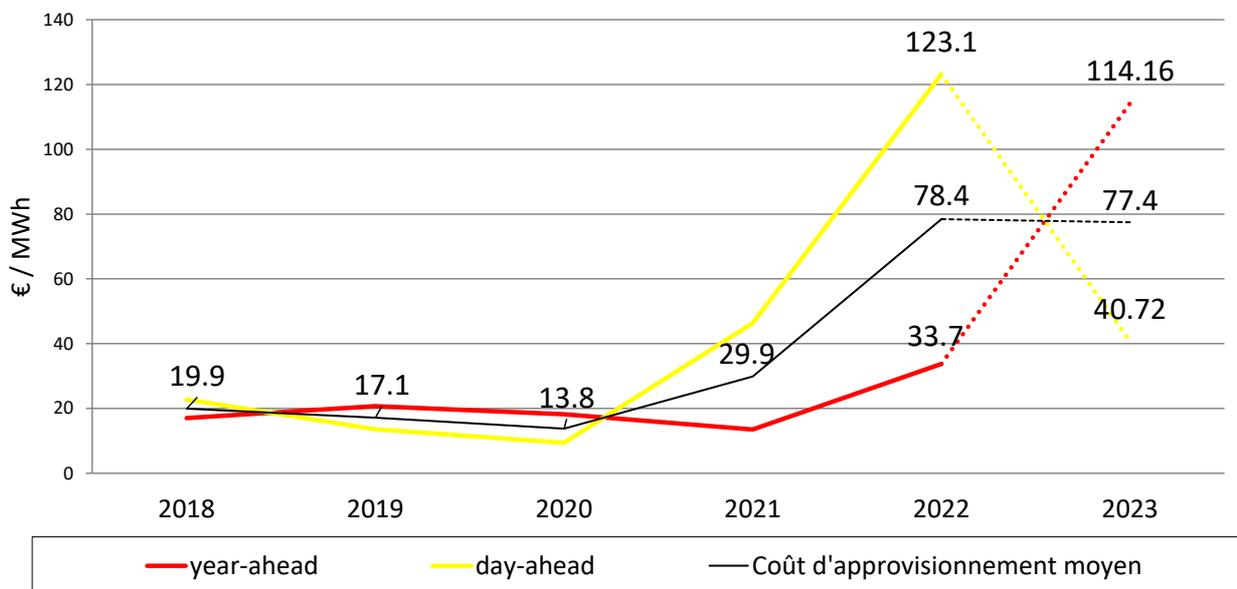
¹¹³ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-559.pdf>.

¹¹⁴ « Title Transfer Facility » (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

¹¹⁵ Il s'agit du prix du marché à terme moyen pour l'année suivante. 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.

¹¹⁶ Il s'agit du prix du marché au comptant pour le jour suivant, intrajournalier. 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

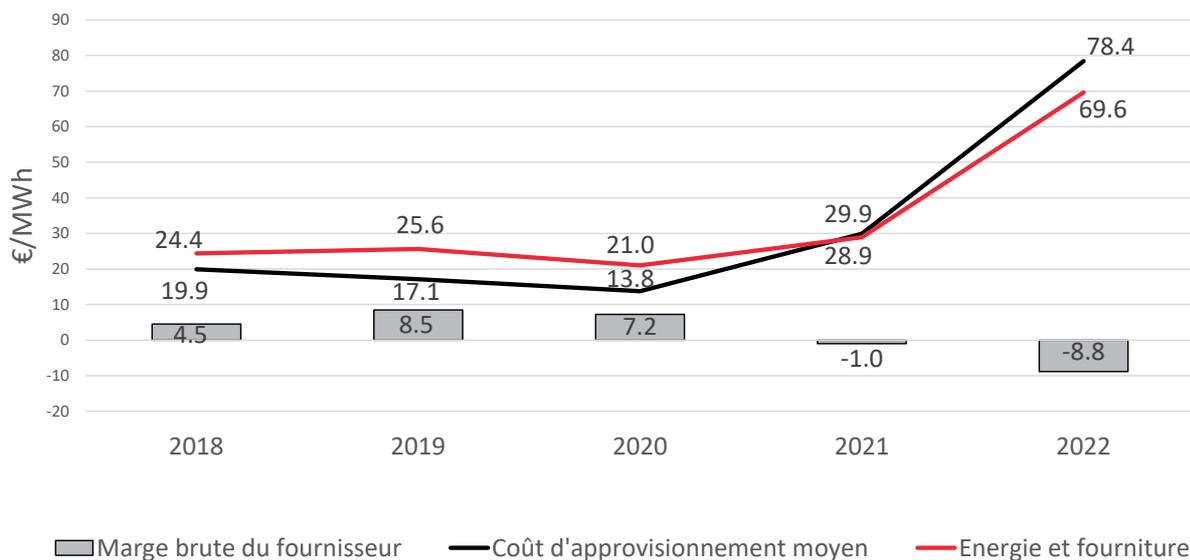


Graphique 45 : Développements sur le marché de gros du gaz naturel

Entre 2021 et 2022, les coûts d’approvisionnement en gaz naturel ont augmenté considérablement (ligne noire dans le Graphique 45 ci-dessus). Cette hausse des prix est le résultat d’une augmentation significative du prix du produit *spot* (ligne jaune, + 166% entre 2021 et 2022) ainsi que du prix du produit à terme annuel (ligne rouge, +150% entre 2021 et 2022). Le coût d’approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché *spot*, est estimé à 78,4 €/MWh en 2022, soit en augmentation de 162% par rapport à 2021.

Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à -8,8 €/MWh en 2022 ; ainsi, selon les hypothèses retenues, les fournisseurs de gaz naturel n’auraient tiré aucun bénéfice à commercialiser du gaz naturel aux clients résidentiels. Ceci montre que les hypothèses retenues pour déterminer le prix d’approvisionnement moyen ne sont qu’une approximation et ne correspondent pas nécessairement à la réalité. L’approvisionnement des fournisseurs s’est basé en 2022 à hauteur de 15% sur des contrats à long terme dont les conditions de prix ne sont pas connues à l’ILR et à hauteur de 61% sur des contrats à terme conclus sur les marchés organisés dont le reporting est effectué en conformité avec les règles « REMIT », décrites à la section 2.2.1.1. Une marge brute négative en 2022 est due à la forte augmentation entre 2021 et 2022 du prix moyen d’approvisionnement sur les marchés de gros (ligne noire dans le Graphique 46, +162%) et à d’une augmentation moins forte du prix de l’énergie et de la fourniture aux résidentiels (ligne rouge dans le Graphique 46, +141%).

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



Graphique 46 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2018 - 2022

Sur les marchés de gros, les fournisseurs ont choisi en 2022 les modes d'approvisionnement comme indiqués dans le Tableau 25 suivant :

	MOYENNE 2020	MOYENNE 2021	MOYENNE 2022
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	15 %	19 %	9 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	7 %	10 %	61 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	1 %	1 %	14 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans et ≤ 5 ans (p.ex. OTC)	14 %	0 %	0 %
Contrats à long terme avec des fournisseurs > 5 ans	63 %	70 %	15 %
Autres (p.ex. injecteurs nationaux)	0 %	0 %	1 %

Tableau 25 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel

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.

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

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 publié¹¹⁷ son rapport le plus récent en juillet 2022.

S'il n'y a pas eu de problème d'approvisionnement particulier pour le Luxembourg, on note néanmoins des difficultés d'approvisionnement en Europe au deuxième semestre 2021, du fait de la reprise économique post-Covid, des bas niveaux de stockage et une réduction de l'approvisionnement du gaz en provenance de Russie, causant ainsi des tensions et des hausses de prix sur les marchés gaziers. Pour pallier les difficultés potentielles d'approvisionnement y relatives, des règlements européens ont défini des mesures ; le lecteur est invité à se rendre au Chapitre 3.4.2 pour davantage de détails.

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 les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l'approvisionnement. Au vu des difficultés rencontrées au deuxième semestre 2021, des mesures européennes ont été développées et seront implémentées en 2022 afin de réduire les risques de rupture d'approvisionnement. Parmi ces mesures figure l'obligation de remplir les stockages du gaz naturel avant le début de l'hiver 2022-2023.

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.

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 entamé les démarches pour mettre à jour le plan d'action préventif¹¹⁸ et le plan d'urgence¹¹⁹ 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

¹¹⁷ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/mea-vsberichtgas2022.pdf>

¹¹⁸ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/gaz-plan-d-action-preventif-gaz-naturel-version-2023.pdf>

¹¹⁹ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-urgence-gaz-naturel-version-2020.pdf>

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

conditions géologiques pour le stockage en caverne ou en nappe aquifère. La seule source indigène est constituée par la bio-méthanisation 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. Le rapport du ministère mentionne qu'une baisse significative de la demande en gaz naturel est attendue d'ici 2037, du fait des mesures d'efficacité énergétique, de la conversion vers d'autres sources d'énergie et des ambitions politiques de diminuer la consommation en gaz naturel. 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 ou de pompes à chaleur électriques.

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 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 actuellement 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'urgence et de sauvegarde.

Le plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg¹²⁰ a été mis à jour en 2022 de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, l'Institut et le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions conformément à la Loi Gaz. Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible temporaire de la consommation d'énergie, qui peut être engagée par les gestionnaires de réseau de transport ou de distribution afin de 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 de personnes. Il constitue un outil utilisable en ultime recours pour les gestionnaires de réseaux d'énergie du Grand-Duché de Luxembourg, les permettant de prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent.

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) n° 2017/1938 (voir aussi Chapitre 3.3.1), le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a entamé des discussions avec ses homologues belges et allemands pour définir les arrangements nécessaires relatifs au mécanisme de

¹²⁰ <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

solidarité à déclencher en dernier recours si l'un de ces trois pays n'est plus en mesure de combler le déficit d'approvisionnement en gaz de ses clients protégés, L'Institut a participé à ces discussions.

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.

Enfin, en septembre 2022, le gouvernement a lancé une campagne d'économie d'énergie « Zesumme spueren – Zesammenhalen ». L'objectif de la campagne est d'inciter l'ensemble de la société à économiser l'énergie - l'État, les communes, les entreprises et les citoyens - afin d'atteindre 15% de réduction de la demande de gaz naturel.

3.3.5 CYBERSÉCURITÉ

Voir les explications respectives dans le Chapitre 2.3.5 « CyberSécurité ».

3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

3.4.1.1 MESURES POUR FAIRE FACE AUX PRIX DE GAZ ÉLEVÉS

Avec la reprise économique en 2021, la demande mondiale de gaz naturel a rebondi aux niveaux d'avant la pandémie et a dépassé l'offre. Malgré l'augmentation des livraisons de GNL vers l'Europe (liée à la hausse des prix du gaz), la forte baisse de l'approvisionnement des gazoducs russes et l'incertitude géopolitique associée ont exercé une forte pression à la hausse sur les prix.

La hausse des prix de gros de l'énergie s'est encore accentuée depuis le mois de février 2022 avec l'invasion russe en Ukraine et particulièrement depuis juin 2022 (arrêt de livraisons par Nord Stream 1) avec des prix dépassant 300 €/MWh. Parmi les éléments qui ont soutenu la hausse des prix de gaz on peut mentionner :

- le faible taux de remplissage des stockages de gaz naturel en Europe ;
- la nécessité de remplacer les quantités non fournies par les gazoducs venant de la Russie par du gaz naturel liquéfié ;
- la demande soutenue par une production d'électricité basée sur le gaz naturel pour combler le manque de capacité de production largement dû aux centrales nucléaires françaises à l'arrêt pour raisons de défauts, de maintenance, de manque d'eau de refroidissement (canicule et sécheresse estivale) ;
- la demande additionnelle entraînée par l'obligation de remplissage des stockages de gaz naturel.

Le remplissage des stockages à un niveau dépassant les seuils minimaux requis a réduit la pression sur les prix du gaz, de même que les températures douces en Europe au début de l'hiver 2022/23 menant à une réduction importante du prix du gaz sur les marchés de gros.

En raison des niveaux records que les prix de l'énergie ont atteint en 2022, la Commission européenne a réagi à travers des communications et des actes réglementaires pour lutter contre la hausse des prix de l'énergie notamment en recourant à des obligations relatives au niveau minimum de gaz devant être stocké. Nonobstant ces mesures, les gouvernements nationaux ont été sous pression pour aider les citoyens et les entreprises à endosser la hausse des prix de l'énergie.

L'État luxembourgeois a adopté un paquet de mesures temporaires visant à soutenir l'économie luxembourgeoise à la suite de la hausse des prix de l'énergie causée par l'agression de la Russie contre l'Ukraine. Ce régime d'aide est destiné à couvrir une partie des surcoûts de l'énergie, en vertu de la loi modifiée du 15 juillet 2022 visant à mettre en place un régime d'aides aux entreprises particulièrement touchées par la hausse des prix de l'énergie causée par l'agression de la Russie contre l'Ukraine.

Par ailleurs, l'État a accordé un régime d'aide sous forme de garantie sur des prêts accordés par des établissements de crédit, entre le 1^{er} mai 2022 et le 31 décembre 2023, en faveur des entreprises qui ont des besoins en liquidités, en vertu de la loi modifiée du 15

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

juillet 2022 visant à mettre en place un régime d'aides sous forme de garanties en faveur de l'économie luxembourgeoise à la suite de l'agression de la Russie contre l'Ukraine.

Pour aider les ménages, le gouvernement a décidé de prendre en charges les frais de réseau et de limiter la hausse des prix du gaz naturel pour les clients résidentiels à +15% par rapport au niveau de prix moyen du gaz naturel de septembre 2022. Le gouvernement a également introduit, en complément à l'allocation de vie chère (AVC) soumise à condition de revenu déjà en place, ainsi qu'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 %. De plus, en 2023 et 2024, la TVA sur le prix total du gaz sera aussi réduite de 8% à 7%.

Ainsi la loi modifiée du 17 mai 2022 portant prise en charge par l'État des frais engendrés par l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel définit les modalités de prise en charge les frais d'utilisation du réseau, y compris pour le comptage : il s'agit de clients finals disposant de compteurs d'un flux horaire maximal inférieur à 65 m³ redevables du 1^{er} mai 2022 au 31 décembre 2023.

D'autre part, la 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 définit la contribution financière à la fourniture en gaz naturel au bénéfice des clients finals disposant d'un compteur à gaz d'un flux horaire maximal inférieur à 65 m³ pour la consommation de gaz naturel ayant lieu pendant la période allant du 1^{er} octobre 2022 au 31 décembre 2023¹²¹. L'État prend en charge la différence positive entre le prix affiché et le prix plafonné, qui s'élève à 0,8325 €/m³ de gaz naturel consommé, hors frais d'utilisation du réseau et tous impôts et taxes en vigueur au jour de la facturation. La prise en charge par l'État de la différence positive entre le prix affiché et le prix plafonné se limite à la partie du prix affiché correspondant au prix de l'offre de base du fournisseur. Le surplus résultant de la différence entre le prix affiché et le prix de l'offre de base, reste à la charge du client final. L'Institut a été chargé du contrôle des obligations de transparence incombant aux fournisseurs dans le cadre de ce dispositif législatif.

3.4.1.2 AUTRES MODIFICATIONS DU CADRE NATIONAL

Par la loi du 27 juillet 2022 portant modification de 1° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel ; 2° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, des adaptations ont été apportées aux dispositions légales relatives aux mesures d'urgence à prendre par l'État luxembourgeois et mentionnées au Chapitre 3.3.4 « Mesures pour faire face aux déficits d'approvisionnement ».

En vertu du règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifiant le règlement grand-ducal modifié du 17 décembre 2010 fixant les taux applicables en matière de droits d'accise autonomes sur les produits énergétiques, les produits de gaz naturel utilisés comme carburant ou comme combustible, qui sont mis à la consommation au Grand-Duché de Luxembourg, sont soumis au droit d'accise autonome additionnel (la « taxe CO2 »), qui est fixé au taux de 6,04 €/MWh (sauf pour la catégorie C1bis, le taux ayant été fixé à 0 €/MWh) à compter du 1^{er} janvier 2023.

Le règlement grand-ducal du 4 novembre 2022 introduit un système de garantie d'origine pour le gaz produit à partir de sources d'énergie renouvelables, en complément aux garanties d'origine existantes pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. L'Institut a également la charge de l'établissement et de la délivrance de ces nouvelles garanties d'origine et en supervise le transfert et l'annulation. Par ailleurs, le règlement grand-ducal du 4 novembre 2022 élargit la possibilité de bénéficier des tarifs d'injection aux installations techniques indépendantes additionnelles de biogaz considérées comme neuves.

3.4.1.3 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Pour ce qui concerne le mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique, nous renvoyons aux développements de la section 2.4.1.3 ci-avant, alors que ce mécanisme concerne tant le marché de l'électricité que le marché du gaz naturel.

¹²¹ En 2023 la mesure a été prolongée jusqu'à fin 2024

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

3.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN

Le Grand-Duché de Luxembourg bénéficie d'une dérogation au titre de l'article 49 de la directive 2009/73/CE quant à l'application du règlement 715/2009 et des codes réseau. Néanmoins, l'Institut et le gestionnaire de réseau Creos ont participé, sur base volontaire et dans le cadre du marché intégré BeLux, au rapport annuel de mise en œuvre du code réseau portant sur l'équilibrage.

Dans la mesure où les dispositions de la directive 2009/73/CE se trouvent transposées en droit national, mis à part les points faisant l'objet d'une dérogation conformément à l'article 49 de la directive 2009/73/CE, le non-respect de ce cadre légal européen est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut, tel que défini par l'article 60 de la Loi Gaz, consiste à prononcer des blâmes ou avertissements, ou à prononcer des amendes substantielles de même qu'une interdiction temporaire d'effectuer certaines opérations, toutes les sanctions pouvant être assorties d'une astreinte (paiement d'une somme d'argent par jour de retard).

Le cadre législatif communautaire s'est vu élargir par la publication de nouveaux règlements en 2022 mettant en œuvre des mesures afin de faire face à la crise actuelle des prix élevés du gaz naturel et du risque d'approvisionnement suite à la guerre en Ukraine :

- 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 ;
- Règlement (UE) 2022/1369 du Conseil du 5 août 2022 relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz ;
- Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz ;
- Règlement (UE) 2022/2578 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un mécanisme de correction du marché afin de protéger les citoyens de l'Union et l'économie contre des prix excessivement élevés.

Le nouveau cadre européen visant à décarboner les marchés du gaz, promouvoir l'hydrogène et réduire les émissions de méthane, proposé par la Commission en 2021, était toujours en pourparlers en 2022.

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 européens¹²² 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 aisé 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 2019/44/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.

4.1 PROCÉDURE DE MÉDIATION

La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouvert à tout client final résidentiel (dans le secteur de l'électricité, depuis la loi du 9 juin 2023, on ne fait plus 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) mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau¹²³. 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 2022, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel¹²⁴ en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016¹²⁵. Les clients (résidentiels) 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.

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 la voie électronique¹²⁶.

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 Européenne¹²⁷. La directive électricité 2019/944 réitère dans son Article 26 du Chapitre III le droit des consommateurs à un règlement extrajudiciaire des litiges.

En 2022, l'Institut a traité 13 demandes de médiation concernant l'électricité, 7 demandes le gaz naturel et 1 demande concernant tant l'électricité que le gaz naturel.

La plupart des litiges concernaient des redressements de décomptes annuels. En effet, plusieurs consommateurs contestaient les factures de redressement de leurs décomptes annuels portant sur les années précédentes, pendant lesquelles aucune lecture du compteur n'avait été effectuée. Les décomptes de ces années se basaient donc sur des estimations faites par le fournisseur d'énergie.

¹²² Pour plus de détails veuillez 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>.

¹²³ Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

¹²⁴ 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.

¹²⁵ 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.

¹²⁶ Site Internet dédié au [Service Médiation](#) de l'Institut [mediation.ilr.lu](https://web.ilr.lu). Contact : mediation@ilr.lu.

¹²⁷ Liste des Organismes de règlement des litiges sur le [site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs](#).

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

Dès que la lecture du compteur a été possible, le consommateur s'est vu facturer d'un coup sa consommation réelle cumulée sur plusieurs années d'affilée. Dans la plupart de ces cas, la consommation en tant que telle a fait l'objet de contestations.

Des 21 procédures de médiation, 15% se sont soldées par un accord, 45% ont été refusées par le défendeur, 25% des médiations ont échoué car le défendeur n'a pas répondu au Médiateur. 15% des demandes de médiation ont dû être refusées par le Médiateur, au motif qu'elles n'étaient pas recevables¹²⁸.

4.1.1 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 résidentiels et les gestionnaires de réseau ou fournisseurs (voir section 4.1 Procédure de Médiation) 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 loi¹²⁹. 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 (gaz naturel) et d'ajustement ;
- 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.

Aucune réclamation au sens de l'article 63 de la loi Électricité, respectivement de l'article 59 de la loi Gaz, n'a été introduite au cours de l'année 2022.

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 2022.

4.2 ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS

Tout consommateur, comme tout acteur de marché, peut contacter l'Institut pour obtenir plus d'informations sur le fonctionnement du marché de l'énergie au Luxembourg. Au cours de l'année 2022, le Service Énergie de l'Institut a enregistré 202 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, presse, autres autorités et instituts de recherche) parvenues par voie électronique¹³⁰. Le Service Énergie est également joignable par téléphone via la Hotline Énergie¹³¹. Les demandes d'information portaient principalement sur une explication de la hausse de prix de détail en 2022, sur des renseignements concernant la structure tarifaire et les coûts liés au raccordement au réseau (p.ex. 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

¹²⁸ <https://web.ilr.lu/mediation/FR/Mediation/Informations-utiles/Publications/Pages/default.aspx>.

¹²⁹ 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.

¹³⁰ Via le formulaire en ligne pour contacter l'Institut, ou via l'adresse email du Service Énergie : energie@ilr.lu ou via l'adresse strommagas@ilr.lu.

¹³¹ Le numéro de la Hotline Énergie est le suivant : (+352) 28 228 888, disponible sur le site www.calculix.lu.

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

renouvelables au Luxembourg, sur l'autoproduction/ autoconsommation/ partage et communautés énergétiques, le changement de fournisseur, la facturation, l'électromobilité, le système de licences pour nouveaux acteurs de marché, le fonctionnement de Calculix et les compteurs intelligents.

En outre, 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'Institut¹³².

Au cours de l'année 2022 l'Institut a publié 2 communiqués de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 8 consultations publiques, respectivement 5 pour le marché de l'électricité et 3 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'intérêt¹³³.

4.2.1 GUICHET UNIQUE EN LIGNE

L'Institut, en sa qualité de guichet unique¹³⁴, a mis à disposition des consommateurs de l'énergie le portail www.STROUMaGAS.lu, lequel au cours de l'année 2022 a fait peau neuve et est devenu <https://myilr.lu/mes-questions/energie/>. Ce portail, géré par l'Institut, fournit au consommateur résidentiel luxembourgeois toute une panoplie d'informations sur ses droits et devoirs dans le contexte du marché libéralisé de l'énergie.



¹³² Sources : (i) Communiqués de presse : [électricité et gaz naturel](#) ; (ii) consultations publiques : [électricité et gaz naturel](#).

¹³³ Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le [formulaire d'inscription en ligne](#).

¹³⁴ Article 2(13) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

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

Votre question concerne

 <p>RACCORDEMENT AU RÉSEAU ET COMPTAGE</p> <p>Vous emménagez dans un nouvel appartement ? Vous avez des questions sur votre compteur d'électricité ou de gaz ?</p> <p>TROUVER VOTRE RÉPONSE →</p>	 <p>LIBRE CHOIX DU FOURNISSEUR</p> <p>Vous recherchez un nouveau fournisseur d'électricité et/ou de gaz ? Vous vous demandez comment passer de votre fournisseur actuel à un nouveau ?</p> <p>TROUVER VOTRE RÉPONSE →</p>	 <p>CONTRATS, FACTURES ET PRIX</p> <p>Quelles informations doivent figurer sur une facture d'électricité et de gaz ? Comment en savoir plus sur l'origine de votre énergie ? Apprenez à mieux comprendre vos contrats et factures !</p> <p>TROUVER VOTRE RÉPONSE →</p>
 <p>MES DROITS COMME CONSOMMATEUR</p> <p>Qui pouvez-vous contacter si vous n'êtes pas d'accord avec les informations de votre gestionnaire de réseau ou de votre fournisseur ? Comment résilier votre contrat de fourniture actuel ? Quels sont vos droits si vous ne pouvez pas payer votre facture ?</p> <p>TROUVER VOTRE RÉPONSE →</p>	 <p>PRODUIRE, AUTOCONSOMMER ET PARTAGER DE L'ÉLECTRICITÉ</p> <p>Que devez-vous considérer avant d'acheter et de faire installer votre propre centrale photovoltaïque ? Comment pouvez-vous consommer vous-même l'électricité de votre centrale PV et la partager avec vos voisins ?</p> <p>TROUVER VOTRE RÉPONSE →</p>	 <p>MOBILITÉ ÉLECTRIQUE</p> <p>Quelle borne de recharge puis-je faire installer chez moi ? Quelles réglementations techniques doivent être respectées pour une telle installation ?</p> <p>TROUVER VOTRE RÉPONSE →</p>

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

Les consommateurs sont invités à s'informer également par le biais des fiches d'information disponibles sur le site de l'Institut¹³⁵. 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'Institut¹³⁶. Tout consommateur d'énergie peut contacter le guichet unique de l'ILR par email à l'adresse stroumagas@ilr.lu ou par téléphone au numéro +352 28 228 888. 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.

4.3 LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

Les progrès technologiques réalisés dans la gestion du réseau et la production d'électricité à partir de sources renouvelables ont ouvert de nombreuses perspectives pour les consommateurs. Cependant, l'absence d'informations en temps réel ou quasi réel fournies aux consommateurs quant à leur consommation d'énergies les a empêchés 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.

¹³⁵ Menu Particuliers/ Informations utiles : <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles> et <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Gaz-naturel/Informations-utiles>

¹³⁶ Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

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

En particulier, au sein du chapitre III de la directive électricité 2019/944 on retrouve les « nouveaux moyens » fournis aux consommateurs pour « être de participants actifs sur le marché de l'énergie » et qui ont entretemps été transposés en droit national à travers la loi du 9 juin 2023 :

- Article 11 : Droit à un contrat d'électricité à tarification dynamique ;
- Article 13 : Contrat d'agrégation ;
- Article 15 : Clients actifs ;
- Article 16 : Communautés énergétiques citoyennes ;
- Article 17 : Participation active de la demande par l'agrégation.

L'autonomisation des consommateurs s'articule dans les cinq axes susmentionnés dont la première consiste dans 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 d'énergies renouvelables. Les contrats à tarification dynamique permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Comme déjà évoqué au Chapitre 2.2.2.4, au cours des années 2021 et 2022, la hausse importante des prix de gros de l'électricité a réduit l'attractivité des offres indexées sur les marchés court terme. À l'étranger, certains consommateurs ayant choisi des contrats dynamiques, indexés intégralement ou partiellement sur le marché spot, ont vu leurs factures augmenter énormément. L'année 2022 a montré que les consommateurs restent protégés par des contrats de fourniture qui s'appuient sur des prix qui se basent sur des stratégies d'approvisionnement long terme.

Pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et pour baisser la facture finale, il serait également utile que les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels puissent participer au maintien de l'équilibre offre-demande en souscrivant à des offres qui permettent d'exploiter la flexibilité de la demande. Les contrats incorporant des signaux tarifaires de flexibilité, qui font toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de répondre aux besoins du système électrique. Les produits appuyés sur la flexibilité, incitent financièrement les consommateurs à déplacer leur consommation au cours de la journée des heures de pointe vers d'autres créneaux horaires.

Alors qu'une réduction de la consommation est favorable tant d'un point de vue économique que d'un point de vue environnemental, consommer au bon moment peut également être bénéfique. D'une part, des investissements dans les réseaux peuvent être évités si on peut décaler les pics de consommation vers des moments (périodes) où les réseaux sont peu utilisés et optimiser ainsi l'utilisation des réseaux de distribution. D'autre part, on peut favoriser les énergies renouvelables en consommant lorsque la disponibilité de ces énergies est abondante et donc le prix du marché de gros est bas.

Or, en 2022 les offres de fourniture d'électricité sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'institut appelle les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats incorporant des signaux tarifaires de flexibilité.

Dans le cadre de la Directive (UE) 2018/2001 du Parlement Européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, les États membres de l'Union européenne se sont vu offrir un nouvel instrument qui pourrait changer la manière dont beaucoup de personnes produisent et surtout consomment de l'électricité sur le long terme : désormais, 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. Pour que cela fonctionne, des règles claires sont nécessaires pour savoir comment et entre qui l'électricité peut être partagée, comment sa distribution est calculée au sein d'un groupe de partage et quelles sont les obligations et les droits des consommateurs, des exploitants des centrales de production, des gestionnaires des réseaux et des fournisseurs d'électricité.

Plus d'information sur l'autoconsommation et le partage au Chapitre 2.1.2.8 du présent rapport et sur le site internet de l'Institut¹³⁷.

4.4 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

¹³⁷ <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles/Energie-renouvelable/Contrats/Pages/default.aspx>

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

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 a déployé fin 2020 une nouvelle version de son comparateur de prix, capable d'inclure les courbes de charge spécifiques de consommateurs dans ses simulations pour des résultats de recherche plus personnalisés. Calculix peut dès lors comparer des offres de prix en fonction d'heures spécifiques de consommation et propose toute une série de nouvelles 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 désormais aussi les prix pour les petites et moyennes entreprises avec sa rubrique « Calculix Business ». En 2022, l'Institut a introduit un module permettant d'inclure des produits dynamiques dans Calculix. Fin 2022, Calculix.lu a été audité par rapport aux critères d'accessibilité ; tous les points soulevés ont été traités et résolus début 2023.

Finalement, l'Institut prévoit d'élargir le comparateur des offres également aux offres de reprise de l'électricité excédentaire injectée dans le réseau par les autoconsommateurs. Ainsi, Calculix sera un comparateur des offres mis à disposition des consommateurs, non seulement pour l'achat d'électricité mais également les possibilités de vente d'électricité aux fournisseurs établis au Luxembourg.

4.5 RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

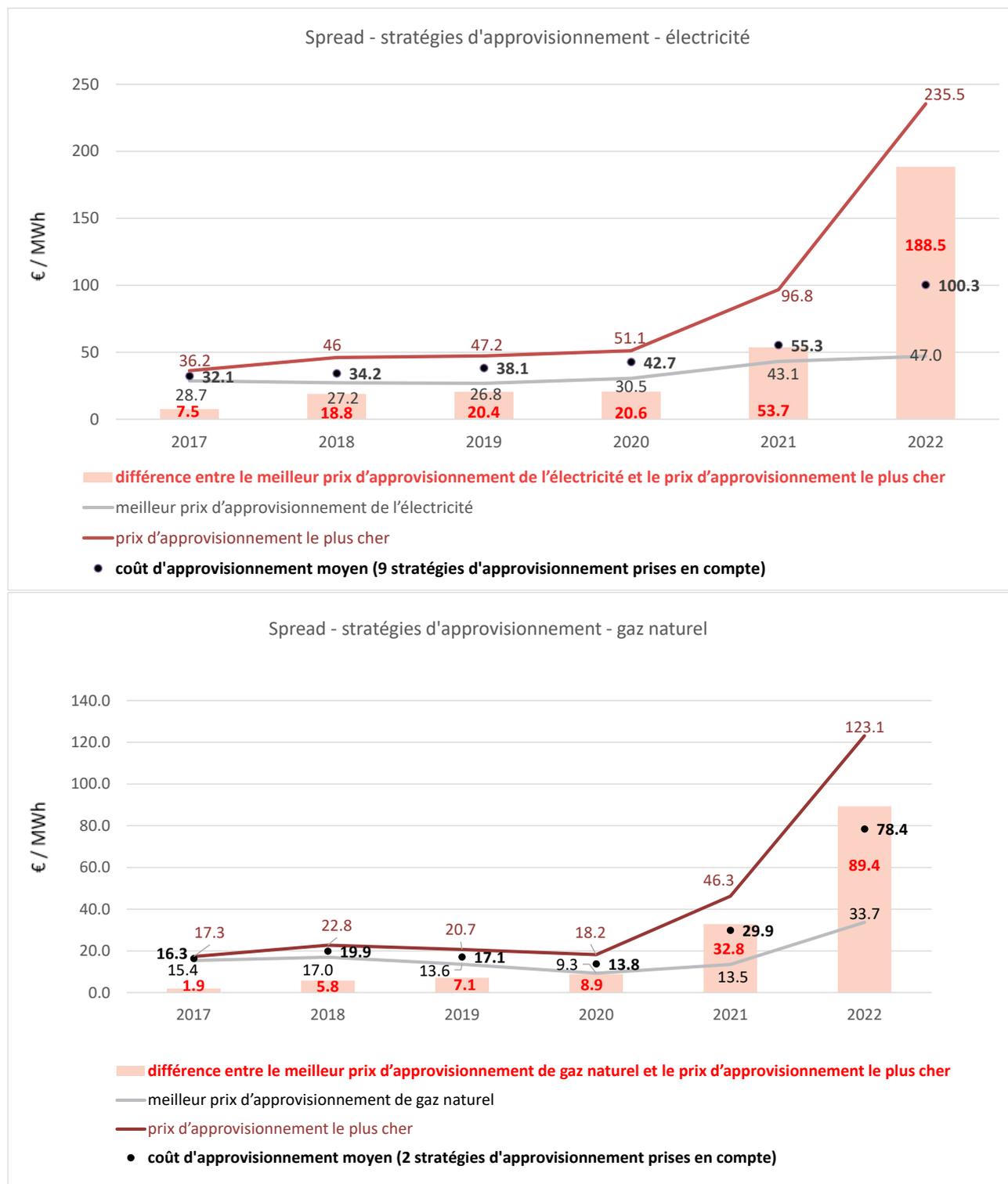
L'Institut encourage les clients à procéder à l'analyse des offres afin de choisir le produit et le fournisseur répondant au mieux à leurs attentes. Le client résidentiel et le client professionnel avec consommation maximale jusqu'à 500 000 kWh/an en électricité (et 600 000 kWh/an en gaz naturel) peuvent comparer les offres disponibles sur www.calculix.lu, qui facilite la comparaison de l'ensemble des offres 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. L'Institut recommande aux fournisseurs de mettre à disposition du public des informations plus détaillées, comme par exemple, la décomposition du prix de la fourniture intégrée dans ses différentes composantes (Frais réseau, Énergie et fourniture, Taxes et TVA), les remises éventuelles etc.¹³⁸ ou encore la manière avec laquelle les prix sont sensés évoluer. Ces informations devraient être facilement accessibles, par exemple sur leurs sites Internet et aux points de vente. 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.

L'analyse sur l'évolution du coût d'approvisionnement moyen, menée par l'Institut au Graphique 31, se base sur neuf stratégies possibles d'approvisionnement que les fournisseurs pourraient employer lors de l'achat d'électricité sur les marchés de gros. Or, l'Institut ne dispose pas d'informations (commerciallement sensibles) sur la stratégie d'approvisionnement exacte utilisée pour chaque produit commercialisé aux clients résidentiels et aux clients professionnels. D'après les données recensées par l'Institut auprès des fournisseurs, parmi les sources d'approvisionnement du volume d'énergie électrique fourni à des clients finals en 2022 (voir Tableau 13), 12 % du volume fourni venait des marchés spot. À noter que la moyenne annuelle du prix de marché spot (ligne jaune dans le Graphique 31, SM day-ahead) a augmenté entre 2021 (96.8€/MWh) et 2022 (235.5€/MWh) de 143 %, ainsi 12% des fournitures à des clients finals en 2022 provenaient de contrats d'achat d'électricité dont le prix a augmenté de 143 % en moyenne en 2022. L'année 2022 a marqué les différences les plus importantes dans la période d'observation 2017-2022 entre le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité et du gaz naturel et le prix d'approvisionnement le plus cher. Ainsi le bon choix d'approvisionnement sur les marchés de gros peut engendrer des économies d'argent non négligeables pour les fournisseurs, économies qui, à leur tour, peuvent bénéficier aux consommateurs.

¹³⁸ Ces informations sont disponibles sur calculix.lu ainsi qu'expliquées par de vidéos publiées sur [YouTube](https://www.youtube.com) par l'Institut.

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



Graphique 47 : Différence entre le meilleur prix d'approvisionnement de gros de l'électricité et du gaz naturel et le prix d'approvisionnement de gros le plus cher

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

Dans le contexte de la hausse des prix de marché de gros en 2022, le Graphique 47 montre que la stratégie d'approvisionnement la plus chère sur les marchés de gros de l'électricité est passée de 96,8 €/MWh en 2021 à 235,5 €/MWh en 2022, et de 46,3 €/MWh en 2021 à 123,1 €/MWh en 2022 sur les marchés de gros de gaz naturel, alors que la meilleure stratégie aboutit à un prix d'approvisionnement qui a augmenté de 43,1 €/MWh en 2021 à 47,0 €/MWh en 2022 pour l'électricité, et de 13,5 €/MWh en 2021 à 33,7 €/MWh en 2022 pour le gaz naturel. Le « spread » des stratégies d'approvisionnement, c.-à-d. la différence entre la meilleure stratégie et la moins bonne parmi notre sélection, a augmenté de 53,7 €/MWh en 2021 à 188,5 €/MWh en 2022 pour l'électricité et de 32,8 €/MWh en 2021 à 89,4 €/MWh en 2022 pour le gaz naturel et montre que les différences d'achat entre stratégies d'approvisionnement sont devenues très importantes. Le spread donne une indication sur le niveau de remise maximale que le client obtient sur la composante « Energie et Fourniture » en souscrivant à un produit dont la formule de prix se base sur la stratégie avec le meilleur prix d'approvisionnement. La stratégie d'achat détermine largement le prix de vente qu'un fournisseur peut offrir. Cependant chaque stratégie d'approvisionnement vient avec son propre risque. Acheter beaucoup à l'avance peut être avantageux en période de prix croissants, mais pénalisant dans le cas contraire. Un acheteur prudent a donc tout intérêt à différencier son approvisionnement en décalant ses achats dans le temps.

Des augmentations de prix au détail ont été pratiquées au cours de l'année 2022, voir Graphique 24 pour l'électricité et Graphique 40 pour le gaz naturel, et seront vraisemblablement pratiquées par tous les fournisseurs au cours de l'année 2023. L'Institut rappelle que le comparateur de prix d'électricité et de gaz naturel (Calculix) permet de prendre connaissance des prix actuellement pratiqués et de faire le bon choix de produit et de fournisseur. Les produits de fourniture d'électricité actuellement sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'Institut avait dans les éditions précédentes de ce rapport appelé les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats à tarification dynamique, c'est-à-dire des contrats se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros, en application de l'article 11 de la directive électricité 2019/944 du 5 juin 2019 qui instaure l'obligation pour les fournisseurs de plus de 200 000 clients finals de commercialiser une offre à tarification dynamique. Cet article a entretemps été transposé par la loi électricité du 9 juin 2003 à l'article 47(5) : « Les fournisseurs qui ont plus de 15 000 clients finals offrent aux clients finals équipés d'un compteur intelligent la possibilité de conclure un contrat d'électricité à tarification dynamique et informent les clients finals des opportunités, des coûts et des risques liés à un tel contrat. »¹³⁹ À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources d'énergies renouvelables. Les contrats à tarification dynamique, qui font toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Au cours de l'année 2022, la hausse importante des prix de gros de l'électricité, et surtout du prix spot, a réduit l'attractivité des offres indexées sur les marchés court terme. À l'étranger, certains consommateurs ayant choisi des contrats dynamiques, indexés intégralement ou partiellement sur le marché spot, ont vu leurs factures augmenter de manière significative. L'année 2022 a montré que les consommateurs restent protégés par des contrats de fourniture qui s'appuient sur des formules de prix se basant sur des stratégies d'approvisionnement long terme.

Les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels sont de plus en plus appelés à participer à la transition énergétique et au maintien de l'équilibre offre-demande, notamment à travers la production, l'autoconsommation et le partage d'électricité ou encore en souscrivant à des offres qui permettent d'exploiter la flexibilité de la demande. Les contrats incorporant des signaux tarifaires de flexibilité, qui font actuellement défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de répondre aux besoins du système électrique. Les produits appuyés sur la flexibilité incitent financièrement les consommateurs à déplacer leur consommation au cours de la journée des heures de pointe vers d'autres créneaux horaires.

Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches pratiques d'information de l'Institut¹⁴⁰ qui renseignent sur les acteurs du marché 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, ainsi que sur 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 Internet de l'Institut¹⁴¹, les « Informations utiles » sont disponibles sur le site du guichet unique de l'énergie <https://myilr.lu/mes-questions/energie/> et sur les sites des fournisseurs

¹³⁹ Texte coordonné inofficiel établi par le Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire : [loi électricité](#)

¹⁴⁰ Fiches pratiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#)

¹⁴¹ Informations aux consommateurs sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

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

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 2018/1999¹⁴² 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)¹⁴³.

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 web du Fonds national de solidarité renseigne sur les mesures prises au niveau national pour combattre la précarité énergétique¹⁴⁴.

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 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 »¹⁴⁵.

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 48 et le Graphique 49 renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2018 et 2022 auprès des clients résidentiels. Dans le secteur électricité, les GRDs indiquent avoir effectué toutes les déconnexions et reconnexions dans les délais légaux.

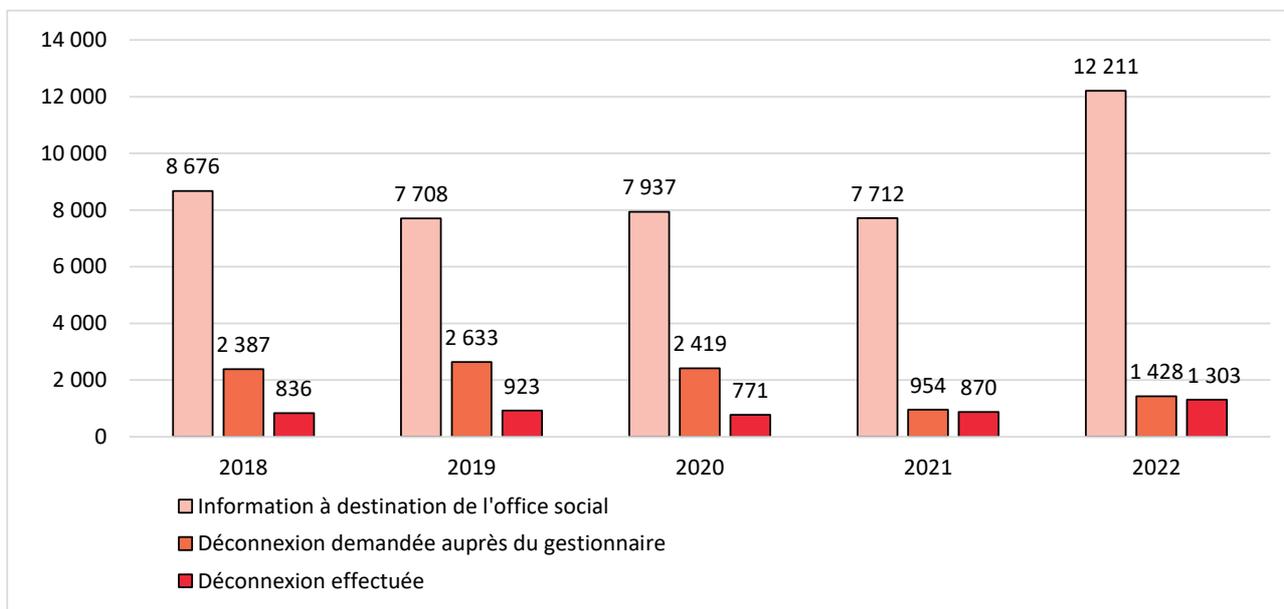
¹⁴² Règlement (UE) 2018/1999 de Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) no 663/2009 et (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 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.

¹⁴³ Les mesures pour lutter contre la précarité énergétique sont définies à la section 2.4.4. du PNEC.

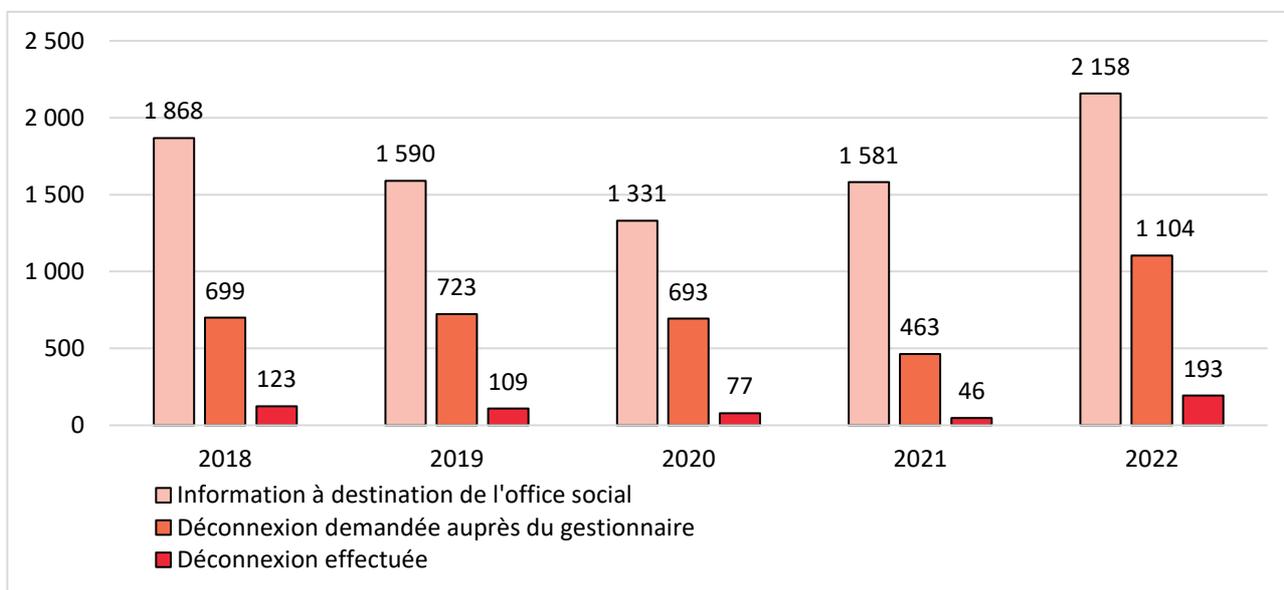
¹⁴⁴ Fonds national de solidarité : <https://www.fns.lu/>

¹⁴⁵ 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



Graphique 48 : Procédures de déconnexion - secteur électricité



Graphique 49 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel

Dans le secteur de l'électricité, on constate entre 2021 et 2022 une forte augmentation de +58 % des procédures de déconnexions entamées, donc des dossiers envoyés à l'office social ainsi qu'une forte augmentation de +50 % du nombre de déconnexions effectivement exécutées. L'augmentation du nombre de déconnexions est liée à deux effets. Premièrement un fournisseur a changé son approche pour 2022 en utilisant les fonctionnalités du compteur intelligent pour procéder à la déconnexion tel que prévu dans le cadre légal, alors qu'avant ce fournisseur évitait les déconnexions en passant par des saisies ou des ordonnances de paiement. Deuxièmement, la hausse générale des prix pour le consommateur a amené plus de clients dans des situations où ils n'étaient plus capables de payer leurs factures.

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

Dans le secteur du gaz naturel, on constate une augmentation des dossiers envoyés à l'office social (+36 %) et une augmentation exceptionnelle des déconnexions exécutées (+320 % en 2022 par rapport à 2021). Le nombre élevé de déconnexions s'explique par la multiplication d'un facteur 2,5 du prix du gaz naturel pour le consommateur au cours de l'année 2022, avant l'introduction du plafonnement des prix. Par conséquent un nombre plus élevé de consommateurs n'était plus en mesure de payer ses factures.

4.8 LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Le fournisseur du dernier recours, qui est désigné par l'Institut suivant des critères transparents et publiés, prend en charge les clients finals pour lesquels le fournisseur serait dans l'incapacité de fournir. 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 2022, 1 310 points de fourniture ont été fournis par le fournisseur du dernier recours dans le secteur de l'électricité. Tous ces cas sont des clients dont leur fournisseur était devenu défaillant fin 2021. Au cours de l'année 2022 le nombre de clients dans la fourniture par défaut a constamment diminué à fur et à mesure que les clients concernés ont changé vers un nouveau fournisseur.

Dans le secteur du gaz naturel, un seul cas de fourniture du dernier recours a été rapporté à l'Institut. Il s'agissait d'un client dont la fourniture par défaut avait pris fin.

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.

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
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
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° 2019/943	Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

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

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
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

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

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 Professionally 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
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.	19
Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.	19
Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2022	22
Tableau 4 : Production d'électricité injectée dans le réseau par source d'énergie en 2021 et 2022	29
Tableau 5 : Nombre et causes d'interruptions	31
Tableau 6 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées	31
Tableau 7 : Demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité	35
Tableau 8 : Production d'électricité par source d'énergie	40
Tableau 9 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau	49
Tableau 10 : Importations d'électricité	50
Tableau 11 : Exportations d'électricité	50
Tableau 12 : Prix moyens annuels du marché <i>day-ahead</i> dans la zone DE/LU	51
Tableau 13 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité	52
Tableau 14 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2022	54
Tableau 15 : Évolution du volume d'énergie fournie aux différents segments du marché de détail	55
Tableau 16 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2021 et 2022	58
Tableau 17 : Volumes attribués à travers des enchères 2022	71
Tableau 18 : Centrales de production au Luxembourg	73
Tableau 19 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2022	84
Tableau 20 : Répartition des flux par point d'interconnexion	86
Tableau 21 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon Eurostat	90
Tableau 22 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2022-2023	91
Tableau 23 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2022	93
Tableau 24 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2021 et 2022	95
Tableau 25 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel	105

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

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Réseaux électriques	15
Graphique 2 : Le groupe Encevo	18
Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale	24
Graphique 4 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW	25
Graphique 5 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2022	26
Graphique 6 : Charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos	26
Graphique 7 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2022	27
Graphique 8 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2022	28
Graphique 9 : Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2022	29
Graphique 10 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur	32
Graphique 11 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause	33
Graphique 12 : Capacités Photovoltaïques mise en service au cours 2022	34
Graphique 13 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes	36
Graphique 14 : Évolution de la capacité totale installée pour les technologies photovoltaïque et éolienne	36
Graphique 15 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables	37
Graphique 16 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité	38
Graphique 17 : Effets désirés de l'autoconsommation	39
Graphique 18 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité	42
Graphique 19 : Consommation mensuelle aux bornes du réseau Chargy en 2022	44
Graphique 20 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients	54
Graphique 21 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité	56
Graphique 22 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)	57
Graphique 23 : Proportion des composantes sur la facture annuelle d'un consommateur résidentiel	59
Graphique 24 : Prix annuels 2019, 2020, 2021 et 2022 de l'énergie des produits sans garantie de prix pour une consommation annuelle de 4 000 kWh sur base du profil standard pour ménages H0	60
Graphique 25 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2022	62
Graphique 26 : Évolution du nombre total de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2022	63
Graphique 27 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2022 (en kWh)	64
Graphique 28 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC	65
Graphique 29 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants) – catégorie IC	66
Graphique 30 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)	67
Graphique 31 : Développement sur le marché de gros de l'électricité	68
Graphique 32 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2018 - 2022	69
Graphique 33 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel	85
Graphique 34 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2022 par type de raccordement	86
Graphique 35 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2022 par type de demandeurs	87
Graphique 36 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel	88
Graphique 37 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients	94
Graphique 38 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel	95
Graphique 39 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)	96
Graphique 40 : Prix annuel 2019, 2020, 2021 et 2022 de l'énergie des produits sans garantie de prix pour une consommation annuelle de 30 000 kWh sur base d'un profil d'utilisation et d'une puissance installée de 25 kW	98
Graphique 41 : Comparaison prix fournisseur et prix du marché spot TTF (€/MWh)*	99
Graphique 42 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients résidentiels (prix courants)	101
Graphique 43 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients industriels (prix courants)	102
Graphique 44 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg	102
Graphique 45 : Développements sur le marché de gros du gaz naturel	104

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

Graphique 46 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2018 - 2022	105
Graphique 47 : Différence entre le meilleur prix d'approvisionnement de gros de l'électricité et du gaz naturel et le prix d'approvisionnement de gros le plus cher	117
Graphique 48 : Procédures de déconnexion - secteur électricité.....	120
Graphique 49 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel.....	120