

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



2021

LUXEMBOURG, Octobre 2022

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	14
1.4	LE CONTEXTE DE LA HAUSSE DES PRIX SUR LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE	14
2	LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	17
2.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	17
2.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	22
2.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	50
2.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	54
2.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	56
2.2.1	MARCHÉ DE GROS	56
2.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	59
2.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	79
2.3.1	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	79
2.3.2	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITÉS DE PRODUCTION	80
2.3.3	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU	81
2.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	81
2.3.5	SÉCURITÉ DES INFORMATIONS	82
2.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	83
2.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	83
2.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	84
3	LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL	87
3.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	87
3.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	87
3.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	88

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

3.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	93
3.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	95
3.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	97
3.2.1	MARCHÉ DE GROS	97
3.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	97
3.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	109
3.3.1	LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	110
3.3.2	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	110
3.3.3	DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS	111
3.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	111
3.3.5	SÉCURITÉ DE L'INFORMATION	111
3.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	111
3.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	111
3.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	112
4	PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS	113
4.1	PROCÉDURE DE MÉDIATION	113
4.1.1	RÈGLEMENT DE LITIGES	114
4.2	ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS	114
4.2.1	GUICHET UNIQUE EN LIGNE	115
4.3	LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE	115
4.4	OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU	116
4.5	PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE	117
4.6	RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES	117
4.7	LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS	118

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 2021 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.

La publication des textes du 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 » sont en cours de transposition à travers le Projet de Loi 7876. En outre, le plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC) a été 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. 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.

Le 14 juillet 2021, la Commission européenne a adopté une série de propositions visant à adapter les politiques de l'UE en matière de climat, d'énergie, de transport et de fiscalité en vue de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Cette réduction des émissions au cours de la prochaine décennie est essentielle pour permettre à l'Europe de devenir le premier continent climatiquement neutre d'ici à 2050 et de concrétiser le pacte vert pour l'Europe.

Le 15 décembre 2021, la Commission européenne a adopté une série de propositions législatives destinées à décarboner le marché du gaz de l'UE en facilitant l'adoption des gaz renouvelables et à faible teneur en carbone, y compris l'hydrogène.

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. En 2022, l'invasion de l'Ukraine par la Russie a aggravé la crise, entraînant des prix du gaz et de l'électricité sans précédent qui ont des répercussions sur les consommateurs, les fournisseurs de détail, les acteurs du marché et autres.

La Commission européenne réagit à travers des communications et des propositions 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 sont sous pression pour aider les citoyens à endosser la hausse des prix de l'énergie.

Les données chiffrées contenues dans le présent rapport sont basées sur les informations fournies par les entreprises d'énergie soumises à la surveillance de l'Institut Luxembourgeois de Régulation. Sauf indication contraire toutes les valeurs se relatent au 31 décembre 2021. Quoique ce rapport est censé rendre l'état de la situation des marchés de l'électricité et du gaz naturel de l'année 2021, les événements récents sur les marchés de l'énergie justifient d'y ajouter un bref aperçu sur les développements en 2022. 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.

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

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

En 2021, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 334.678 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,549 TWh. Ces 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 monte à 993 GWh en 2021, correspondant à 15,2% de la consommation nationale.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché de Luxembourg compte 92.396 consommateurs représentant une consommation nationale de 8,709 TWh, en hausse de 7,6% par rapport à 2020 (8,090 TWh) due notamment à la fin du confinement et aux températures plus douces. 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 ») date de janvier 2020, 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 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.

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 conditions techniques de raccordement basse tension a été soumise à consultation publique au niveau national du 27 août 2021 au 27 octobre 2021.

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

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

soit raccordé au réseau de Creos ou à un des autres réseaux (Ville de Diekirch, Ville d'Ettelbruck, Sudstroum, Electris). La péréquation tarifaire² 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.

Fin 2021, l'Institut a approuvé les propositions de tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux d'électricité pour l'année 2022. De façon générale, les tarifs d'utilisation du réseau électrique restent constants en basse tension tandis qu'ils augmentent pour un client 220 kV de 22%, pour la majorité des clients 65 kV entre 8% et 12%, et pour la majorité des clients 20 kV entre 6% et 9%.

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.

Ainsi, en juin 2021, l'Institut a publié une étude portant sur un modèle de souscription tarifaire qui pourrait remplacer le modèle de tarification actuel en vue de le rendre apte aux défis de la transition énergétique. 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.

Suite à cette étude, et en conclusion des échanges avec les gestionnaires de réseau, il a été décidé de réaliser un rapport d'évaluation, pour comparer le modèle de souscription avec un modèle basé sur la capacité mesurée et un modèle en fonction du moment de l'utilisation. Ces travaux consistent d'abord à sélectionner les critères appropriés d'évaluation et ensuite de dégager les avantages et

² Le principe de péréquation tarifaire signifie que deux consommateurs ayant le même profil de consommation, sont facturés selon le même tarif réseau, indépendamment de leur localisation géographique sur le territoire luxembourgeois. Comme indiqué sur l'Observatoire de l'industrie électrique : *Il n'y a ainsi par exemple pas de différence en termes de tarifs appliqués dans les zones rurales par rapport aux zones urbaines, bien que les coûts sous-jacents soient différents.*

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

inconvénients des différents modèles, tout en répondant déjà à des questions pratiques d'implémentation. L'analyse³ a été publiée en juillet 2022.

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.

Le 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 liste l'ensemble des données minimales relatives à la production, au transport et à la consommation d'électricité, qui doivent être mises à la disposition des acteurs du marché. Dans ce cadre, Creos, en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, a développé des programmes informatiques à la fourniture des données concernant la charge totale sur son réseau. Ainsi les données de production sont désormais publiées sur la « ENTSOe Transparency Platform⁵ », par technologie et par heure, avec un délai de publication correspondant à une heure après la production. 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.

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 Model⁶. 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, dix entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : sept sur le marché résidentiel et dix 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, qui tournent pour l'électricité autour de 100 € par an et par ménage, ne suffisent pas pour activer le consommateur et le rendre conscient de la

³ https://assets.ilr.lu/_layouts/Redir/Doc.aspx?ID=ILRLU-1685561960-1019

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://transparency.entsoe.eu/>

⁶ <http://www.acer.europa.eu/en/gas/gas-target-model/pages/main.aspx>

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

possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. 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.

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. 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. Ceci devient particulièrement avantageux avec le contexte actuel 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.

Les utilisateurs du réseau peuvent désormais partager leur propre production d'électricité renouvelable 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. En outre, l'ILR a approuvé les conventions-type que les membres du groupe de partage devront conclure avec leur gestionnaire de réseau.

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 2021, 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.

En 2021, 14,7 % des nouvelles installations photovoltaïques ont choisi le mode autoconsommation, un pourcentage qui devrait fortement augmenter en 2022 (33% pour les installations mises en service au premier semestre 2022) suite à la hausse progressive des prix de l'électricité à partir du dernier trimestre 2021. 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.

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. Cette nouvelle disposition s'applique d'ailleurs rétroactivement pour la période 2015 à 2020.

Quand on regarde les nouvelles centrales photovoltaïques connectés au réseau électrique en 2021, il s'avère que leur nombre a, avec 1.301 installations, plus que doublé par rapport au nombre de centrales (572) installées en 2020, pendant que la puissance totale de 90.617 kW des centrales mises en service en 2021 s'élève à trois fois la puissance totale installée en 2020 (26.550 kW).

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.

En matière de régimes de support pour les énergies renouvelables, le ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du Territoire a lancé en 2021 un quatrième appel d'offres portant sur 55 MW dont 14,34 MW ont été attribuées. Les raisons de ces attributions nettement en-dessous de l'offre peuvent être multiples : il peut s'agir notamment d'un manque de disponibilité de surfaces, un manque d'entreprises en mesure d'installer ces systèmes, des plafonds tarifaires trop bas, une promotion insuffisante de l'appel d'offres ou encore d'un marché d'électricité difficilement accessible pour de nouveaux acteurs.

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

1.1.3.5 COMPTAGE 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 »⁷ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité⁸ et d'au moins 90% pour le gaz naturel. En électricité, cet objectif a été atteint (taux d'installation de 97,5% au 31 décembre 2021), il en est de même maintenant pour le gaz naturel avec un taux d'installation de 95,9% au 31 décembre 2021.

L'objectif du déploiement du système de comptage intelligent est que le consommateur puisse profiter d'un gain de confort à travers les lectures à distance, des informations sur sa consommation réelle, d'une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie (information lui permettant de changer ses habitudes pour économiser de l'argent en consommant lorsque l'énergie est abondante et moins chère) ainsi que d'offres de fourniture plus flexibles et dynamiques.

Au 31 décembre 2021, 96,8 % des 323.989 compteurs en basse tension ont pu transmettre leurs données de consommation quotidiennes au gestionnaire de réseau de distribution respectif ; pour 95,8 % des compteurs, la courbe de charge était communiquée au fournisseur sur une base journalière, ce qui est un progrès important par rapport à l'année précédente, où pour seulement 26,8 % de tous les compteurs électriques installés, le GRD était en mesure d'envoyer quotidiennement ces données au fournisseur d'électricité concerné. Dès lors, il est maintenant aisé pour le consommateur d'accéder à ses données de consommation quotidiennes, ceci généralement à travers les portails clients des sites internet des fournisseurs et gestionnaires de réseau.

En 2021, les gestionnaires de réseau ont commencé à commercialiser 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 quasi temps réel ; si le consommateur le souhaite, ces informations peuvent également être partagées avec son gestionnaire de réseau et avec des fournisseurs de services énergétiques.

Au 31 décembre 2021, 95,9 % des 91.783 compteurs de taille G4 à G40 étaient équipés d'un compteur de gaz Smarty (vis-à-vis de 84,8 % fin 2020). 74,4% des compteurs, ont pu transmettre leurs données de consommation horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Cependant, seulement 25.809 compteurs de gaz (28,1% de tous les compteurs) ont transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire d'un gestionnaire de réseau de distribution au fournisseur concerné en fin 2021. Le potentiel des compteurs de gaz intelligents semble donc loin d'être pleinement exploité, bien que l'infrastructure technique soit déjà disponible dans leur foyer. Néanmoins, le taux d'activation va nettement évoluer en 2022 et se situait déjà à 66% au 30 juin 2022.

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. Au 31 décembre 2021, 74,4% des compteurs G4 à G40 étaient en mesure de transférer leurs données au GRD respectif, mais seulement 25.809 compteurs de gaz (28,1% de tous les compteurs) ont transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire d'un gestionnaire de réseau de distribution au fournisseur. Le potentiel des compteurs de gaz intelligents semble donc loin d'être pleinement exploité, bien que l'infrastructure technique soit déjà disponible dans leur foyer. Néanmoins, le taux d'activation va nettement évoluer en 2022 et se situait déjà à 66% au 30 juin 2022.

En outre, 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. À cet effet, Creos Luxembourg S.A., en tant que gestionnaire du réseau de transport responsable, a réalisé fin 2021 un appel d'offres public pour identifier l'entreprise qui devrait développer ladite plateforme nationale de données énergétiques pour le compte de Creos pour le marché luxembourgeois de l'électricité et du gaz. 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.

⁷ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

⁸ Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 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

1.1.3.6 SURVEILLANCE DES PRIX

La composante « énergie et fourniture », les tarifs d'utilisation du réseau de distribution approuvés par l'Institut, la taxe sur l'énergie et la contribution aux obligations de service public, telle que celle au mécanisme de compensation (pour l'électricité), ainsi que la TVA, sont les quatre éléments qui déterminent le prix pour les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution.

Les prix pour les clients résidentiels sont restés stables entre 2020 et 2021, avec une légère augmentation de la composante « Énergie et fourniture » (+2 %), et une légère baisse des « Frais réseaux » (-1 %). Remarquons que les achats structurés pratiqués par les fournisseurs sur les marchés à 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 2021 des prix de vente inférieurs aux prix des marchés de gros spot sur cette même période. Notons par ailleurs que la loi prévoit une offre non-discriminatoire pour les clients résidentiels, ce qui explique que la souscription de clients additionnels à un produit variable implique la répercussion des coûts additionnels pour l'achat de ces quantités non-prévues, à tous les clients de ces produits.

Des augmentations de prix au détail seront vraisemblablement pratiqués par tous les fournisseurs au cours de l'année 2022 et 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'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. 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.

A noter également que les contrats à prix fixe étaient pour la plupart des produits relativement intéressants en 2021. Nous constatons que les prix des produits fixes ont augmenté durant la deuxième moitié de 2021 et suivent les évolutions du marché gros des produits pour les horizons futurs. Les produits variables, en revanche, pour lesquels le profil approximatif a déjà été acheté au préalable sur les marchés à terme, n'a pas encore subi de hausses significatives. Néanmoins, dans un contexte économique incertain, aucun fournisseur n'offre plus ce genre de contrats. 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 a son origine dans une augmentation de la composante énergie et taxes, entraînant aussi une augmentation de la composante TVA. La composante « Énergie et Fourniture » a augmenté de 7,9 €/MWh en 2021. L'augmentation de la composantes taxes est due à l'introduction de la taxe CO2 en début 2021. Les ménages ont payé 33,8 % de plus par unité de gaz naturel consommé en 2021. Les effets de la hausse des prix de gros sur les prix de détails 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 2021 (de l'ordre de 100 % pour les ménages) et de nouvelles hausses ont été annoncées pour fin 2022. 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.

Le prix pour les ménages de l'énergie proprement dite reste très 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 plus élevé que pour les mêmes types de client en Belgique.

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.

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) assume le rôle de guichet unique et instruit les clients sur leurs droits, possibilités et devoirs dans le contexte du marché de l'énergie libéralisé. En plus de fiches d'information sur des thèmes spécifiques au marché de l'électricité et du gaz

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

naturel, un aide-mémoire pour le consommateur donnant des informations pratiques sur les droits des consommateurs d'énergie ainsi qu'un glossaire sont accessibles en ligne.

En outre, l'Institut met à jour de manière continue son comparateur de prix, « Calculix »⁹, 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.

Par ailleurs, l'Institut contrôle les informations fournies sur les étiquettes d'électricité afin que le consommateur puisse comparer les offres des différents fournisseurs non seulement en fonction du prix, mais aussi en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité est produite.

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 2021, 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. Une version amendée de ces orientations-cadre et des codes réseaux a été publiée en février 2021 afin d'introduire des clarifications sur les processus légaux et d'intégrer des dispositions du Règlement européen (UE) n° 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. En ce qui concerne les règles de marché, l'Institut a particulièrement participé aux discussions portant sur le développement et l'implémentation des méthodologies de calcul de capacité long terme, day-ahead et intraday dans la région de calcul de capacité Core.

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 avec la Belgique et 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. En particulier, Creos va renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne en passant de 220 kV à 380 kV3 ; la mise en service des nouvelles installations, utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes électriques 220 kV, est prévue pour fin 2026.

Creos et Amprion opèrent une zone commune Réglage-Fréquence-Puissance. Depuis le 1^{er} juin 2020 les modalités pour l'accès et la participation au marché des réserves FCR permettant à tout fournisseur de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois d'offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de

⁹ www.calculix.lu

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

stabilisation de la fréquence, sous réserve du respect de la réglementation applicable pour le marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence, sont mises en place. En 2021, l'Institut et Creos ont poursuivi les réflexions concernant l'accès au marché des réserves de restauration de la fréquence (FRR) ; ces réflexions nécessiteront également de prendre en compte les exigences liées aux zones de programmation telles que proposées dans la version amendée du règlement CACM qui sera débattue en comitologie en 2022.

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 2021, l'Institut et Creos ont poursuivi les réflexions concernant l'accès aux marchés des réserves de restauration de la fréquence (FRR) ; ces réflexions nécessiteront également de prendre en compte les exigences liées aux zones de programmation telles que proposées dans la version amendée du Règlement CACM.

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. En 2021, après consultation du marché, les documents réglementaires de Balansys ont été amendés pour permettre principalement l'introduction d'un montant minimum de 100 000 Euros comme garantie pour le paiement des factures, un suivi de l'exposition financière, la mise en place d'une politique « Know your customer » et des compléments pour le respect du règlement européen portant sur la protection des données « RGPD ».

1.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

L'Institut ne dispose pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d'approvisionnement. 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 (1.296 MW)¹⁰, la capacité de production totale installée s'est élevée à 592 MW en 2021, contre 522 MW en 2020. L'augmentation de la capacité de 70 MW est principalement due à la mise en service de nouvelles centrales photovoltaïques (+90MW) alors que 20MW de centrales éoliennes (-16MW) et des centrales de cogénération (-4MW) ont été mis hors service.

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 786 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 2026-2027 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-1 incluant une avarie de pylône ; ce projet fait partie du plan de

¹⁰ 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.

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

développement décennal européen 2020 (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.

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

Depuis le début de l'automne 2021, la demande globale élevée pour le gaz naturel a causé une flambée des prix du gaz naturel sur les marchés de gros entraînant également les prix sur les marchés de gros de l'électricité à la hausse. La hausse de ces prix, d'un facteur 5 pendant l'année 2021, est davantage favorisée par des niveaux de remplissage faibles des stockages de gaz naturel en Europe, une production d'électricité renouvelable assez faible courant de l'année 2021 et par des considérations géopolitiques.

À l'échelle européenne, de nombreux acteurs du marché ont connu des problèmes de liquidités voire des problèmes de solvabilité dus au manque de couverture du risque de prix. Aussi le Luxembourg n'a pas été épargné. Plusieurs fournisseurs ont suspendu de manière temporaire la commercialisation de produits standards d'électricité à de nouveaux clients. L'Institut a dû déclarer la défaillance du fournisseur Eida étant donné que Eida n'était plus en mesure de fournir ses clients d'électricité à cause d'une faillite de son fournisseur et prestataire de services. Les clients de Eida ont été transférés, avec effet au 14 décembre 2021, au fournisseur du dernier recours qui continue leur approvisionnement de manière temporaire jusqu'à ce qu'ils aient pu choisir un nouveau fournisseur. Le mécanisme de la fourniture du dernier recours a prouvé son efficacité pour quelques 2500 points de fourniture pour lesquels le fournisseur Eida n'était plus en mesure de fournir de l'électricité.

Peu de temps après, le fournisseur Eida, également fournisseur de gaz naturel, a informé ses clients de gaz le 24 décembre 2021 qu'il allait résilier, suite à des problèmes de liquidités, tous les contrats de fourniture de gaz naturel avec ses clients et arrêter ses activités de fourniture de gaz naturel.

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. En 2022, l'invasion de l'Ukraine par la Russie a aggravé la crise, entraînant des prix du gaz et de l'électricité sans précédent qui ont des répercussions sur les consommateurs, les fournisseurs de détail, les acteurs du marché et autres.

La Commission européenne réagit à travers des communications et des propositions 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 sont sous pression pour aider les citoyens à endosser la hausse des prix de l'énergie.

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 2022.

Comme le présent rapport le montre, les prix de gros du gaz naturel et de l'électricité ont augmenté tout au long de l'année 2021. Cette progression a continué en 2022 et s'est encore accentuée depuis le mois de février avec l'invasion russe en Ukraine et

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

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 pipelines 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.

Vers la fin août 2022, le remplissage des stockages à un niveau dépassant les seuils minimaux requis a réduit la pression sur les prix du gaz, menant à une réduction importante du prix du gaz, atteignant néanmoins un niveau toujours élevé aux alentours de 200 €/MWh.

Également les prix à terme, qui, en 2021 indiquaient une fin de crise après la période hivernale 21/22, ont connu une progression continue et ne montrent pas de retour à la situation d'avant la crise sur les 3 années à venir.

Les effets de la hausse des prix de gros sur les prix de détails 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 2021 (de l'ordre de 100 % pour les ménages) et de nouvelles hausses ont été annoncées pour fin 2022, tandis que les hausses de prix de l'électricité pour les ménages sont vraisemblablement prévues au 1^{er} janvier 2023.

Pour les clients, principalement professionnels, qui disposent de contrats indexés sur les marchés de gros, la hausse de leur prix d'approvisionnement a suivi celle des prix de gros, tandis que les consommateurs qui disposent de contrats à prix fixes pour une durée déterminée se verront exposés au prix du marché au moment de l'expiration du contrat.

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 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 analyse¹¹ 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. Dans son rapport¹² sur le marché de gaz, ACER constate un besoin de diversification des sources et l'augmentation des moyens d'importation de gaz naturel liquéfié (LNG).

La crise énergétique n'est pas seulement une question de coûts pour le citoyen et l'industrie, mais également signe d'une inadéquation entre l'offre et la demande. Notamment les prix extrêmement élevés pour l'électricité constatés sur le marché français, qui tirent vers le haut également les marchés voisins, sont la conséquence d'une capacité de production insuffisante. Ce manque de capacité de production conduit à une mobilisation de tous moyens de production, y compris les plus chers (pour l'instant les centrales au gaz) et les moins efficaces.

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.

Au niveau national, le Gouvernement a décidé d'étendre jusque fin 2023 la prise en charge par le budget de l'État des frais de distribution de gaz naturel (les frais réseau), ceci pour les clients domestiques essentiellement.

En tripartite (Gouvernement, syndicats, patronat) de nouvelles aides ont été décidées et devraient être mises en place prochainement. Ces mesures assurent que, jusque fin 2023, le prix du gaz payé par les consommateurs résidentiels ne dépasse pas 115% du prix du gaz du mois de septembre 2022. Pour l'électricité aucune augmentation ne sera appliquée au niveau du prix de

¹¹

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf

¹² https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Gas_Market_Monitoring_Report_2021.pdf

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

l'électricité pour les clients résidentiels jusque fin 2023. Dans les deux cas, la différence entre le prix du fournisseur et le prix limité est prévue d'être prise en charge par le budget de l'État.

Reste à remarquer que la présente situation 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. 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.

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

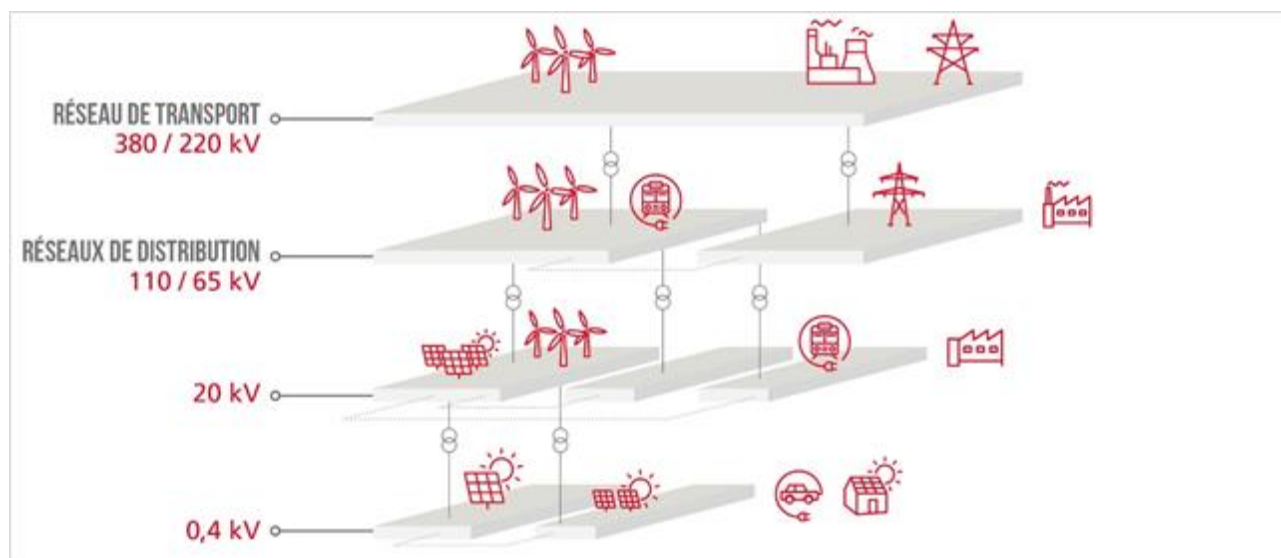
2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

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 Énergie¹³ 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

¹³ 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, 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 verticalement intégrée. Celui-

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

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

Un nouveau contrat de prestations de services a été signé entre Creos et Encevo en janvier 2020, 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 2021 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 2021 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.

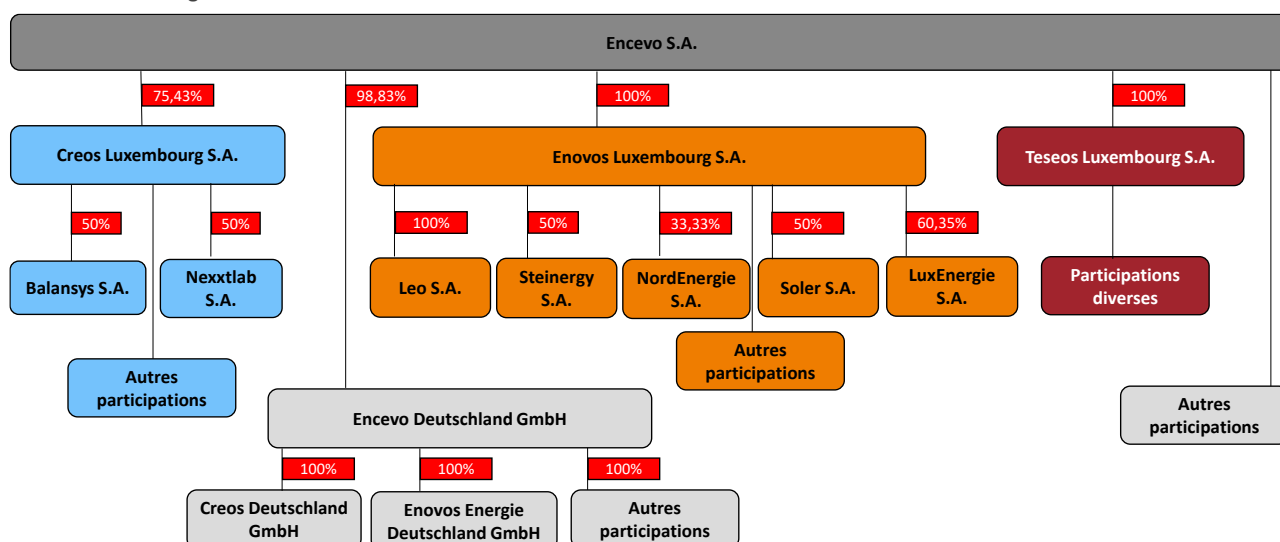
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

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 Encevo en 2021¹⁴

Le Tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2021 d'un actionnariat public (participations directes et indirectes) à hauteur de 74,52 % des parts, les autres parts étant en main privée.

ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. AU 31.12.2021

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

¹⁴ Source: Rapport annuel Encevo S.A. 2019.

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

Tableau 1 : Actionnariat du groupe Encevo S.A.¹⁵

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

ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A. AU 31.12.2021

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 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.¹⁶

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 Tableau 3 du chapitre 2.1.2.

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.

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.

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Source : Rapport annuel 2020 de Creos Luxembourg S.A.

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

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.¹⁷

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 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

¹⁷ 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

dans sa zone de réglage. Afin de garantir l'équilibre, il doit veiller à disposer de capacités de réserve qu'il se procure, à défaut de réserves suffisantes dans son réseau, via un contrat de mise à disposition de services systèmes conclu avec Amprion. Dans ce cadre, ils ont convenu qu'Amprion dimensionne, émette et achète les réserves et services auxiliaires nécessaires à Creos pour compenser les déséquilibres observés sur la zone commune, à défaut d'installations de production.

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 14:30 heures du 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 2021 s'est un peu dégradée par rapport à 2020, la moyenne des écarts d'équilibre étant de 0.2% en 2021 par rapport à -0.07% en 2020. Ceci résulte notamment de la difficulté pour les responsables d'équilibre de faire des prévisions en particulier pour les clients industriels du fait de la pandémie de Covid-19. 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 167 GWh (170 GWh en 2020), et le recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) s'est élevé à 174 GWh (167 GWh en 2020). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion, qui ont varié entre -1.99 €/kWh et 3.80 €/kWh, amplitude de prix plus resserrée qu'en 2020 puisque les prix étaient alors compris entre -6.50 €/kWh et 15.86 €/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.

En 2021, l'Institut et Creos ont poursuivi les réflexions concernant l'accès aux marchés des réserves de restauration de la fréquence (FRR) ; ces réflexions nécessiteront également de prendre en compte les exigences liées aux zones de programmation telles que proposées dans la version amendée du Règlement CACM qui est prévue d'être débattue en comitologie en 2022.

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 vus octroyer une concession en 2009 pour une durée de dix ans, renouvelable par tacite reconduction. En 2021, le gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. a acheté le réseau électrique de la Ville de Vianden. Fin 2021, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport (ci-après « GRT »), un gestionnaire détenteur d'une

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

concession de réseau industriel (ci-après « GRI ») et 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution (ci-après « GRD »)¹⁸.

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 ¹⁹	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (> 35 kV)	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (<35 kV)	PROPRIÉTAIRE DU RÉSEAU
GRT	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.	159 845	593,1	9 674,2	Creos Luxembourg S.A. Commune de Steinfort
GRD	Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l. (« Electris »)	2 165	0	201,0	Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l
GRD	Ville de Diekirch	1 713	0	170,0	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	6 773	0	611,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	2 657	0	108,8	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s.	10	117,0	0	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s., Sotel S.C., ArcelorMittal Belval & Differdange S.A., ArcelorMittal Schifflange S.A., ELIA Asset S.A., Paul Wurth S.A.

Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2021

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.

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 modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'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

¹⁸ <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>.

¹⁹ 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

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 2021 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 et moyenne tension, celles-ci ont été mises à jour et approuvées par l'Institut en 2019.

Les conditions techniques de raccordement BT arrêtées par le règlement ILR/E19/18 du 11 mars 2019 ont ainsi introduit des amendements qui traitent du raccordement d'infrastructure pour recharge de véhicules électriques.

Dans la continuité de ces adaptations, l'Institut a entamé un trajet de refonte des conditions techniques de raccordement BT, notamment dans la perspective de la transposition de la directive européenne 2019/944.

Une version révisée des conditions techniques de raccordement est repensée 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.

Cette version comporte 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'est également l'occasion de remettre 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.

Dans le cadre du processus de révision, le projet de nouvelles conditions techniques de raccordement au réseau BT, 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.

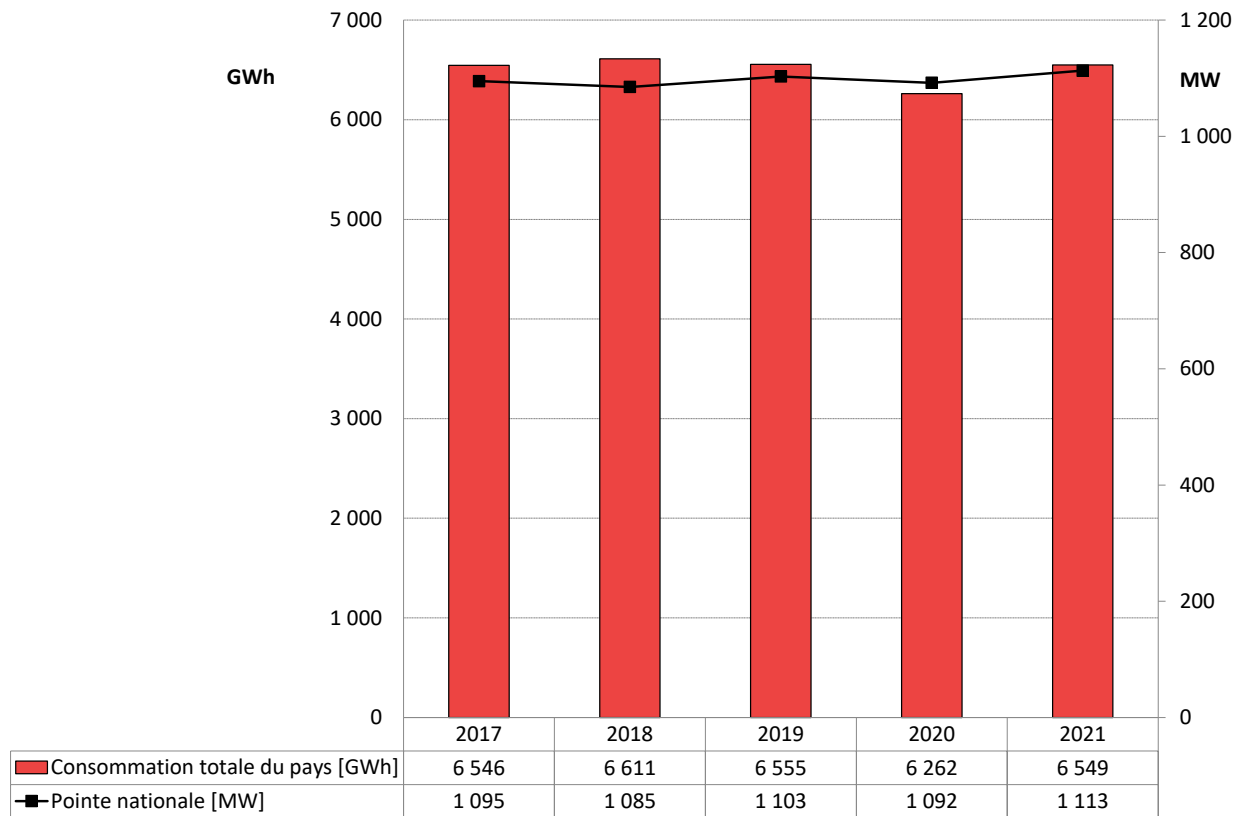
Ensuite, conformément aux dispositions de la Directive (UE) 2015/1535 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 prévoyant une procédure d'information dans le domaine des réglementations techniques et des règles relatives aux services de la société de l'information, la procédure de notification 2021/707/L a été initiée au niveau européen.

La nouvelle version des conditions techniques de raccordement au réseau BT a finalement été formellement approuvée en 2022.

2.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation au niveau national en 2021 a augmenté de quelques 4,6 % pour s'établir à 6,549 TWh, la pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire simultanée sur tous les réseaux (Creos et Sotel) démontre une légère augmentation de l'ordre de 2 %. Le Graphique 3 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2017.

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



Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale²⁰

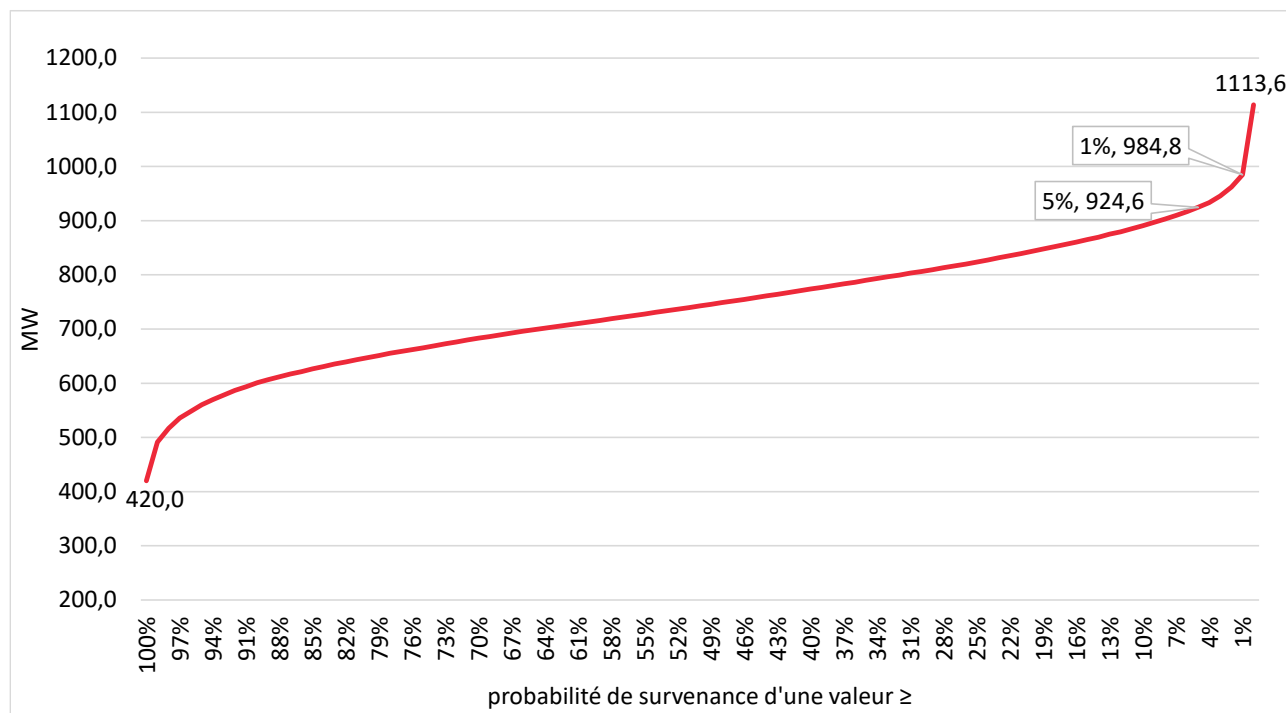
Si l'on regarde l'évolution des pointes des différents réseaux, lesquelles ne surviennent pas nécessairement au moment de la pointe nationale, on constate que la pointe enregistrée, c'est-à-dire la charge quart-horaire maximale soutirée par les consommateurs est en léger retrait dans la zone Creos (GRT)²¹, s'établissant à 815 MW contre 823 MW en 2020. La pointe dans la zone Sotel (GRI) affiche quant à elle, une relative stabilité à 301 MW (contre 302 MW en 2020). Néanmoins, la pointe quart-horaire sur l'ensemble du territoire national augmente à un niveau de 1 113 MW (contre 1 092 MW en 2020). Cette pointe nationale a été enregistrée le jeudi 19 janvier 2021 à midi. 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 (2017-2021).

Si la pointe nationale affiche une augmentation par rapport à 2020 (+2%) et à 2019 (+1%), la charge moyenne quart-horaire est elle aussi en augmentation de 5% par rapport à 2020 en s'établissant à 744 MW contre 708 MW en 2020, soit quasiment le niveau de 2019 (748 MW).

²⁰ Creos (réseau de transport) et Sotel (réseau industriel)

²¹ 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

Il convient cependant de préciser que 95% des charges quart-horaires sont inférieures à 925 MW, et que pendant 99% du temps la charge est inférieure à 985 MW.

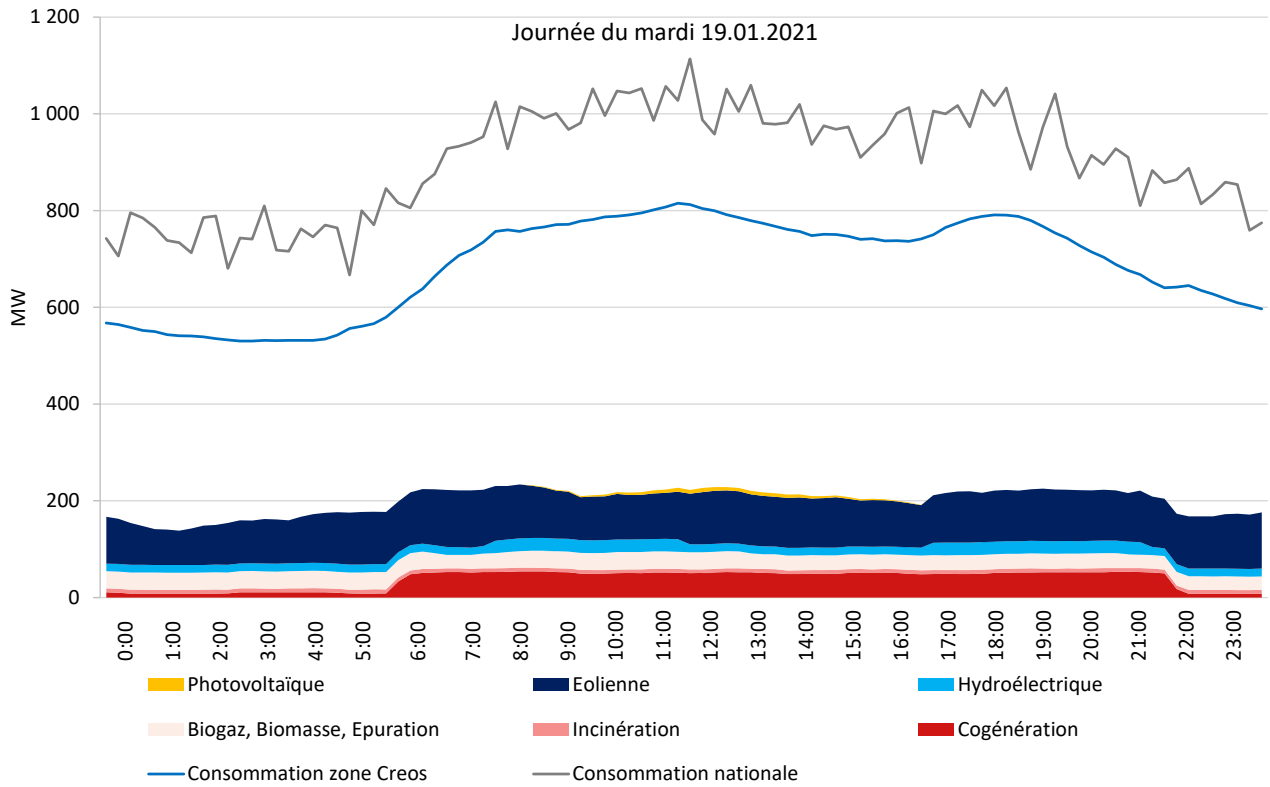
En considérant que les réseaux sont dimensionnés en fonction de l'évolution de la charge et de la pointe, et si l'on pose l'hypothèse que le potentiel de flexibilité mobilisable devrait permettre d'éviter les 1% de pointes les plus élevées, cela représenterait un volume d'environ 129 MW flexibles nécessaires pour effacer les pointes dépassant le seuil des 985 MW de charge quart-horaire appelée au niveau national.

Un autre facteur de dimensionnement des réseaux se rapporte à la production d'énergie renouvelable. L'augmentation du nombre d'unités de production intermittentes peut, sous certaines conditions, mettre les réseaux sous pression. En effet, le déséquilibre survient lorsque la consommation et la production ne sont pas en phase. Cette désynchronisation est d'autant plus grande lorsqu'il y a des effets saisonniers divergents et que les puissances considérées sont importantes. Pour ce qui concerne le Luxembourg, l'année 2021 a démontré que les réseaux actuels sont capables d'accueillir davantage de productions renouvelables et qu'il est nécessaire de poursuivre les efforts pour augmenter le niveau d'autosuffisance à l'échelle du pays et de réduire 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.

La pointe de consommation nationale a été mesurée le mardi 19 janvier 2021 à midi, ce jour-là le niveau de couverture moyen par la production nationale était de 22%.

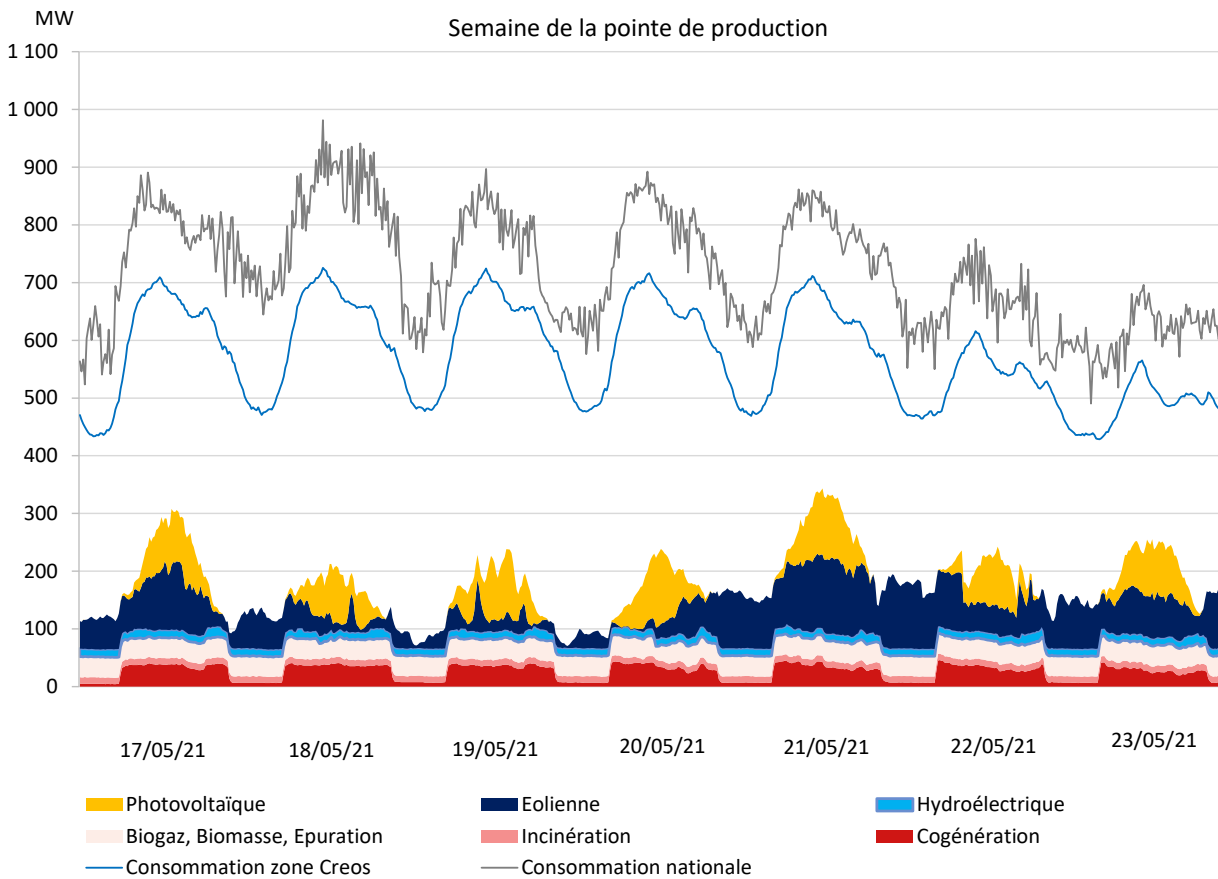
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 5 : courbe de charge du jour de la pointe 2021

Les courbes de charge observées, confirment la cohérence entre les courbes de production et de consommation, et illustrent les constats usuels au sein de la semaine et de la journée. On observe ainsi 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. On remarque aussi 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

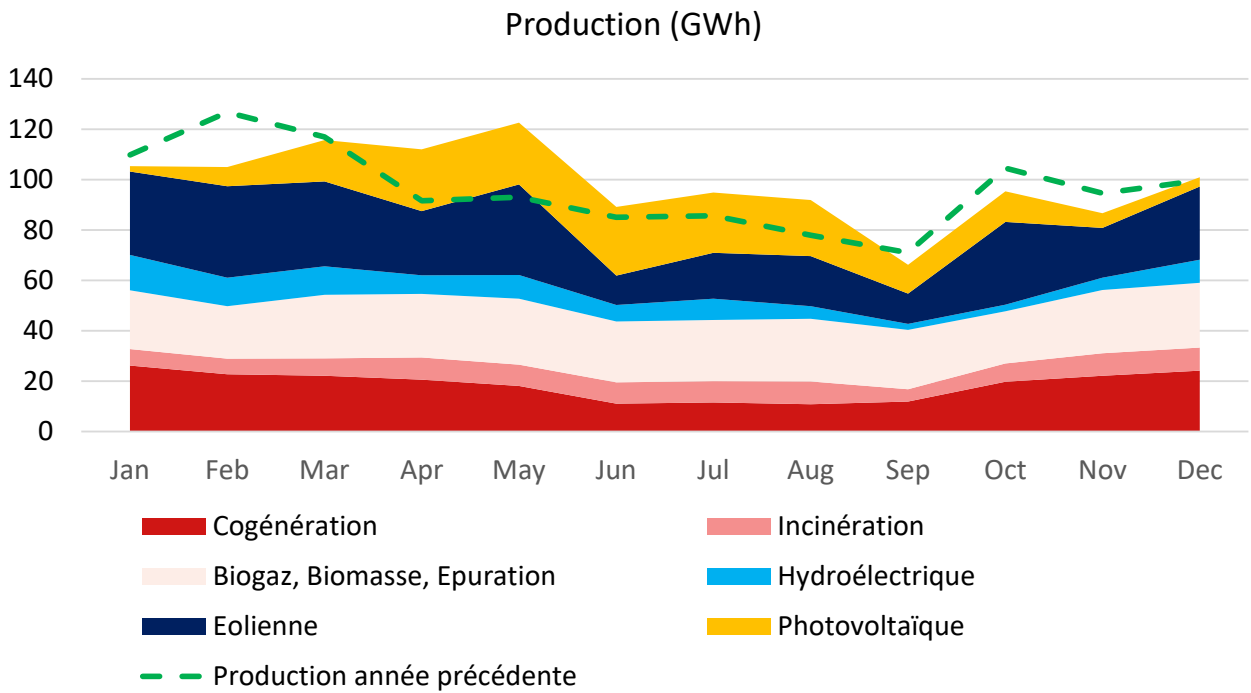


Graphique 6 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2021

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 344 MW à l'occasion de la pointe de production, laquelle est survenue le vendredi 21 mai 2021 à 13:15.

Le Graphique 7 illustre le niveau de la production sur l'année, on constate ainsi que la production d'électricité à partir du biogaz, 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.

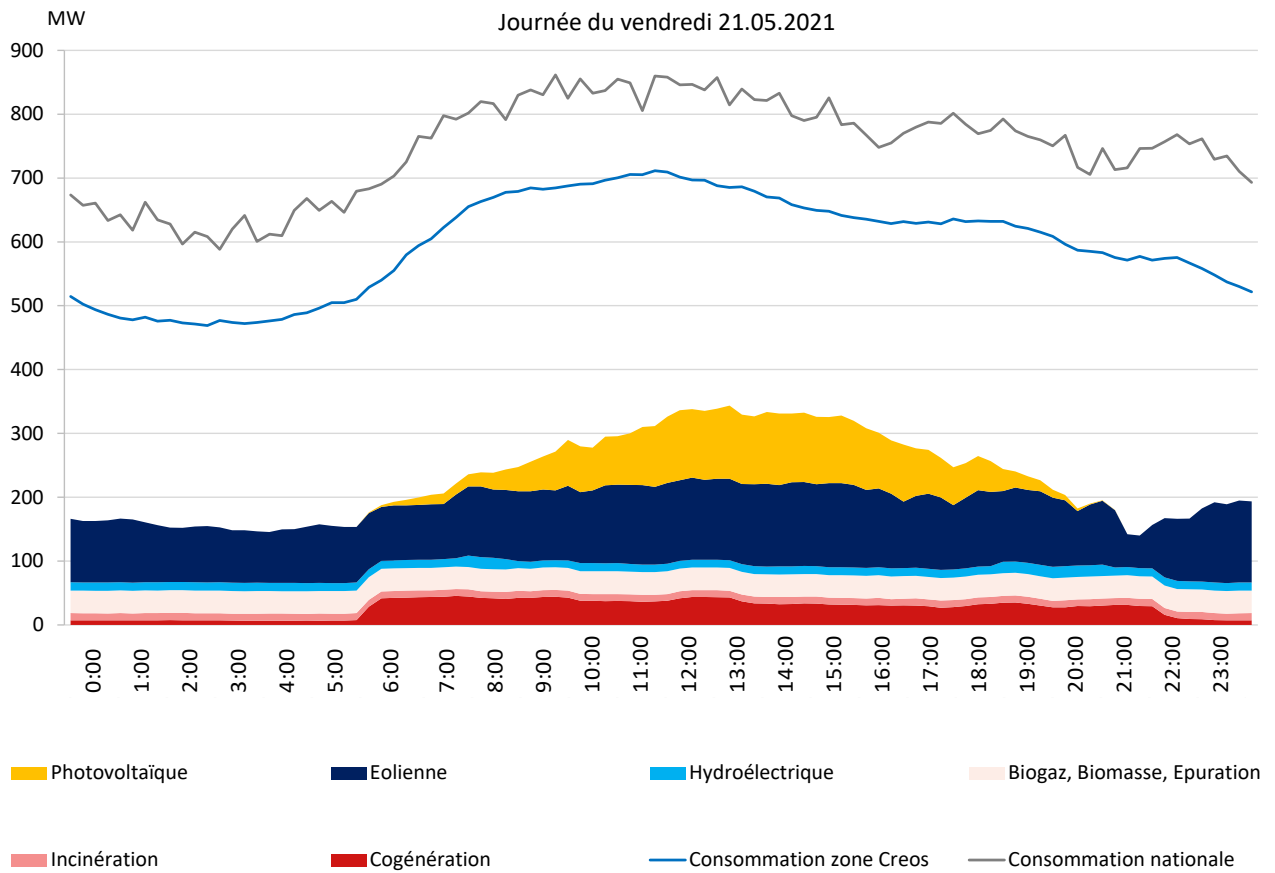
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 7 : Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2021

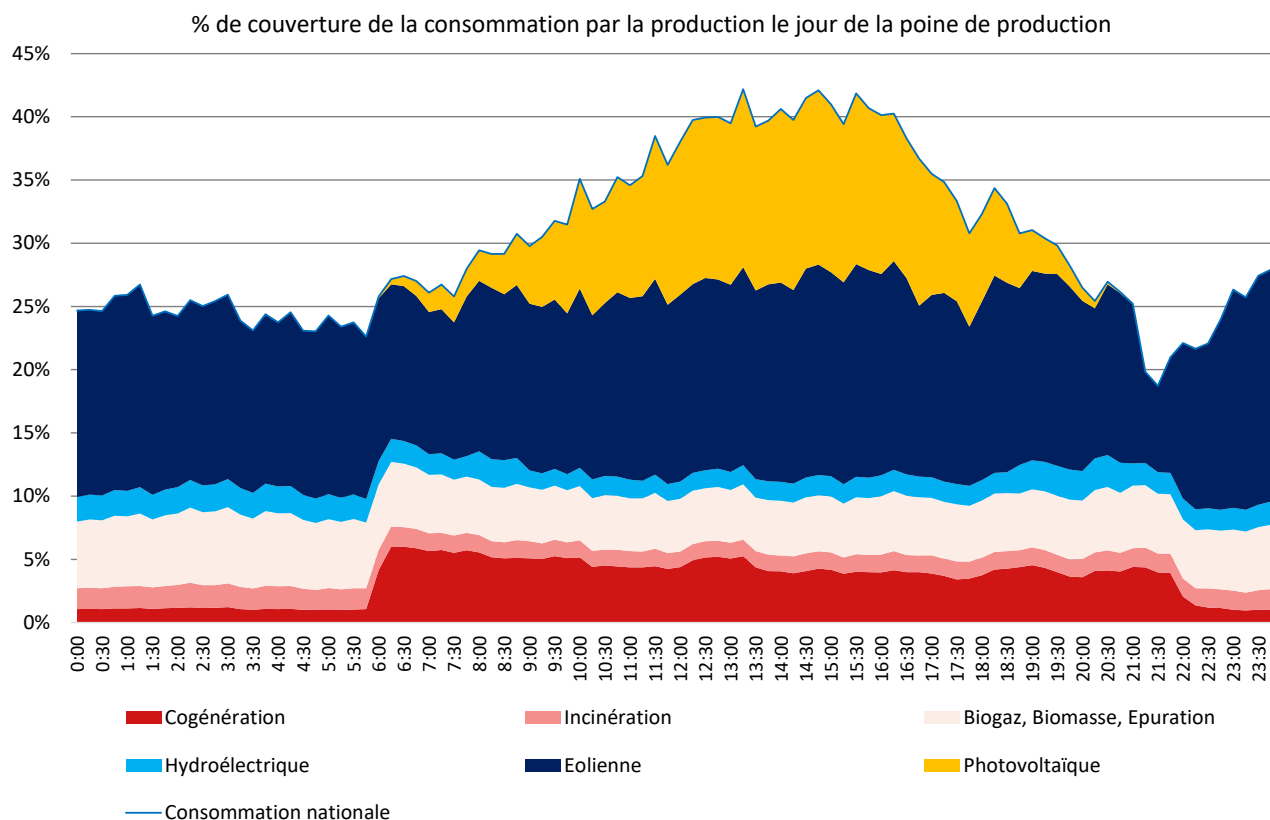
En regardant de plus près la journée du 21 mai, jour de la pointe quart-horaire de production, on constate que le taux de couverture de la consommation au niveau national par la production est en moyenne de 30 %, le minimum et le maximum sur la journée étant respectivement de l'ordre de 19% et 42%.

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



Graphique 8 : Courbe de charge du jour de la pointe de production en 2021

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



Graphique 9 : Pourcentage de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production

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 19 janvier 2021, journée froide et sans soleil, font partie des journées les plus critiques pour le système électrique. En 2021, les conditions météorologiques le jour de la pointe nationale ont cependant permis de couvrir en moyenne 22 % de la consommation au niveau national (Sotel inclus), contre 12 % en 2020, le jour de la pointe nationale survenue le 28 janvier 2020.

Globalement sur l'année 2021, les capacités installées ont permis de couvrir en moyenne 15,2% de la consommation. Ce taux de couverture passe par des pointes à 50 % mais aussi par des creux caractérisés par un taux de couverture plus faible, passant parfois sous la barre des 10 % (Graphique 10). Même si la capacité totale de production installée continue d'augmenter, le niveau de couverture de la consommation affiche cependant une baisse en 2021. Ceci s'explique par une baisse de la production éolienne de 10 % en raison de conditions climatiques moins favorables d'une part et par la mise hors service d'anciennes éoliennes, lesquelles seront prochainement remplacées par des installations nouvelles sur les mêmes sites, d'autre part.

Depuis la mise en service de l'interconnexion avec la Belgique, le moment auquel les lignes du réseau de transport (Creos) sont les plus chargées ne correspond pas nécessairement au moment de la consommation maximale. En effet, cette interconnexion permet également un transit d'électricité depuis l'Allemagne vers la Belgique à travers le réseau de transport luxembourgeois.

Le maximum de charge sur le réseau Creos (GRT) a eu lieu le 2 décembre à 18:00 heures, lorsque la somme de la production nationale et de l'importation depuis l'Allemagne a connu son maximum. Cette charge s'élevait alors à 943MW, dont 149 MW étaient exportés vers la Belgique et 794 MW destinés à la consommation dans la zone Creos.

Par ailleurs, il est intéressant de constater qu'au cours de l'exercice 2021, pour ce qui concerne la zone Creos, les importations depuis l'Allemagne ont diminué d'environ 12% alors que sur le même temps les importations depuis la Belgique ont plus que doublé.

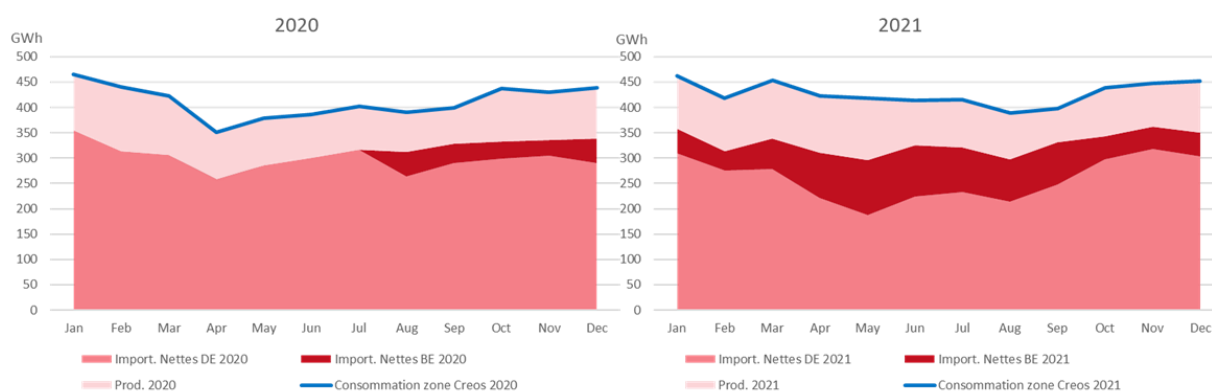
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Il convient cependant de préciser que l'interconnexion vers la Belgique était hors service jusqu'en juillet 2020 suite aux dégâts causés par la tornade de 2019.

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, certaines grandes industries ont la faculté de choisir de s'approvisionner en France ou en Belgique, c'est ainsi que la zone Sotel importera vraisemblablement une grande partie de son énergie depuis la Belgique en 2022, réduisant ainsi le niveau des importations depuis la France.

Cette variabilité des flux d'importation est un facteur de plus que les réseaux luxembourgeois doivent pouvoir gérer de manière optimale.



Graphique 10 : Couverture de la consommation par la production et les importations en GWh

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 Creos²².

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.

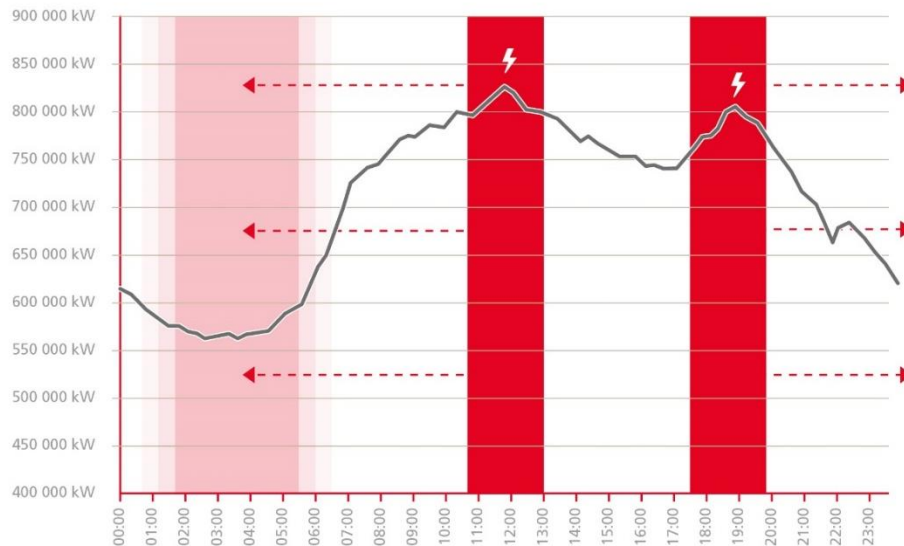
En effet, le facteur principal de dimensionnement des réseaux est la charge maximale, il est particulièrement important de trouver des moyens permettant de limiter la croissance des pointes de consommation. Il s'agit d'inciter les utilisateurs du réseau à déplacer les charges flexibles des périodes où le réseau est fort chargé – le midi et en soirée (cf. Graphique 6) – vers les périodes moins chargées – par exemple la nuit. La flexibilité dans les réseaux de distribution a aussi été un des points d'attention lors du développement du nouveau 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 réflexions²³ 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.

²² https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/NEWS/pdf/2020-2022/20201029_Scenario_Report_2040.pdf

²³ cf Chapitre 1.1.2 détermination des conditions de raccordement et d'utilisation des réseaux

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



Graphique 11 : Déplacement des périodes de charge

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'électricité²⁴ 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, planifiées²⁵ et non-planifiées²⁶, et de leurs causes est renseignée dans le Tableau 4 ci-dessous.

²⁴ <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>

²⁵ 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.

²⁶ 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		2017	2018	2019	2020	2021
Interruptions planifiées		465	540	450	433	685
Interruptions non-planifiées	Conditions atmosphériques	27	9	22	9	32
	Force majeure	2	3	0	3	106
	Domage causé par un tiers	238	247	248	247	348
	Cause interne	234	247	236	247	351
	Réseau en amont	0	2	4	2	2
	Réseau en aval	54	15	31	15	49
TOTAL DES INTERRUPTIONS		955	1095	973	974	1573

Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions

Le nombre total d'interruptions a considérablement augmenté par rapport à 2020. Cette augmentation est observable parmi pratiquement toutes les catégories d'interruptions, c'est-à-dire les interruptions planifiées, les conditions atmosphériques, les cas de force majeure (dont l'inondation en juillet 2021), les dommages causés par des tiers, les causes internes et les réseaux en aval. 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 SAIDI²⁷ et le SAIFI²⁸, dont l'évolution est documentée dans le Tableau 5 suivant²⁹ :

	2017	2018	2019	2020	2021
SAIDI (non-planifié)	21,3	23,4	27,3	16,6	13,9
SAIFI (non-planifié)	0,26	0,31	0,35	0,26	0,33

Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2021 de 13,9 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 européenne³⁰.

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2021 de 0,33 interruptions par année et par point de raccordement.

La baisse du SAIDI indique que les interruptions ont en moyenne impacté les consommateurs pour une durée moins longue qu'en 2020, alors que la fréquence d'interruption au point de raccordement est plus élevée qu'en 2020.

Les GRDs indiquent que l'ensemble des 685 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. En ce qui concerne les 888 interruptions non-planifiées, aucun des clients concernés par ces interruptions n'a été informé pendant l'interruption sur la durée attendue de la panne.

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

²⁸ System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

²⁹ 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.

³⁰ CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>.

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

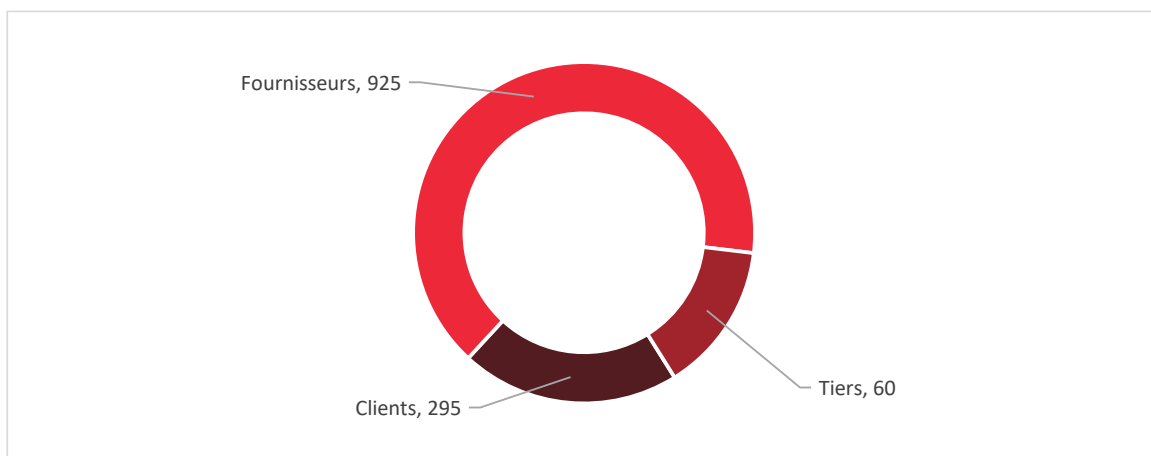
2.1.2.5.2 QUALITÉ DE SERVICE

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.

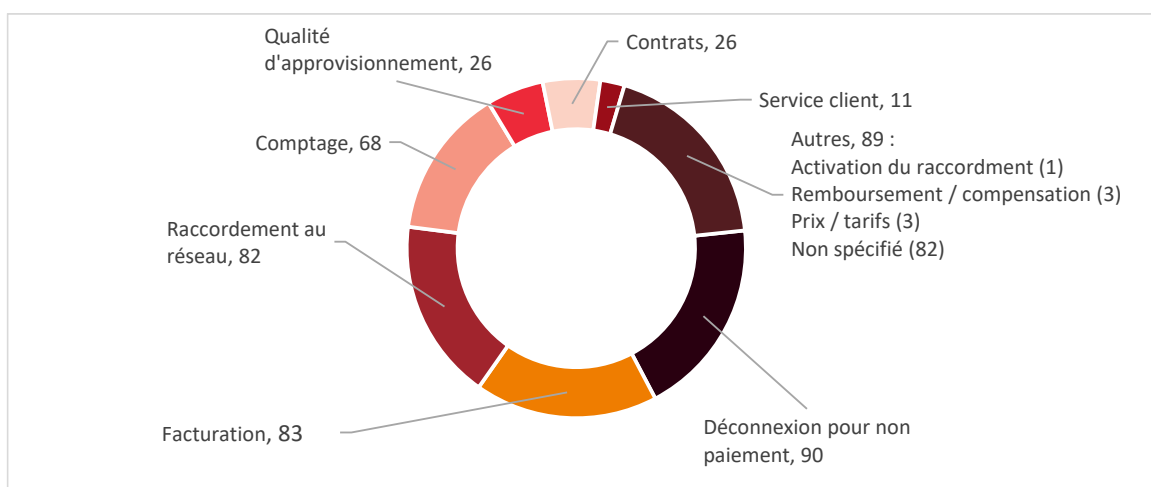
En ce qui concerne le traitement des demandes de raccordement, l'Institut constate qu'avec une diminution de 25,7 % du nombre total de ces demandes, le pourcentage de demandes de raccordement n'ayant pas été satisfaites dans les délais prescrits a augmenté de 35 % par rapport à 2020. Pour 107 des 2 195 demandes (4,9 %), le traitement initial du dossier n'a pas été effectué dans les 10 jours ouvrables (contre 2,7 % d'un total de 2 956 demandes en 2020), alors que 0,5 % des raccordements en basse tension n'ont pas été finalisés endéans les 30 jours (contre 2,5 % en 2020). 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 2021, un total de 658 demandes de données de consommation a été adressé aux GRD, ce qui se situe au niveau du nombre de demandes en 2020 (818). Aucune de ces demandes n'a été refusée.

Comme le montre le Graphique 12, la majorité de ces demandes (65 %) proviennent de fournisseurs alors que 21 % émanent directement de clients et 15 % de tiers, par exemple des conseillers en énergie.



Graphique 12 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur



Graphique 13 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause

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

Les GRDs indiquent avoir reçu 475 réclamations au cours de l'année 2021. Ces réclamations se répartissent sur toutes les catégories observées, dont les raccordements, facturations, déconnexions pour non-paiement et autres avec les nombres les plus élevés. Le Graphique 13 ci-dessus visualise le nombre de réclamations reçues par les GRDs par catégorie.

L'Institut constate que 49 % de ces réclamations n'ont pas été traitées endéans un délai de 5 jours ouvrables. L'Institut va continuer à suivre de près les développements dans la gestion de réclamations de la part des GRDs.

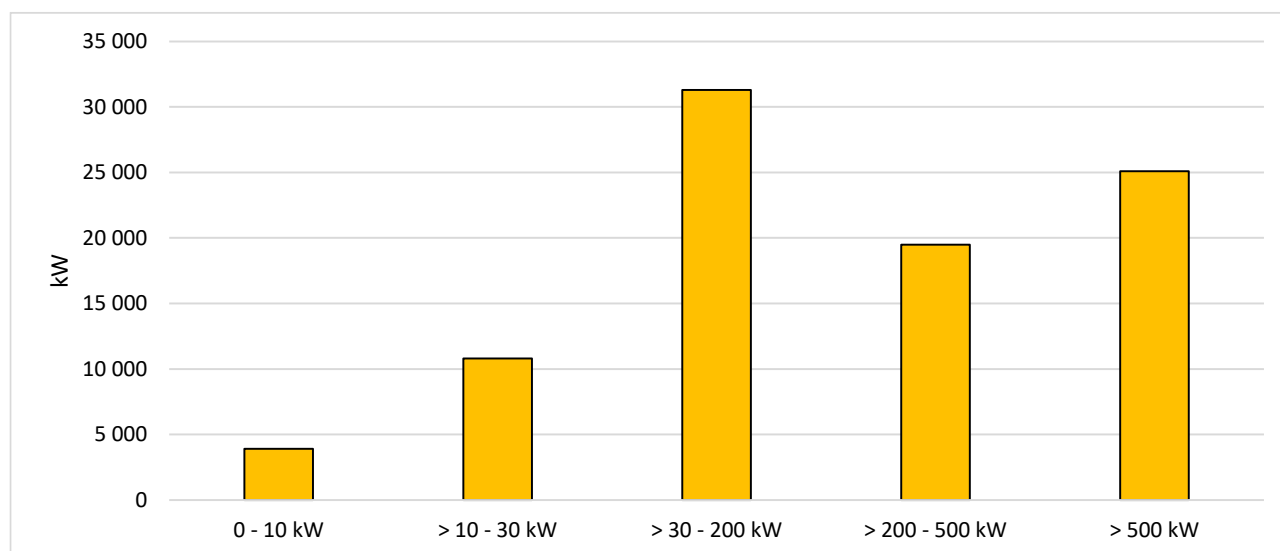
2.1.2.6 ÉNERGIES RENOUVELABLES

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 plus 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 distribution.

L'article 19 (2bis) de la Loi Électricité, qui 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 ainsi que par l'article 19(3), qui dispose 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. Le Graphique montre les nouvelles capacités photovoltaïques mises en service en 2021 par catégorie de puissance installée.



Graphique 14 : Capacités Photovoltaïques mise en service au cours 2021

Le Tableau 6 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 2021.

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.

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

	PHOTOVOLTAÏQUE		ÉOLIENNE		HYDRO-ÉLECTRICITÉ		BIOMASSE <i>BOIS DE REBUT</i>		GAZ NATUREL	
	Nombre	Puissance installée ³¹	Nombre ³²	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée
Demandes de raccordement en 2021	1 343	114 342	20	87 379	0	0	3	33 461	0	0
Mises en service en 2021 ³³	882	50 528	0	0	0	0	0	0	0	0
Mises en service en 2021 ³⁴	422	39 748	1	3 500	0	0	0	0	1	110
Mises hors service en 2021	2	24	6	15 215	0	0	0	0	12	9 002
Demandes ouvertes (31/12)	473	34 142	12	90 156	0	0	3	33 461	0	0

Tableau 6 : demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité

En 2021, 1 366 nouvelles demandes de raccordement ont été faites auprès des cinq GRDs, ce qui est comparable à l'année précédente (1 356 demandes en 2020). La puissance totale correspondante à ces demandes (235 182 kW) est, avec 114 342 kW pour les centrales photovoltaïques, 87 379 kW pour les éoliennes et 33 461 kW pour des installations de biomasse, 18% supérieure qu'en 2020 (199 499 kW).

Le Tableau 6 montre également qu'au 31 décembre 2021, un grand nombre de demandes de raccordement de systèmes photovoltaïques et d'éoliennes n'avaient pas encore été approuvées ou traitées par les gestionnaires de réseau.

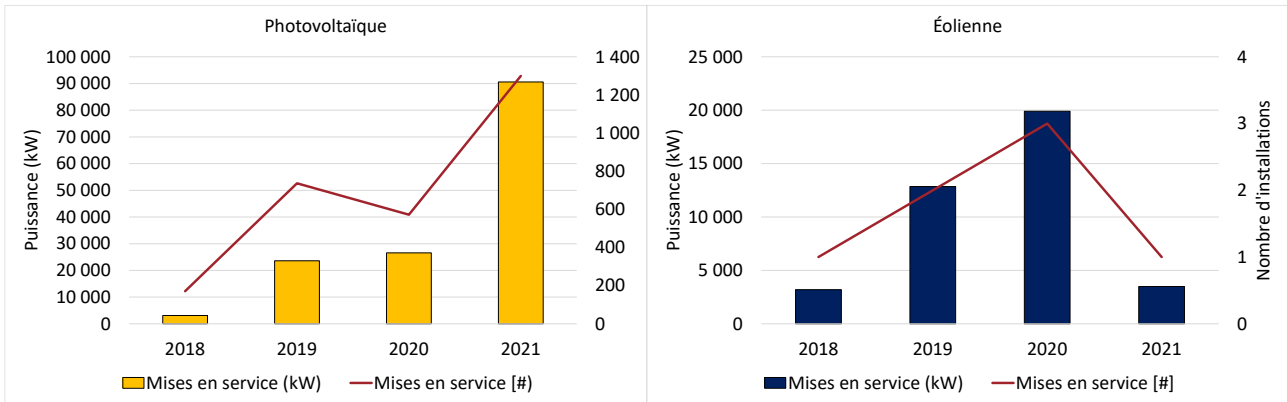
³¹ En kW.

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

³³ Sur base d'une demande en 2021.

³⁴ Sur base d'une demande antérieure à 2021.

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



Graphique 15 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes

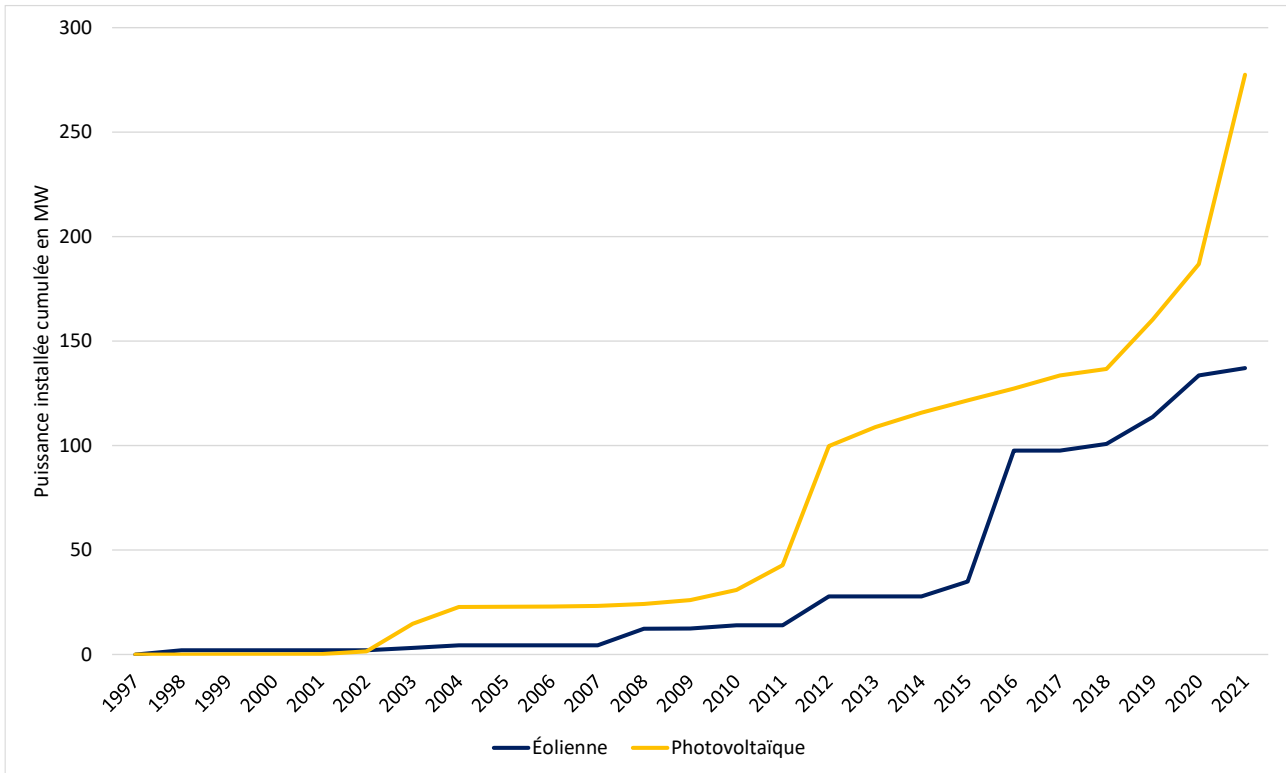
Quand on regarde les nouvelles centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique en 2021, il s'avère que leur nombre a, avec 1 304 installations, plus que doublé par rapport au nombre de centrales raccordées dans l'année précédente (572), pendant que la puissance totale de 90 276 kW des centrales photovoltaïques mises en service en 2021 est plus que le triple par rapport à la puissance totale installée en 2020 (26 550 kW). Il en résulte que la puissance moyenne des centrales PV nouvellement installées a augmenté de 50% par rapport à l'année précédente.

Dans le cas des éoliennes, c'est l'inverse : une seule unité a été mise en service en 2021 avec une puissance de 3 500 kW contre 3 systèmes plus performants en 2020, dont la puissance totale était de 19 900 kW.

Le Graphique 15 illustre l'évolution des réalisations en matière d'unités et de puissance respective pour les nouveaux systèmes PV et pour les nouvelles éoliennes de 2018 à 2021.

Le Graphique 16 montre l'évolution de la capacité totale installée pour les technologies photovoltaïque et éolienne depuis la fin du siècle dernier.

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



Graphique 16 : Évolution de la capacité totale installée pour les technologies photovoltaïque et éolienne

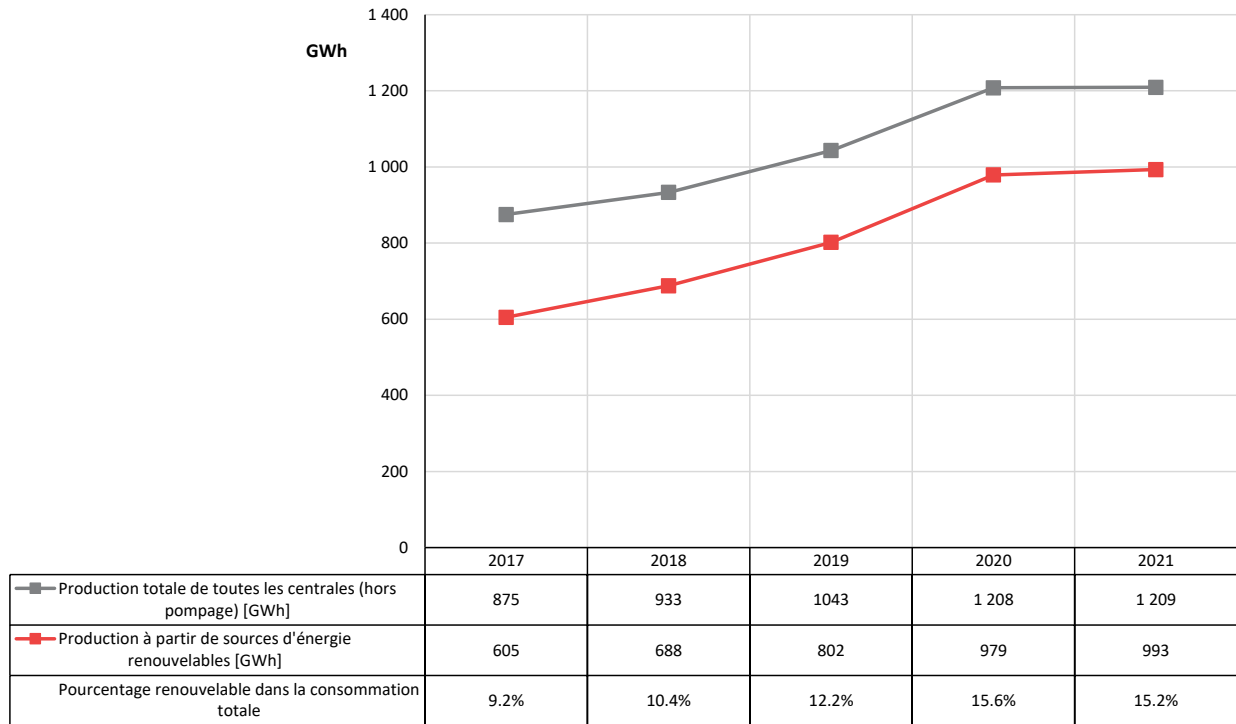
2.1.2.6.2 PRODUCTION À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables s'élève à 993 GWh en 2021 (en hausse de 1,4% par rapport à 2020), ce qui correspond à 15,2% de la consommation nationale.

Cette légère hausse de 1,4% est principalement due à la production photovoltaïque et à la production électrique basée sur la biomasse. La production renouvelable en 2021 (993 GWh) a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles (216 GWh), et représente 81,5% de la production nationale en 2021.

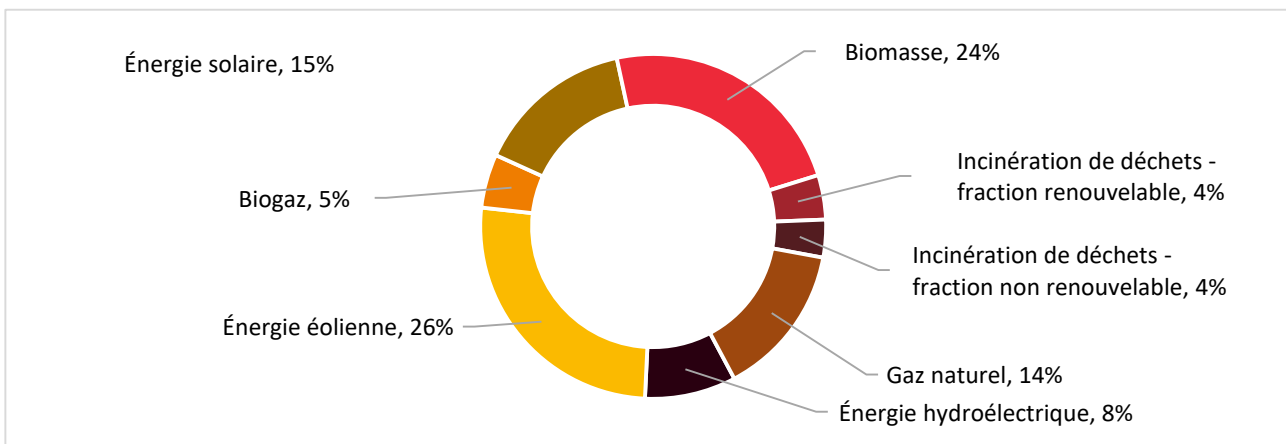
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



Graphique 17 : 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 source d'énergie dominante dans le parc de production luxembourgeois, contribuant à hauteur de 26% à la production nationale. L'énergie à partir de la biomasse ou du bois de rebut contribue à hauteur de 24% à la production nationale, suivi par l'énergie solaire de 15%. 14% de l'électricité produite au Luxembourg est issue de gaz naturel, combustible souvent utilisé dans les centrales de cogénération.



Graphique 18 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité

2.1.2.7 APPEL D'OFFRES POUR CENTRALES DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUES

Depuis 2018, le ministre de l'Énergie lance régulièrement des appels d'offres pour des nouvelles installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 200 kW au Luxembourg.

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

En 2021, le ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du Territoire a lancé un quatrième appel d'offres portant sur 55 MW subdivisé en cinq lots distincts (voir Tableau 7). Des offres représentant un total de 14,34 MW, soit environ 26% des 55 MW à allouer, ont été attribuées dans le cadre de ces appels d'offres. Les raisons de ces attributions nettement en-dessous de l'offre peuvent être multiples : il peut s'agir notamment d'un manque de disponibilité de surfaces, un manque d'entreprises en mesure d'installer ces systèmes, des plafonds tarifaires trop bas, une promotion insuffisante de l'appel d'offres ou encore d'un marché d'électricité difficilement accessible pour de nouveaux acteurs.

	LOT 1 TERRAINS INDUSTRIELS 500 kW ≤ 10MW	LOT 2 ENVELOPPE EXTÉRIEURE DE BÂTIMENTS ≥ 200 KW ET < 500 KW	LOT 3 ENVELOPPE EXTÉRIEURE DE BÂTIMENTS ≥ 500 KW ET < 5 MW	LOT 4 OMBRIÈRES ET BASSINS D'EAU ≥ 200 KW ET < 500 KW	LOT 5 OMBRIÈRES ET BASSINS D'EAU ≥ 500 KW ET < 5 MW
Puissance à allouer	20 MW	5 MW	20 MW	3 MW	7 MW
Rémunération plafond (€/MWh)	87 €/MWh	115 €/MWh	110 €/MWh	140 €/MWh	135 €/MWh
Puissance à allouer après report (MW) ³⁵	1,47 MW	1,54 MW	12,10 MW	1,94 MW	0,920 MW
Nombre d'offres reçues	2	4	10	5	1
Résultats	0,52 MW	1,06 MW	10,27 MW	1,57 MW	0,92 MW
Puissance totale	14,34 MW (≈ 26%) de 55 MW				
Moyenne pondérée ³⁶ offres	83,00 €/MWh	112,68 €/MWh	105,61 €/MWh	138,96 €/MWh	133,97 €/MWh
Moyenne pondérée totale	110,07 €/MWh				

Tableau 7 : Résultats de la 4me procédure d'appel d'offres pour installations PV de capacité 200 kW à 5 MW³⁷

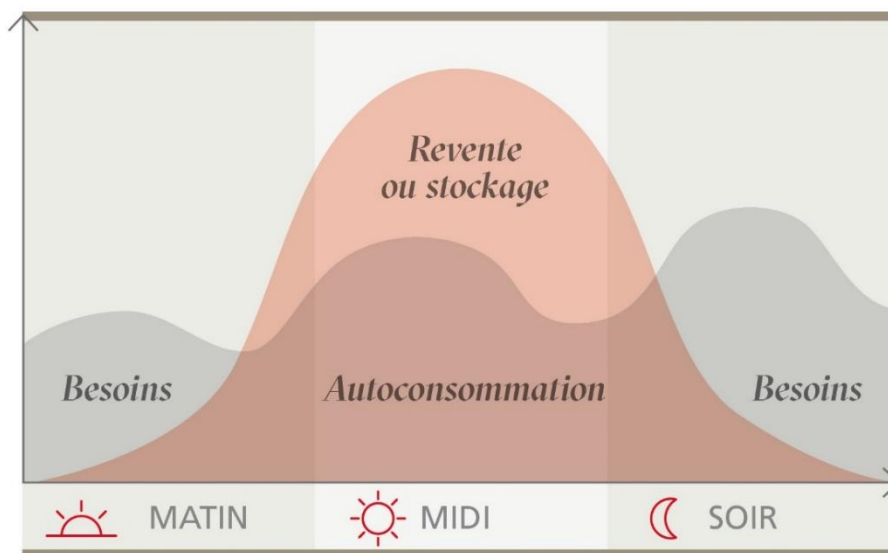
³⁵ Selon l'article 5 du cahier des charges.

³⁶ Par la quantité d'électricité pouvant être produite.

³⁷ Source : Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire (<https://guichet.public.lu/fr/entreprises/sectoriel/energie/production-electricite-energies-renouvelables.html>).

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 19 : 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 de la vendre via un fournisseur ou par accord d'achat d'électricité renouvelable sous réserve que l'autoconsommateur assure alors la fonction de responsable d'équilibre.

La loi du 3 février 2021 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. 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. Ceci devient particulièrement avantageux avec le contexte actuel 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.

Les utilisateurs du réseau peuvent désormais partager leur propre production d'électricité renouvelable 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. En outre, l'ILR a approuvé les conventions-type que les membres du groupe de partage devront conclure avec leur gestionnaire de réseau.

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. En outre, il bénéficie de la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée. En 2021, il a ainsi pu économiser à peu près 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.

En 2021, près de 14,7% des nouvelles installations photovoltaïques ont choisi le mode autoconsommation, un pourcentage qui devrait fortement augmenter en 2022 (33% pour les installations mises en service au premier semestre 2022) suite à la hausse progressive des prix de l'électricité à partir du dernier trimestre 2021. 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

Dans le cadre des missions, qui lui sont confiées par la loi, l'Institut, a défini en 2021, en concertation avec les gestionnaires de réseaux et après consultation de tous les acteurs du marché, les principes sur lesquels s'appuiera désormais le partage de l'énergie électrique.

Chaque particulier ou professionnel, qui est intéressé par le partage de l'énergie électrique, peut désormais adhérer à un groupe d'Autoconsommateurs d'Énergies Renouvelables, agissant de manière Collective (ci-après « AERC ») et/ou une Communauté d'Énergie Renouvelable (ci-après « CER ») et ainsi partager l'électricité produite par son système avec ses voisins ou bénéficier de l'électricité produite dans son entourage par un groupe de partage dont il est membre.

Le Règlement ILR/E21/32 du 20 septembre 2021³⁸ 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, 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, répartir l'électricité produite 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 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.

Dans sa Décision ILR/E21/37 du 20 octobre 2021³⁹, l'Institut a défini des contrats-types pour les AERC et les CER qui décrivent l'interaction entre un groupe de partage et le gestionnaire de réseau.

Parmi les 9 527 centrales de production, qui ont été mises en service entre 1996 et 2021, 307 sont actuellement configurés en mode « autoconsommation »⁴⁰ (contre 118 en 2020), dont 8 installations de cogénération, 2 éoliennes, 3 installations hydroélectriques ainsi que 294 installations photovoltaïques. Parmi ces 307 centrales en mode autoconsommation, 280 bénéficient de tarifs d'injection garantis pour la production d'électricité injectée sur le réseau de distribution.

La puissance maximale de production d'électricité de ces centrales en mode autoconsommation s'élevait à 6 055 kW en 2021 (contre 2 361 kW en 2020).

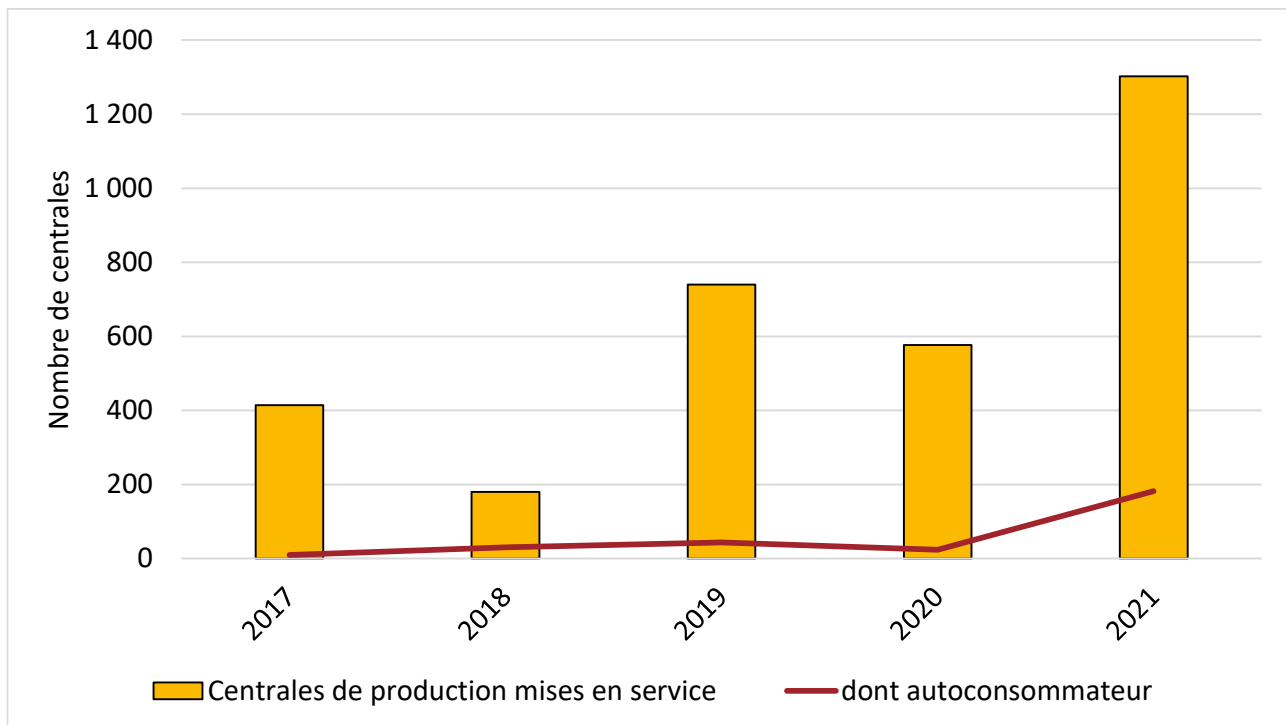
Le Graphique 20 illustre l'évolution des centrales de production d'électricité ainsi que la tendance croissante de leurs connexions respectives en mode autoconsommation.

³⁸ <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2021/09/20/a689/jo>

³⁹ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-924.pdf>

⁴⁰ Selon les informations enregistrées par les GRD électricité dans le « Registre national des centrales de production d'énergie » (RNCP) en date du 13 juillet 2022.

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



Graphique 20 : Évolution des centrales de production en mode autoconsommation

Il est donc rappelé que chaque utilisateur qui exploite une installation photovoltaïque (« PV ») a la possibilité de choisir entre le mode « 100% injection » ou le mode « Autoconsommateur ».

À côté de l'autoconsommation individuelle, les concepts d'autoconsommation collective et de partage d'électricité ont été introduits dans les textes de droit national. Ainsi, il sera possible de partager entre occupants d'un même bâtiment de l'électricité produite sur site et il sera possible de partager l'électricité produite avec d'autres utilisateurs du réseau, par exemple au sein d'une communauté énergétique.

L'autoconsommation collective est limitée à des utilisateurs du réseau à l'intérieur d'un bâtiment, dont au moins un sera autoconsommateur, qui peuvent partager entre eux l'électricité renouvelable produite sans devoir constituer une personne morale.

La communauté d'énergie renouvelable permettra un partage de l'électricité parmi ses membres qui sont situés dans une même localité en aval du poste de transformation d'électricité de haute/moyenne tension en basse tension exploités par les gestionnaires de réseau concernés. Les membres d'une telle communauté d'énergie renouvelable seront tenus de constituer une personne morale et pourront produire, consommer, stocker et vendre de l'énergie renouvelable ou partager l'énergie renouvelable tout en maintenant les droits et obligations des membres de la communauté d'énergie renouvelable en tant que clients finals.

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 03 octobre 2017 portant fixation des modalités pratiques et procédurales relatives aux échanges

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

électroniques et automatisés de données et de messages entre acteurs du marché. Ce règlement encadre aussi la coordination entre les GRD 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 2021, la version MdMS 3.3 est entrée en vigueur par le règlement ILR/E21/36 du 19 octobre 2021 remplaçant l'annexe du règlement modifié ILR/E20/50 du 2 novembre 2020 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 œuvre de la loi du 3 février 2021 modifiant la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'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 COMPTAGE 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 »⁴¹ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité⁴². En électricité, cet objectif a été atteint avec un taux d'installation de 97,5% au 31 décembre 2021.

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 de jusqu'à 150 compteurs électriques différents et les envoie ensuite à Luxmetering GIE (ci-après « Luxmetering »), l'opérateur technique commun des GRD, où toutes les données de comptage enregistrées par les « Smart Meter » sont collectionnées et corrigées (si nécessaire, en cas de valeurs manquantes).

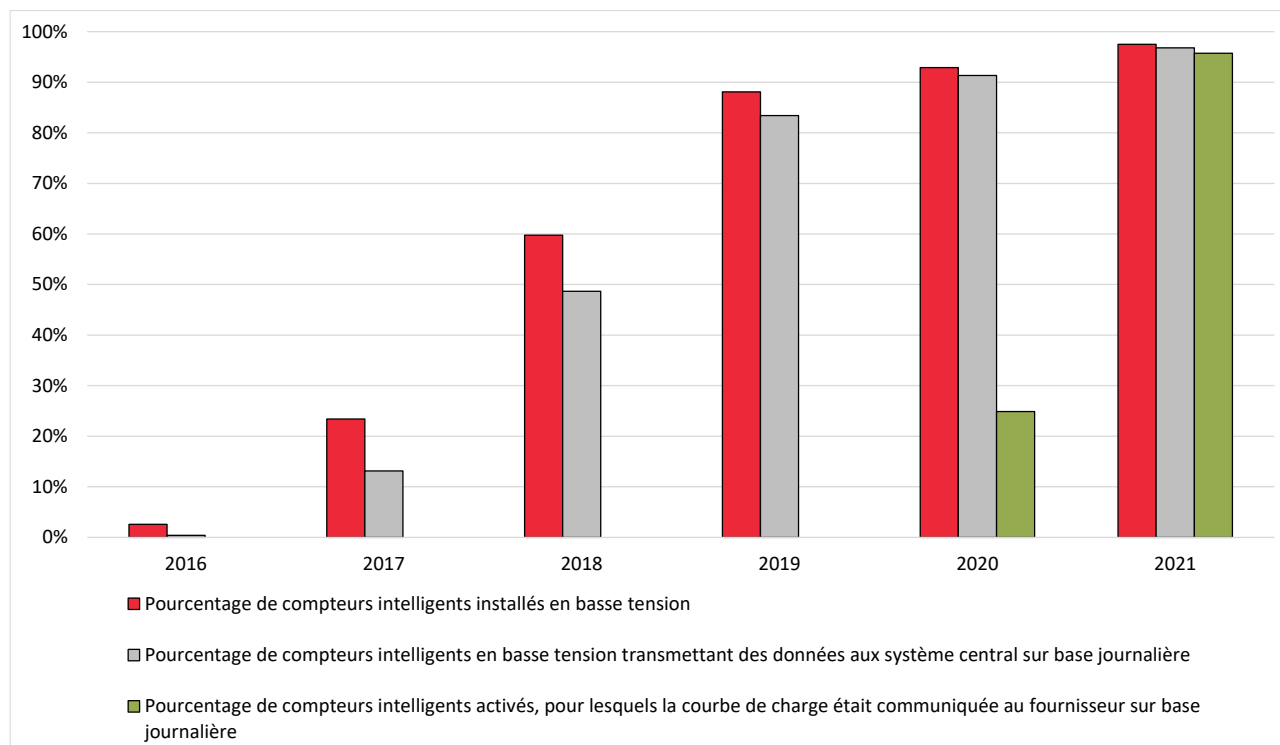
Si le gestionnaire de réseau est en mesure de recevoir et d'envoyer les valeurs quart-horaires d'un compteur électrique de manière entièrement automatique au quotidien, on parle de « compteur communicant ». Avec la réception quotidienne de ces informations granulaires, le gestionnaire de réseau peut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

On parle de « compteur activé », lorsque la relève des données quarts-horaires est fiable de manière à ce 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 seront rendus beaucoup plus difficiles et le gestionnaire de réseau pourra mieux contrôler son réseau grâce aux données disponibles et planifier ainsi les investissements futurs dans les infrastructures de manière plus précise et plus allégée.

⁴¹ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

⁴² Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 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



Graphique 21 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité

Au 31 décembre 2021, 96,8 % des 323 989 compteurs en basse tension ont pu transmettre leurs données de consommation quart-horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif ; pour 95,8 % des compteurs, la courbe de charge était communiquée au fournisseur sur une base journalière, ce qui est un progrès important par rapport à l'année précédente, où pour seulement 26,8 % de tous les compteurs électriques installés, le GRD était en mesure d'envoyer quotidiennement ces données au fournisseur d'électricité concerné. 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.

En 2021, les gestionnaires de réseau ont commencé à commercialiser 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 quasi temps 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.

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.

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

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-E⁴³ 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 requière 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. À l'exception de quelques projets pilotes, ces développements sont actuellement encore à l'étude par les gestionnaires de réseau.

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. A 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.

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, mission qui leur a été attribuée par la loi. Les GRDs sont aussi chargés de l'exploitation et l'entretien de cette infrastructure de recharge, tandis que l'approvisionnement en électricité des bornes se fait par un fournisseur choisi par appel d'offre public. En 2021, les gestionnaires de réseau ont installé 136 nouvelles bornes, ce qui fait 536 bornes « Chargy » installées au 31 décembre 2021, sur un total de 800 bornes planifiées. Aux bornes de type de charge accéléré (22 kW pour chacun des points de charge) se sont ajoutés en 2021 huit bornes de charge rapide SuperChargy avec une puissance jusqu'à 350 kW par point de charge. Un nombre assez important de bornes n'a pas encore pu être installé parce qu'elles sont prévues sur des parkings « Park & Ride » encore en construction. Aux bornes Chargy installées par les GRD s'ajoutent 357 bornes appartenant à des tiers qui sont intégrées dans le système central Chargy via le programme « Chargy OK », ainsi que 4 bornes « SuperChargy OK ». Au cours de l'année 2021, 3 669 MWh ont été consommées aux bornes du système Chargy, une augmentation de 286% par rapport à 2020. Cette énergie correspond à une distance parcourue d'approximativement 18 300 000 km. Au jour de la publication du présent rapport, 12 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.

Conformément à l'article 27 (13) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative l'organisation du marché de l'électricité, les frais cumulés encourus au niveau de tous les gestionnaires de réseau de distribution et liés au déploiement, à la mise en place, à l'exploitation et à l'entretien des équipements liés à l'infrastructure publique de charge sont pris en compte dans le calcul des tarifs d'utilisation des

⁴³ Source : https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/regional-groups-and-their-role/smart-grid-regional-group_en

⁴⁴ <https://chargy.lu/fr/#home-obtain-mkaart>

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

réseaux ou des tarifs des services accessoires et sont répartis équitablement sur tous les clients finals raccordés aux réseaux de distribution basse tension.

Dans ce contexte, il convient de remarquer que la Directive 2019/944 a précisé le cadre légal européen pour l'infrastructure de recharge pour véhicules électrique. Dans son article 33, cette Directive introduit le principe que les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent être propriétaires de points de recharge pour les véhicules électriques, ni les développer, les gérer ou les exploiter, sauf lorsqu'ils sont propriétaires de points de recharge privés réservés à leur propre usage. La Directive permet néanmoins de déroger à cette disposition si, suite à une procédure d'appel d'offres, aucun autre acteur ne s'est porté intéressé à développer, gérer, exploiter ou être propriétaire de tels points de charge ou ne pourrait fournir ces services à un coût raisonnable et en temps utile. Le projet de loi 7876⁴⁵ visant la transposition en droit national de cette Directive prévoit un système d'appel d'offres pour le système de bornes publiques qui pourrait donc impacter sur la propriété et la gestion actuelle du système Chargey. Dans ce contexte, le ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire 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.

En attendant la transposition de ladite directive et la procédure d'appel d'offres en question, 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 2022⁴⁶ relative au régime d'aides en faveur des entreprises investissant dans des infrastructures de charge pour véhicules électriques.

En-dehors de l'infrastructure de charge publique, l'infrastructure de charge privée (accessible ou public ou non) est en train de se développer, de manière à ce que l'Institut propose ici les chiffres sur l'ensemble de l'infrastructure de charge. Au 31 décembre 2021, 1.260 points de recharge publics étaient installés à travers le pays, utilisables sans restriction 24 heures par jour et 7 jours par semaine. Alors que la majorité de ces bornes de recharge (97%) offrent une capacité de charge entre 11 et 22 kW AC, 12 chargeurs en courant continu avec une puissance supérieure à 100 kW sont accessibles 24h/7 pour les automobilistes. La capacité totale disponible pour la recharge publique des bornes accessibles en 24/7 s'élève à 29,3 MW.

En outre 1.532 bornes de recharge privées étaient enregistrées par les gestionnaires de réseaux luxembourgeois au 31 décembre 2021, dont 97% permettent une capacité de recharge inférieure ou égale à 11 kW AC. La puissance totale de ces bornes était de 17,6 MW en fin d'année 2021.

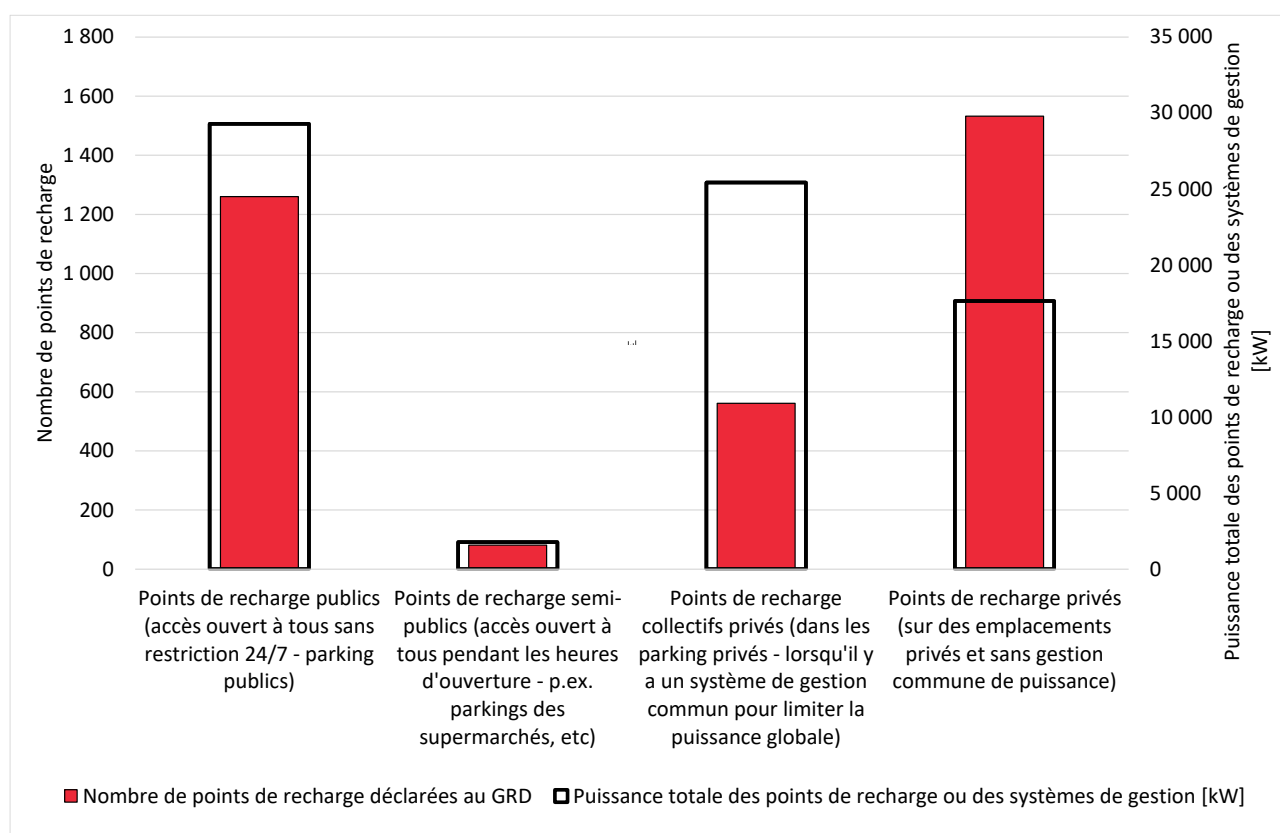
<i>Nombre de points de recharge & leur puissance totale respective en kW</i>	Points de recharge publics (accès ouvert à tous sans restriction 24/7 - parking publics)	Points de recharge semi-publics (accès ouvert à tous pendant les heures d'ouverture - p.ex. parkings des supermarchés, etc)	Points de recharge collectifs privés (dans les parking privés - lorsqu'il y a un système de gestion commun pour limiter la puissance globale)	Points de recharge privés (sur des emplacements privés et sans gestion commune de puissance)
Bornes AC <= 11 kW (en unités)	0	0	22	1.484
(en kW)	0	0	218	16.318
Bornes AC > 11 kW (en unités)	1.248	81	538	37
(en kW)	27.236	1.782	25.162	715
Bornes DC <= 100 kW (en unités)	0	0	1	10

⁴⁵ <https://chd.lu/wps/portal/public/Accueil/TravailALaChambre/Recherche/RoleDesAffaires?action=doDocpaDetails&id=7876>

⁴⁶ <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2022/07/26/a395/jo>

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

(en kW)	0	0	50	300
Bornes DC > 100 kW (en unités)	12	0	0	1
(en kW)	2.050	0	0	300
Total en unités	1.260	81	561	1.532
Total en kW	29.286	1.782	25.430	17.633



Graphique 22 : Points de recharge connectés au réseau du gestionnaire de réseau de distribution

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 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 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 sera abrogé le 31 décembre 2022 après le décompte du déploiement des compteurs intelligents.

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

L'Institut met en évidence 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.

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'électricité⁴⁷.

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

⁴⁷ 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

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 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 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, 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.

Ainsi, en juin 2021, l'Institut a publié une étude portant sur un modèle de souscription tarifaire qui pourrait remplacer le modèle de tarification actuel en vue de le rendre apte aux défis de la transition énergétique. 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.

Suite à cette étude, et en conclusion des échanges avec les gestionnaires de réseau, il a été décidé de réaliser un rapport d'évaluation, pour comparer le modèle de souscription avec un modèle basé sur la capacité mesurée et un modèle en fonction du moment de

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

l'utilisation. Ces travaux consistent d'abord à sélectionner les critères appropriés d'évaluation et ensuite de dégager les avantages et inconvénients des différents modèles, tout en répondant déjà à des questions pratiques d'implémentation. Le résultat de l'étude est attendu en début 2022.

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

Depuis 2017, 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.

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 8 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 année⁴⁸, pour deux catégories de consommateurs différents.

⁴⁸ <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>.

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

Type de client	Consommation annuel (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
		2017	2018	2019	2020	2021
Client résidentiel DC	2,5 - 5	63,90	75,40	74,50	79,70	78,60
Client industriel IC	500 - 2 000	29,30	34,00	33,30	30,40	30,90

Tableau 8 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau⁴⁹

Les frais d'utilisation du réseau restent plus ou moins constants pour l'année 2021. Néanmoins, la baisse des coûts du capital, en raison de la diminution du CMPC, est équilibrée par un niveau d'investissement plus élevé, par une augmentation des charges opérationnelles ainsi que par la diminution de l'apurement⁵⁰.

Au cours de l'année 2021, 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 2022. De façon générale, les tarifs d'utilisation du réseau électrique restent constants en basse tension tandis qu'ils augmentent pour un client 220 kV de 22%, pour la majorité des clients 65 kV entre 8% et 12%, et pour la majorité des clients 20 kV entre 6% et 9%.

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 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 2021, la puissance maximale mesurée était de 786 MW, y compris les transits vers la Belgique, sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg. 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 transformateur-déphaseur (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.

Au Luxembourg, les importations physiques d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne ont diminué, passant de 3,58 TWh en 2020 à 3,11 TWh en 2021. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique ont presque triplé pour atteindre 1,14 TWh en 2021 (contre 0,39 TWh en 2020). Ceci s'explique par le fait que l'interconnexion avec le PST permet un transit d'électricité entre l'Allemagne et la Belgique à travers le réseau de transport luxembourgeois. 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. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la France ont diminué à 1,15 TWh.

Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont diminué pour atteindre 0,058 TWh (0,075 TWh en 2020). Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France⁵¹ ni vers l'Allemagne.

⁴⁹ Eurostat : données annuelles sur les composantes de prix, séries nrg_pc_204 et nrg_pc_205.

⁵⁰ Un apurement est une opération qui permet de redistribuer aux utilisateurs un éventuel excédent de recettes d'années antérieures (ou le cas échéant de compenser la non-réalisation du revenu maximal autorisé révisé d'un gestionnaire de réseau). Dans ce cas concret, l'apurement a contribué à diminuer les tarifs d'utilisation des réseaux, et ceci de façon moins importante que durant l'année précédente.

⁵¹ Exportations < 5 MWh.

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

VOLUME IMPORTÉ (GWH)	2017	2018	2019	2020	2021
Belgique	532	386	240	390	1 141
France	888	1 302	1 338	1 155	1 146
Allemagne	4 302	4 137	4 029	3 584	3 110
TOTAL	5 722	5 825	5 607	5 129	5 397

Tableau 9 : Importations d'électricité

VOLUME EXPORTÉ (GWH)	2017	2018	2019	2020	2021
Belgique	52	147	95	75	58
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
TOTAL	52	147	95	75	58

Tableau 10 : 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

Un transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV a été construit sur le poste haute tension de Schifflange permettant ainsi 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.

Un transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV opérationnel depuis octobre 2017 sur le poste haute tension de Schifflange permet ainsi 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.

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).

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 2021-2030 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 intérieur de l'électricité. Les projets avec la Belgique et avec l'Allemagne figurent à la fois dans le TYNDP 2020⁵² et dans le dernier

⁵² <https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission> (projets 40 et 328).

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

plan national décennal. Pour le premier, dans la mesure où le TYNDP 2020 indique une reprogrammation à échéance 2030-2040, la mention du projet dans le plan national sans indication de dépense future est cohérente. Pour le second, la mise en service est prévue en 2027, tandis qu'elle est de 2026 dans le TYNDP 2020.

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

En 2021, l'Institut a continué à suivre le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans l'initiative régionale Centre-Ouest (CWE) et dans le développement des méthodologies de calcul de capacité à différentes échéances au sein de la région de calcul de capacité Core qui viendront suppléer les méthodologies applicables dans CWE dans les prochaines années.

Au sein de CWE, la convergence des prix entre toutes les zones de dépôts des offres de la région est restée sensiblement la même qu'en 2020 (environ 49%). Par ailleurs, les prix sur le marché court terme ont fortement augmenté en 2021, en particulier au deuxième semestre (prix moyen *day-ahead* de 104.1 €/MWh en 2021 au lieu de 39.4 €/MWh en 2020), du fait entre autres des fortes 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. En particulier, les régulateurs de la région de calcul de capacité Core ont approuvé les amendements à la méthode de calcul de capacité *day-ahead*, concernant la date de go-live, la prise en compte des pays tiers et une nouvelle méthode de prise en compte des capacités long terme déjà allouées pour couvrir leur rémunération via les rentes de congestion *day-ahead*. D'autre part les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité Core ont soumis à leurs régulateurs respectifs une première vague d'amendements à la méthode de calcul de capacité *intraday* afin d'assurer la cohérence avec les changements introduits pour le *day-ahead*.

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/LU⁵³.

Fin 2021, 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.

En 2021, le nombre d'heures de convergence des prix entre les zones de prix de la région Centre-Ouest (CWE) est sensiblement équivalent à celui de 2020, les prix *day-ahead* les plus faibles étant obtenus dans la zone DE/LU avec 96.8 €/MWh en moyenne sur toutes les heures de l'année contre 30,5 €/MWh en 2020. L'augmentation des prix de gros sur les marchés de l'électricité à partir du deuxième trimestre 2021 est notamment dû aux tensions sur le marché du gaz naturel, dans la mesure où une partie de l'électricité vendue sur ces marchés peut être produite à partir de gaz naturel.

⁵³ 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.

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

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

Tableau 11 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU⁵⁴

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014⁵⁵ 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 auprès des 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 12 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2019 à 2021 : l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats bilatéraux hors marchés organisés d'une durée maximale de 2 ans : 46% en moyenne en 2021 de tous les approvisionnements. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés *spot* a connu une augmentation en 2021. Ces contrats représentaient 23% en moyenne en 2021 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 3% en 2020. L'approvisionnement sur les marchés organisés à terme a également connu une augmentation par rapport à 2020 pour arriver à 11% en moyenne en 2021 de tous les approvisionnements.

	MOYENNE 2019	MOYENNE 2020	CLIENTS RÉSIDENTIELS	CLIENTS PROFESSIONNELS		MOYENNE 2021
				(<2GWH/AN)	(>2GWH/AN)	
Marchés organisés « SPOT » (<i>intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts</i>)	7%	3%	8%	7%	34%	23%
Marchés organisés « à terme » (<i>monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts</i>)	16%	2%	7%	11%	13%	11%
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	53%	64%	61%	45%	43%	46%
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	24%	31%	24%	37%	10%	20%

Tableau 12 : 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

⁵⁴ Source : CREG rapport annuel 2021 Figure 14, page 42:

<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/AnnualReports/CREG-AR2021-FR.pdf>

⁵⁵ <http://data.legilux.public.lu/file/eli-etat-leg-annexe-2014-04-fr-pdf.pdf>

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

surveillance des marchés doit donc porter, d'une part, sur l'ensemble des transactions opérées sur les marchés de gros de l'électricité et, d'autre part, sur les données dites structurelles, telles que la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité.

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

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

Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, l'Institut a mis l'application CEREMP, « Centralised European Register for Energy Market Participants »⁵⁶, à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut⁵⁷, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. Au cours de l'année 2021 deux nouveaux acteurs se sont enregistrés sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2021, le Luxembourg comptait sur CEREMP 31 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 2021 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM »)⁵⁸ et une en tant que PPAT (« Person Professionally Arranging Transactions »⁵⁹).

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 2021 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 REMIT⁶⁰.

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

⁵⁶ Le registre européen centralisé des acteurs de marché de l'énergie est public et disponible ici : <https://www.acer-remit.eu/portal/european-register>

⁵⁷ Voici le site internet d'enregistrement : https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=17&lang=fr_LU

⁵⁸ 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>

⁵⁹ Plus d'information sur les [notifications](#) à effectuer par les PPATs sur le site Internet de l'ACER.

⁶⁰ [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://documents.acer-remit.eu>.

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

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, est prescrite par la Loi Électricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché de Luxembourg (19 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2021) est accessible sur le site Internet⁶¹ de l'Institut.

Neuf entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 334 678 consommateurs⁶².

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 par an, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur professionnel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh⁶³.

2.2.2.1 PARTS DE MARCHÉ

Les tableaux et le Graphique 23 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	1,003	270 811
Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)	1,628	63 665
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,725	202

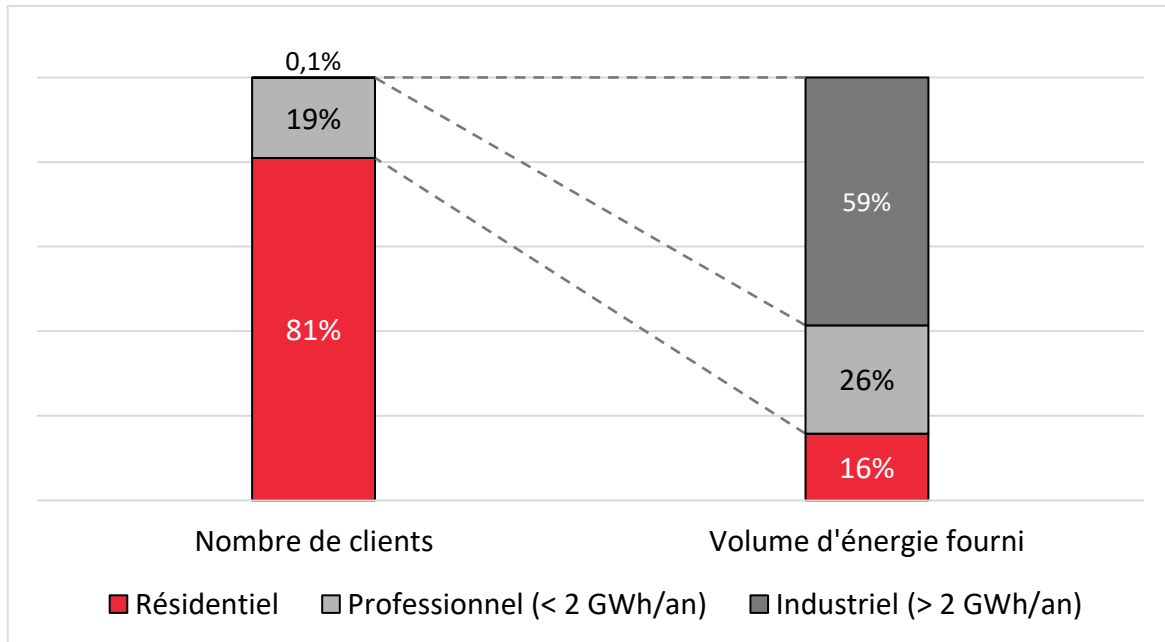
Tableau 13 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2021

⁶¹ La liste actuelle des fournisseurs est consultable sur <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles/Les-acteurs-du-marche/Pages/default.aspx>.

⁶² Points de fourniture.

⁶³ 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



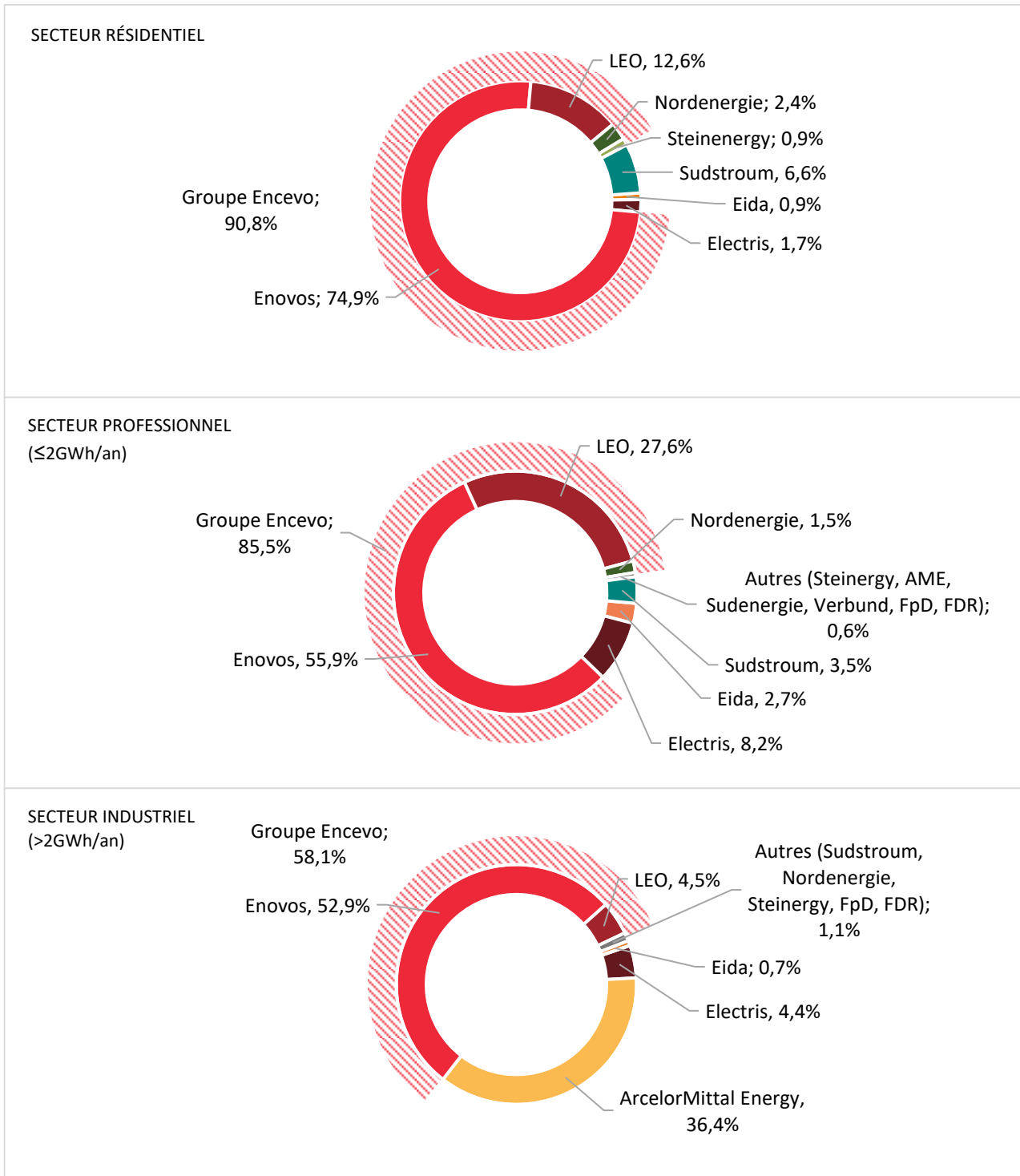
Graphique 23 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE (EN TWH)	2017	2018	2019	2020	2021
Résidentiel	0,917	0,934	0,947	0,954	1,003
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,673	1,712	1,743	1,640	1,628
Secteur industriel (> 2GWh)	3,864	3,880	3,759	3,500	3,725

Tableau 14 : Évolution du volume d'énergie fournie aux différents segments du marché de détail

Sept entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel en 2021. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 24. 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. En décembre 2021 l'Institut a déclaré la défaillance du fournisseur Eida S.A. qui n'était plus en mesure de fournir ses clients en électricité.

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



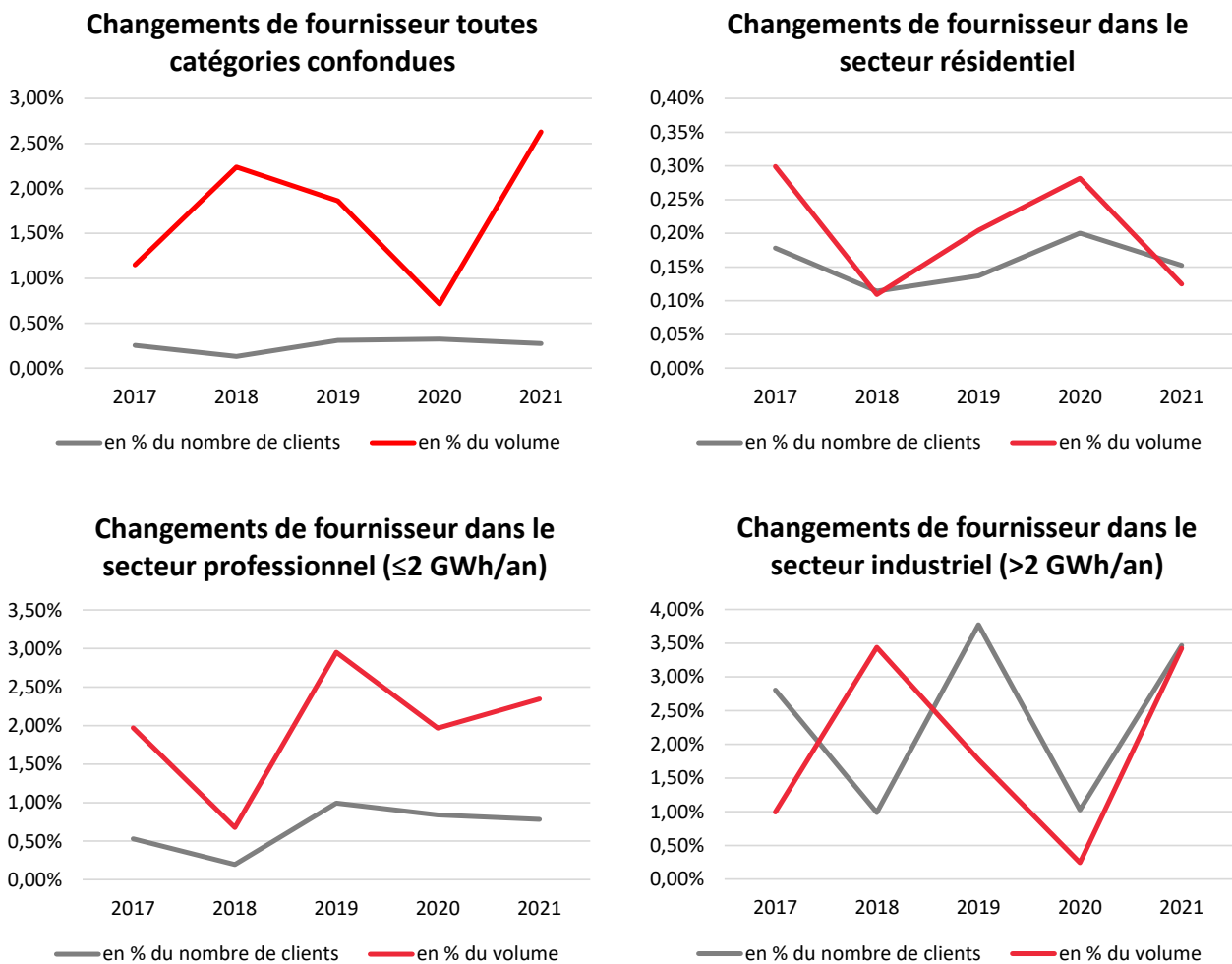
Graphique 24 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail de l'électricité

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 2021, 918 consommateurs ont changé de fournisseur, ce qui est comparable au nombre de changements 2020 (1 046). Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 2,6 %, en termes de volume et de 0,3 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 25 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 détail.



Graphique 25 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)

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

Le Tableau 15 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2020 et 2021.

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	2020		2021	
	EN TERME DE VOLUMES	EN TERME DE NOMBRE DE CLIENTS	EN TERME DE VOLUMES	EN TERME DE NOMBRE DE CLIENTS
Segment résidentiel	0,3 %	0,2 %	0,1 %	0,2 %
Segment professionnel (≤2GWh)	2,0 %	0,8 %	2,3 %	0,8 %
Segment industriel (>2GWh)	0,2 %	1,0 %	3,4 %	3,5 %
TOUTES CATÉGORIES CONFONDUES	0,7 %	0,3 %	2,6 %	0,3 %

Tableau 15 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2020 et 2021

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs⁶⁴ 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 70 € par an et par ménage, 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.

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

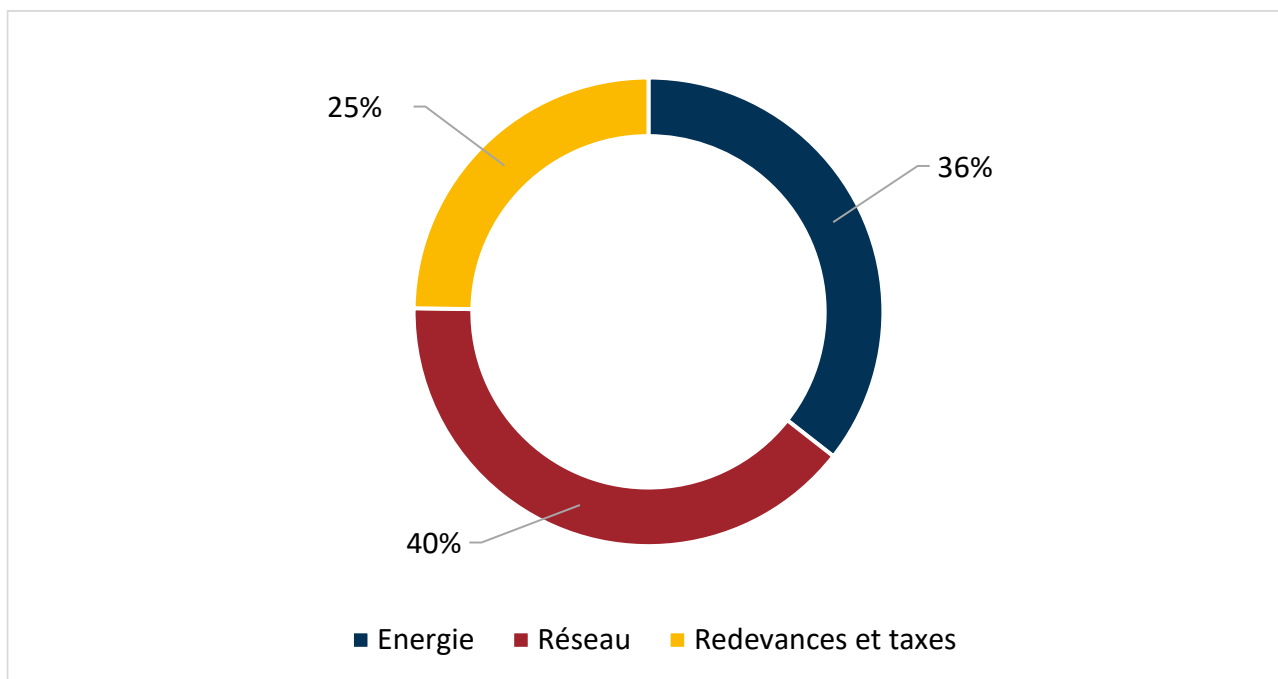
2.2.2.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 15,8 % du marché de l'électricité, 413 changements de fournisseur ont été opérés en 2021 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,2 % en termes de nombre de clients et de 0,1 % en termes de volume (Tableau 15).

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 26 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 2021.

⁶⁴ Le rapport « Performance on European Retail markets in 2017 » de la CEER montre en page 32 que le taux de changement des fournisseurs, par les ménages au Luxembourg est parmi les plus bas en Europe (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/31863077-08ab-d166-b611-2d862b039d79>).

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



Graphique 26 : 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, normalement égale ou inférieure à un mois, représentent fin 2021 99,1 % des contrats dans le secteur résidentiel.

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 0,9 % de l'ensemble des contrats fin 2021. 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.

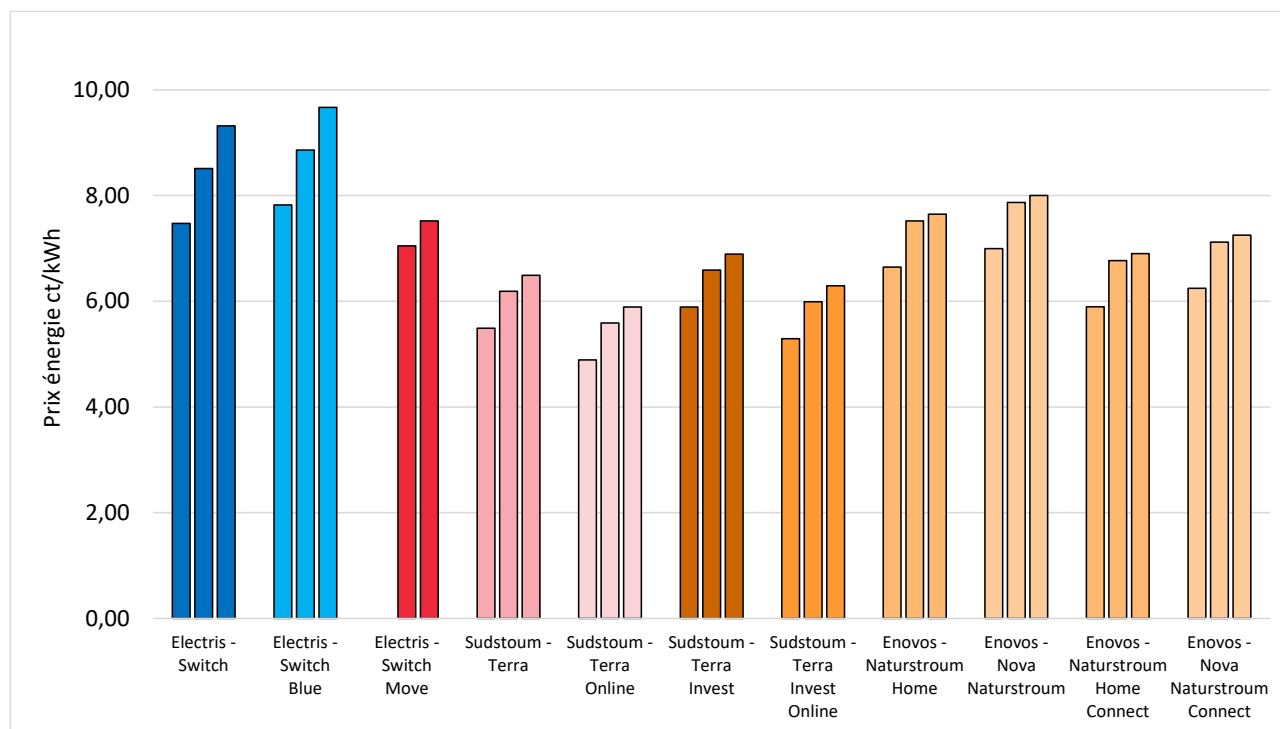
En raison des caractéristiques très diverses de ces catégories de produits, des comparaisons sont à prendre avec précaution.

Pour les produits sans garantie de prix, les prix annuels de l'énergie en 2021 se sont situés entre 236 € et 387 € sur la base d'une consommation annuelle de 4 000 kWh, répartie sur l'année en fonction du profil standard pour ménages H0⁶⁵. 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

⁶⁵ Profil de consommation synthétique et normé pour 2020. Il s'agit d'une courbe de charge quart-horaire virtuelle, 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

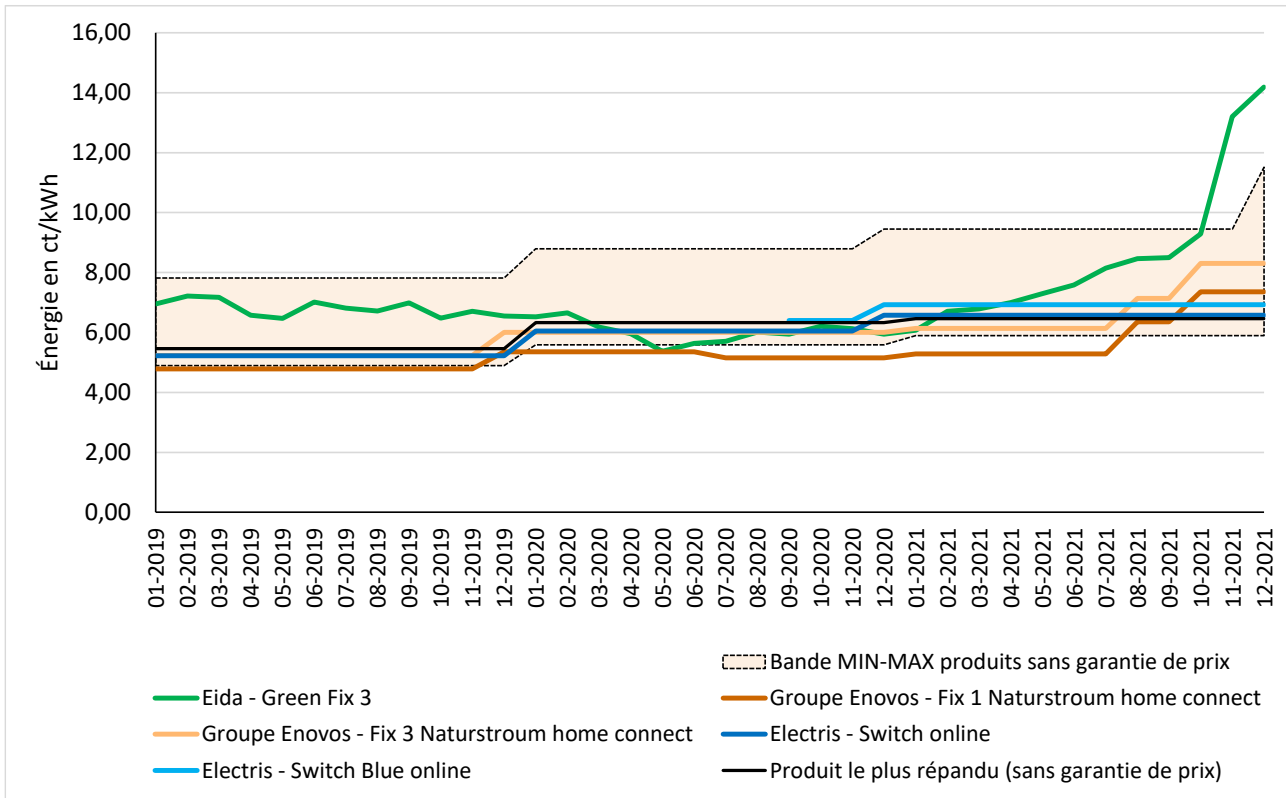
d'année. La fourchette des prix inclut les frais fixes des fournisseurs, qui se situent entre 1,5 et 4 € par mois. Exprimé en ct/kWh les prix de ces produits varient entre 5,89 et 9,67 ct/kWh.



Graphique 27 : Prix annuels 2019, 2020 et 2021 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

Pour les produits avec garantie de prix, une analyse des coûts annuels comme dans le Graphique 27 est moins parlante. Bien que le consommateur connaisse son prix de l'énergie au moment de la signature de son contrat, les prix des nouveaux contrats offerts peuvent changer chaque mois. Le moment de la signature d'un tel contrat n'est donc pas sans importance. Pour cette raison, il est plus intéressant d'observer l'évolution des prix de ces produits. Afin de permettre une juxtaposition avec les produits sans garantie de prix, le Graphique 28 indique aussi la bande de prix, dans laquelle se sont situés tous les produits sans garantie de prix. Cette bande représente la fourchette entre le prix le moins cher et le prix le plus cher, en ct/kWh, pour le mois concerné. Finalement, le Graphique 28 montre aussi le prix par kWh du produit sans garantie de prix, le plus répandu au Luxembourg. Tout comme pour le Graphique 27 sur les produits variables, les prix des produits fixes comprennent les frais mensuels fixes du fournisseur et sont déterminés sur base d'une consommation annuelle de 4 000 kWh.

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



Graphique 28 : Évolution du prix de l'énergie des produits avec garantie de prix - comparé aux produits sans garantie de prix

Ces deux graphiques permettent de tirer deux conclusions.

Premièrement, 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 Calculix⁶⁶ permet de guider le consommateur dans son choix, tout en permettant de tenir compte de ses comportements de consommation ainsi que de ses préférences.

Deuxièmement, des contrats fixes étaient pour la plupart des produits relativement intéressants en 2021. Nous constatons que les prix des produits fixes ont augmenté durant la deuxième moitié de 2021 et suivent les évolutions du marché gros des produits pour les horizons futurs. Les produits variables, en revanche, pour lesquels le profil approximatif a déjà été acheté au préalable sur les marchés à terme, n'a pas encore subi de hausses significatives. Néanmoins, comme indiqué précédemment, dans un contexte économique incertain, aucun fournisseur n'offre plus ce genre de contrats. Si de tels produits réapparaissent dans le futur, l'Institut conseille aux consommateurs intéressés de bien s'informer sur les conditions de tels produits.

Remarquons que les achats structurés pratiqués par les fournisseurs sur les marchés à 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 2021 des prix de vente inférieurs aux prix des marchés de gros spot sur cette même période. Notons par ailleurs que la loi prévoit une offre non-discriminatoire pour les clients résidentiels, ce qui explique que la souscription de clients additionnels à un produit variable implique la répercussion des coûts additionnels pour l'achat de ces quantités non-prévues, à tous les clients de ces produits.

2.2.2.2.2 SEGMENT PROFESSIONNEL

Dans le segment professionnel, qui regroupe les entreprises consommant moins de 2 GWh par an, 498 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 38 GWh. Par rapport à 2020, le nombre de clients (-21) a diminué tandis que le volume d'énergie de ces clients a augmenté (+6 GWh). Ces changements représentent pour le segment professionnel un taux de changement en 2021 de 0,8 % en termes de nombre de clients et de 2,3 % en termes de volume.

⁶⁶ www.calculix.lu

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

2.2.2.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL

Dans le segment industriel, qui regroupe les entreprises consommant plus de 2 GWh par an, 7 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 128 GWh. Par rapport à 2020, le nombre de clients (+5) ainsi que le volume d'énergie (+ 119 GWh) de ces clients ont augmenté. Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2021 de 3,5 % en termes de nombre de clients et de 3,4 % 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 raccordement⁶⁷, ainsi que pour la communication entre le fournisseur par défaut et le client n'ayant pas encore de fournisseur attribué⁶⁸. 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, il y a chaque fois un seul fournisseur qui 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, 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.

En novembre 2019, l'Institut a lancé une consultation publique proposant une nouvelle procédure de désignation des fournisseurs par défaut. Cette nouvelle procédure prévoit un appel à candidature et désignation sur dossier plutôt qu'une désignation du fournisseur candidat ayant le plus grand nombre de clients dans un réseau donné. L'Institut a mis en place une procédure de désignation sur base de principes proposés dans la consultation publique en début 2020, qui a dans toutes les zones données mené à une prolongation des désignations de fournisseurs par défaut respectifs.

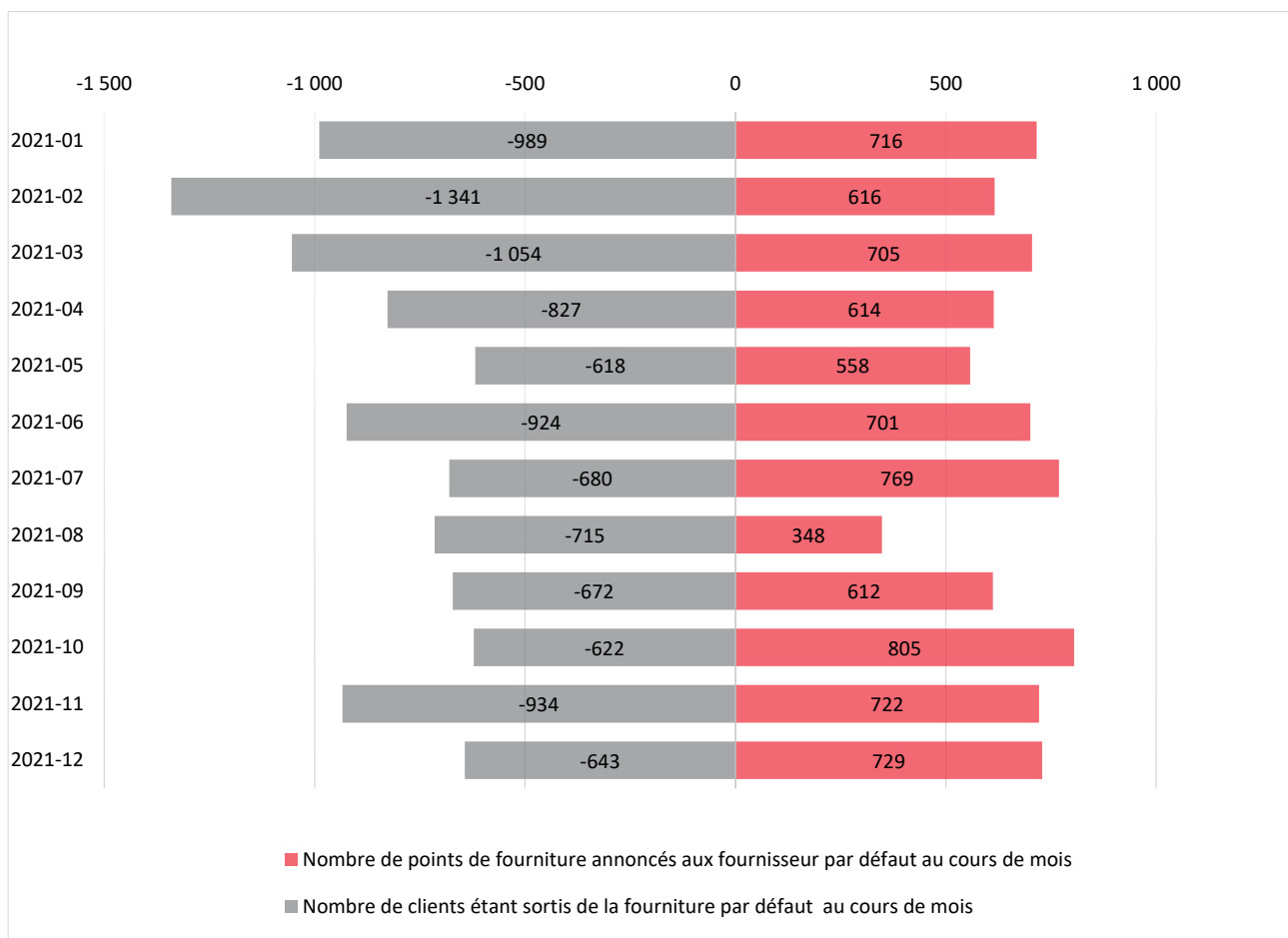
⁶⁷ [Règlement ILR/E17/10 du 8 mars 2017](#) relatif aux informations à transmettre par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la fourniture par défaut et de la procédure de raccordement - Secteur Électricité.

⁶⁸ [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

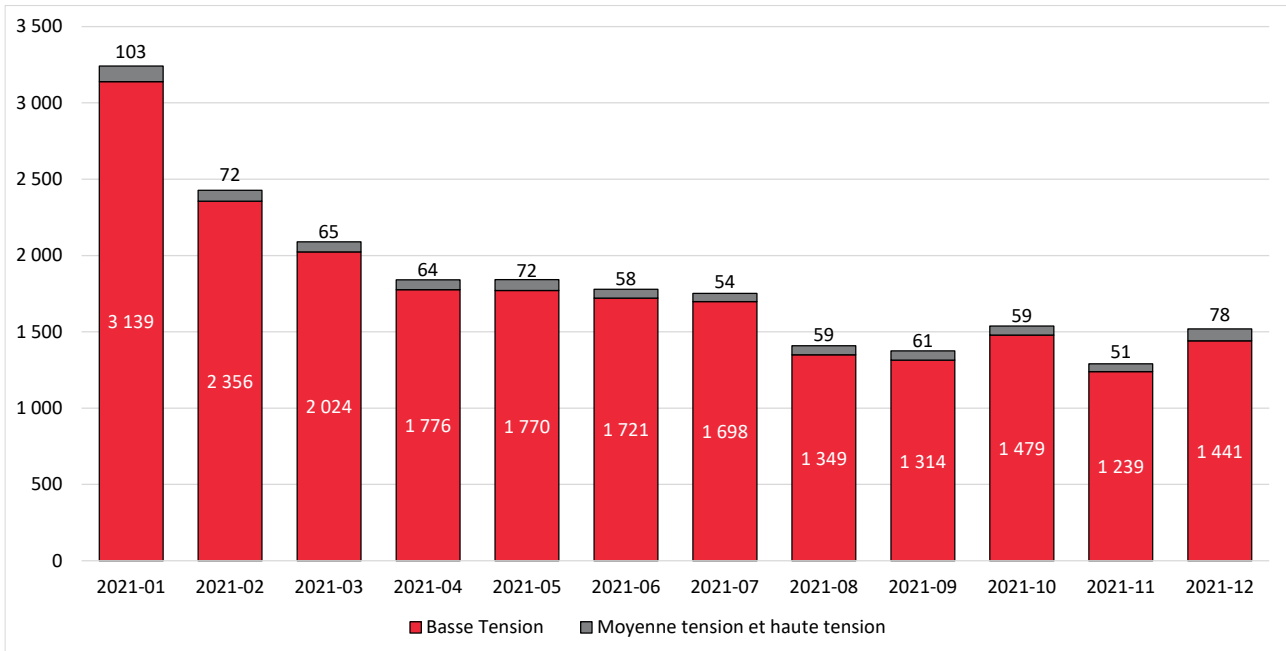
L'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut ; au 31 décembre 2021, 1 441 clients étaient concernés au niveau national dans le réseau de basse tension tandis que 78 clients en étaient concernés dans les réseaux de moyenne et de haute tension.

Le nombre d'entrées et sorties de la fourniture par défaut sont représentés au Graphique 29 pour chaque mois de l'année 2021.



Graphique 29 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2021

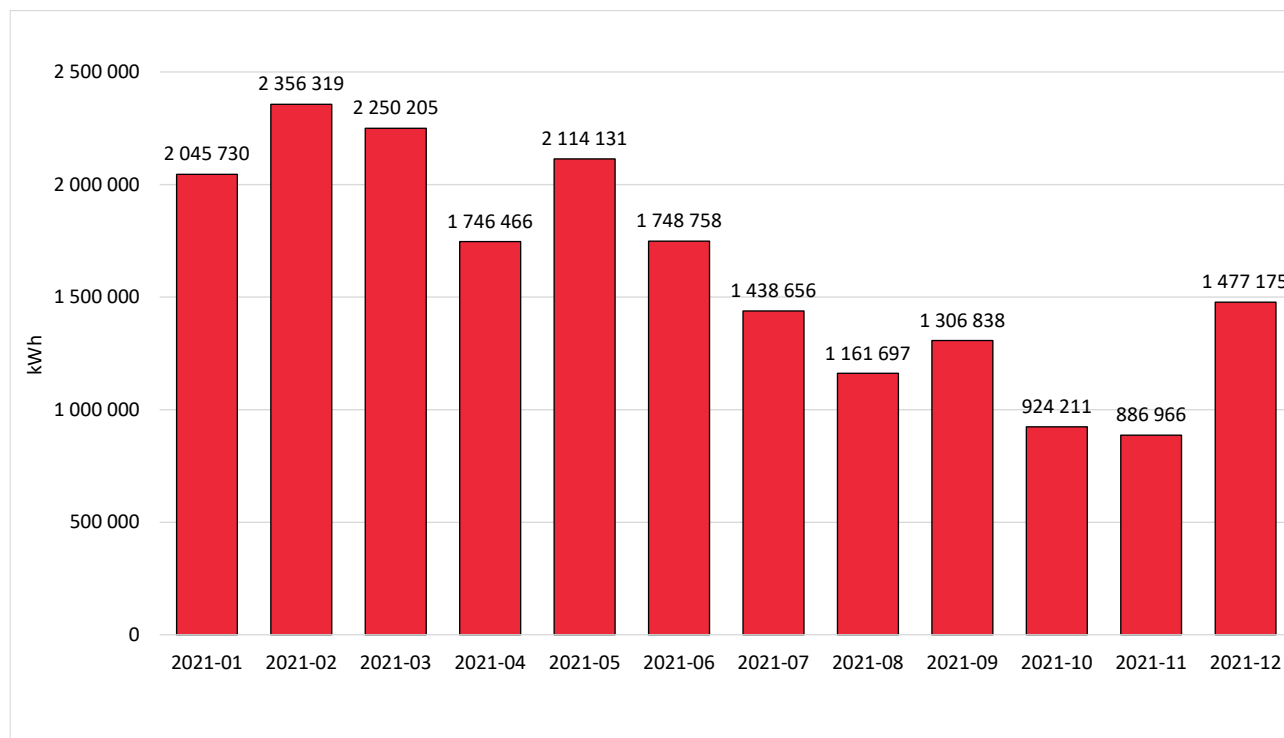
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 30 : Évolution du nombre total de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2021

Les volumes facturés par les fournisseurs par défaut varient selon les mois, comme l'on peut l'observer sur le Graphique 31 suivant. En tout, les fournisseurs par défaut ont facturé 19,5 GWh pour le compte de la fourniture par défaut en 2021, ce qui représente une augmentation de 20 % par rapport à 2019 (16,2 GWh).

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



Graphique 31 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2021 (en kWh)

Quand on considère toute l'énergie consommée dans le réseau de basse tension en 2021 (1 502 032 513 kWh), on constate que l'énergie électrique dans la fourniture par défaut pour la même période (19 457 152 kWh) s'élève approximativement à 1,3 % du volume total (contre environ 1 % en 2020).

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 2021, entre 31,11 € et 34,42 € par mois pour la fourniture par défaut, ce qui représente une différence de 59 % à 75 % par rapport à l'offre la moins chère du marché et de 22 % à 35 % par rapport à l'offre standard du plus grand fournisseur.

Fin 2021, l'Institut a approuvé les propositions de modification des tarifs de la fourniture par défaut de la part de trois fournisseurs par défaut. Ces décisions introduisent une formule de prix basée sur le prix de marché de gros spot pour les clients non-résidentiels ainsi qu'un mécanisme qui vise à inciter le client à choisir un contrat de fourniture régulier le plus vite possible.

Afin de mieux illustrer cette forme particulière de fourniture d'électricité temporaire, le site Internet www.defaut.lu a été mis en place par le fournisseur par défaut dans le réseau de Creos, permettant aux clients de se renseigner en français et en allemand.

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.

2.2.2.4.1 PRIX DU MARCHÉ DE DÉTAIL

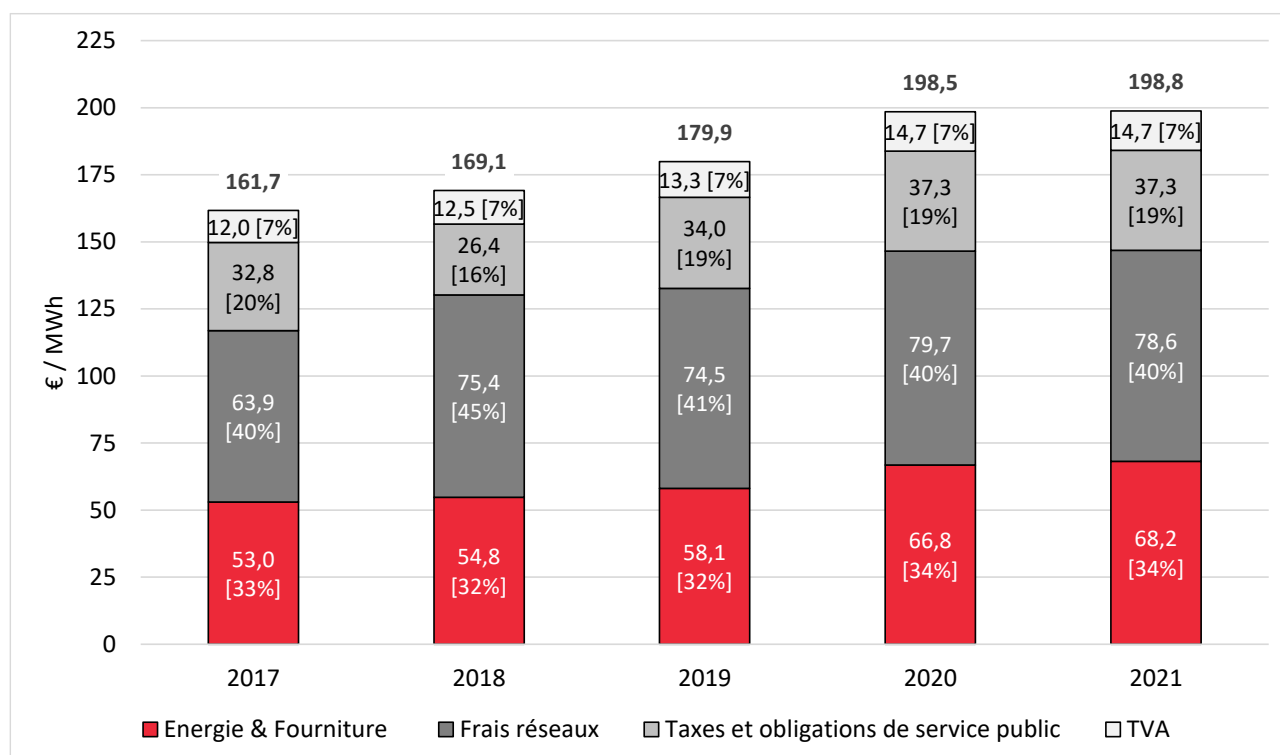
Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les quatre composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

- 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 ;

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

- la TVA.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 32 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁶⁹ des années 2017 à 2021.



Graphique 32 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC

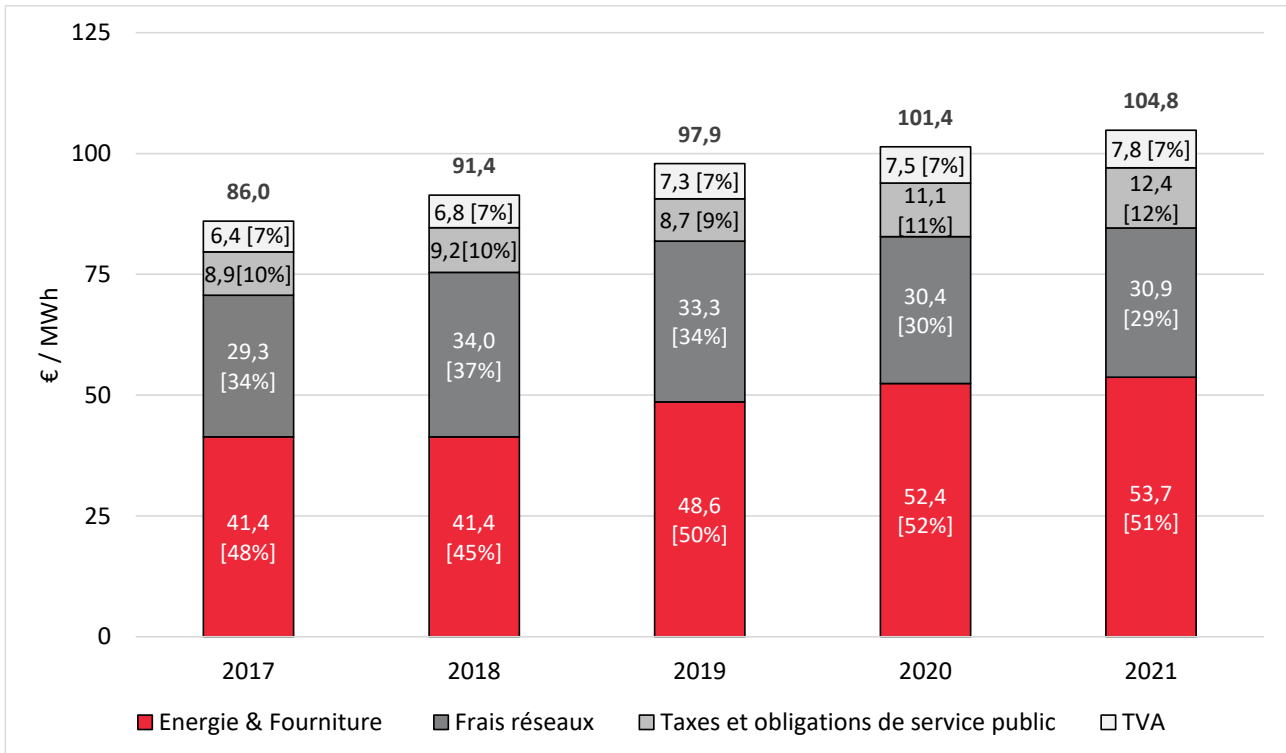
Les prix pour les clients résidentiels sont restés stables entre 2020 et 2021, avec une légère augmentation de la composante « Energie et fourniture » (+2 %), et une légère baisse des « Frais réseaux » (-1 %).

L'évolution de la décomposition du prix de l'électricité d'un client industriel type⁷⁰, tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 33 suivant.

⁶⁹ 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.

⁷⁰ 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

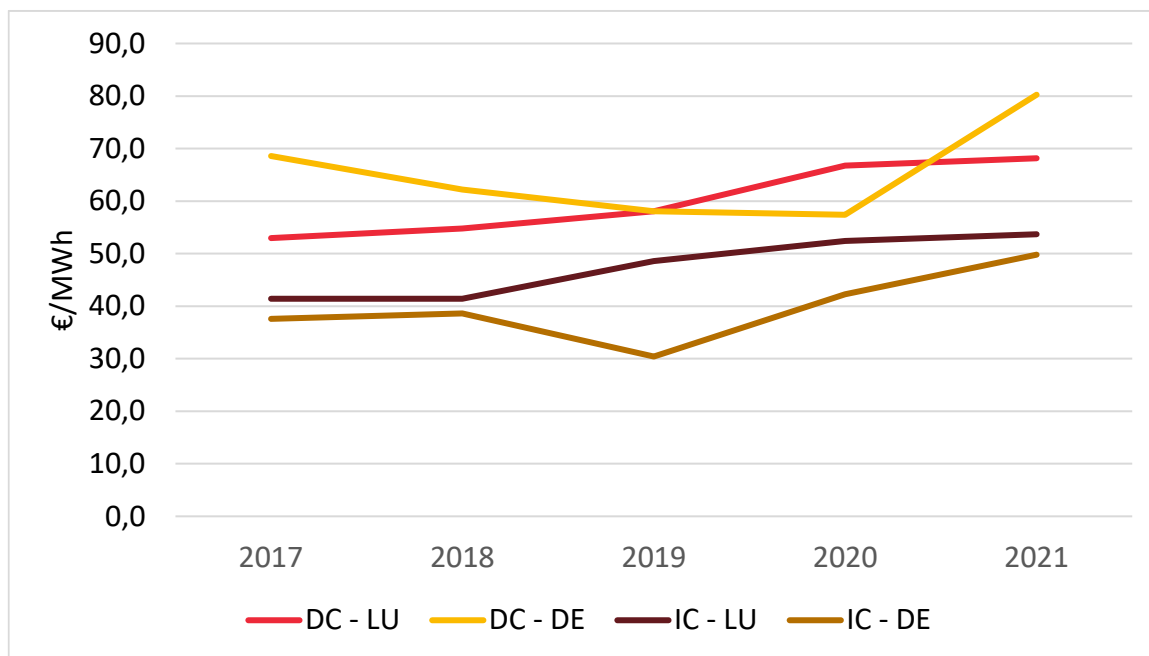


Graphique 33 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants) – catégorie IC

Par rapport à l'année précédente, la hausse de 3 % du prix total de l'électricité pour les industriels s'explique avant tout par la hausse (+2 %) du prix de l'énergie et de fourniture, ainsi que par l'augmentation des taxes et obligations de service public (+1 %) alors que pour ce segment de clients 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 34 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)

La comparaison des composantes « Énergie et Fourniture » permet de s'apercevoir que les coûts de l'énergie ont augmenté pour les catégories de consommateurs résidentiels DC et industriels IC au Luxembourg comme en Allemagne de 2020 à 2021. En Allemagne nous constatons que cette augmentation du prix de l'énergie pour les clients de ces deux catégories est plus prononcée qu'au Luxembourg entre 2020 et 2021. Ceci pourrait indiquer que les fournisseurs Luxembourgeois se sont davantage approvisionnés à l'avance, de sorte que les coûts élevés à court terme auraient moins impacté leur prix.

Selon Eurostat, en 2021 le prix de l'énergie au Luxembourg est plus élevé qu'en Allemagne pour les clients IC mais moins élevé pour les clients DC. La différence de prix augmente à 12,1 €/MWh pour le segment DC et diminue à 3,9 €/MWh pour le segment IC entre 2020 et 2021. La différence de prix entre les deux pays correspond à 18 % respectivement 7 % du coût de l'énergie et de fourniture.

2.2.2.4.2 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

Le Graphique 35 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)⁷¹ - EEX⁷² Power Derivatives -Phelix Futures) avec livraison entre 2017 et 2021 ainsi que le développement sur le marché *spot* (Power Spot Market (SM)⁷³ - EpexSpot - Market Area Germany/Luxembourg) pour la même période.

Une variété de stratégies d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés à terme (*3-years-ahead, 2-years-ahead, year-ahead*)⁷⁴ 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 35 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.

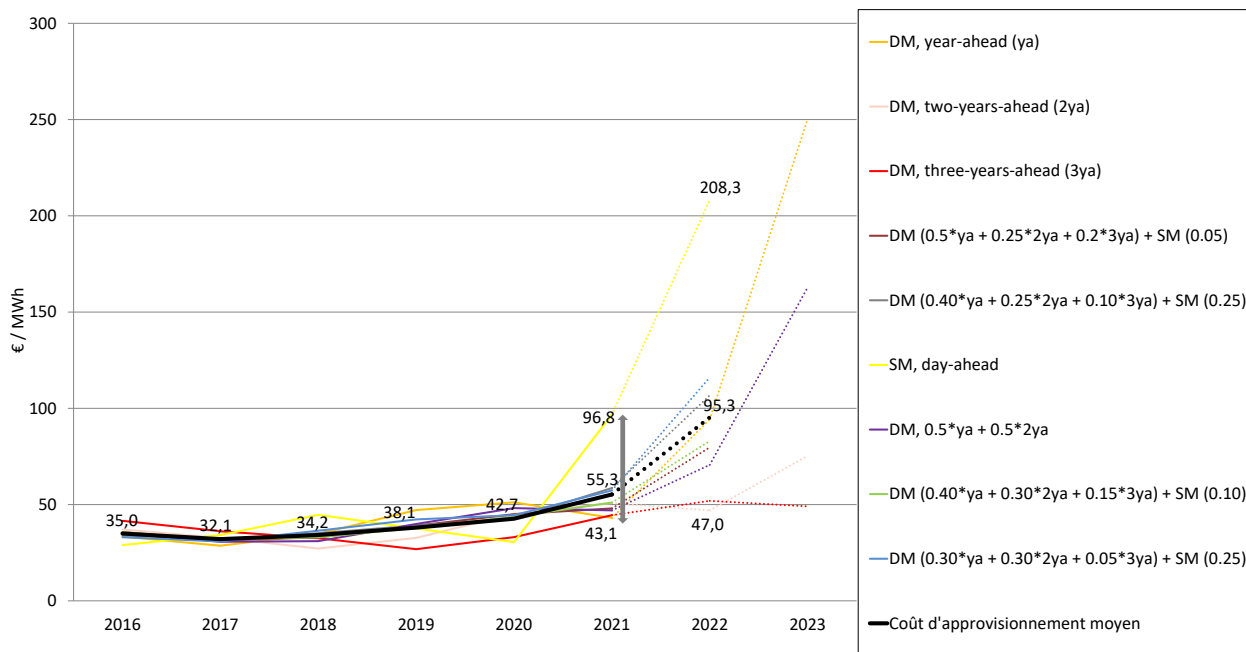
⁷¹ Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

⁷² The European Energy Exchange (EEX), based in Leipzig, was founded in 2002 as a result of the merger of the two German power exchanges in Frankfurt and Leipzig. Since then, EEX has evolved from a pure power exchange into the leading trading market for energy and related products with international partnerships.

⁷³ 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.

⁷⁴ 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



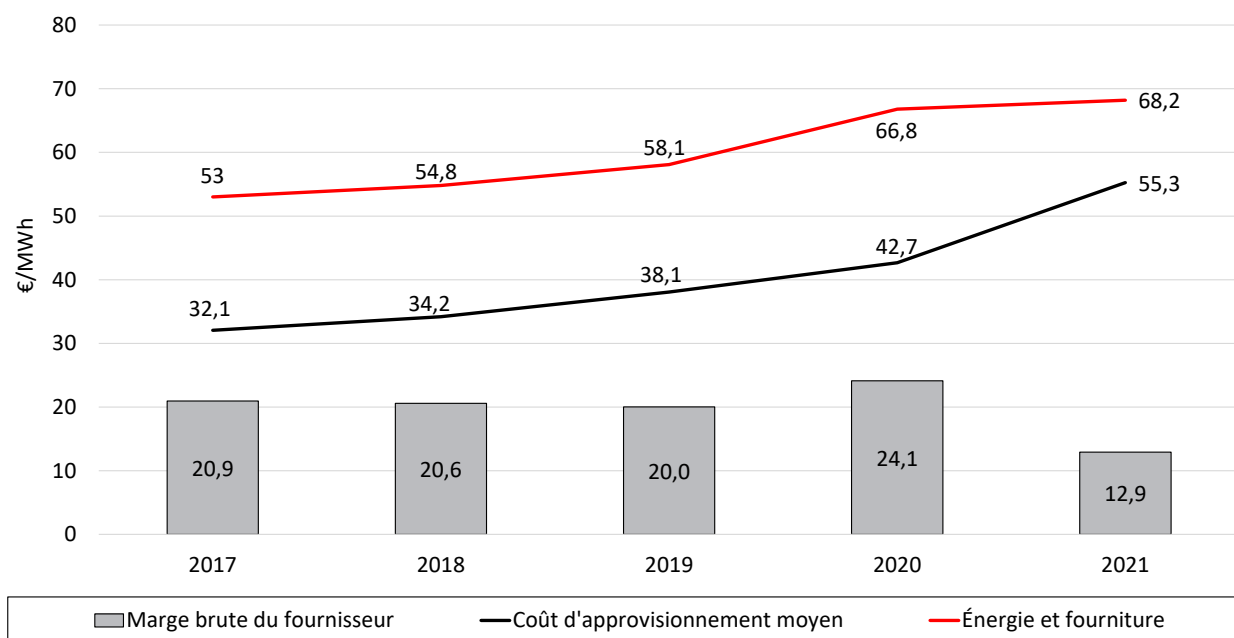
Graphique 35 : Développement sur le marché de gros de l'électricité⁷⁵

Un domaine repéré sur le Graphique 35 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 2021, les coûts d'approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 43,1 €/MWh et 96,8 €/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 55,3 €/MWh.

L'Institut remarque que le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité (ligne noire dans le Graphique 35) a été en augmentation depuis 2017 et a augmenté entre 2020 et 2021 de 29%. Ce constat est dû à l'augmentation des prix pour chaque stratégie représentée, sauf pour les prix du marché à court terme sur 1 année (ligne orange dans le Graphique 35, DM year-ahead) ; cette stratégie est en diminution entre 2020 et 2021. En revanche, les prix de marché spot (ligne jaune dans le Graphique 35, SM day-ahead) ont augmenté entre 2020 et 2021 de 218%. L'année 2021 a marqué les différences les plus importantes dans la période d'observation 2016-2021 entre le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité 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.

⁷⁵ 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 $P_{ms,m} = (0,8+X)*(DA_Base)_m + (0,2-X)*(DA_Peak)_m$; 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 36, pour les années 2017-2021.

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



Graphique 36 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2017 - 2021

Comme le Graphique 36 ci-dessus le montre, entre 2017 et 2020 on constate une corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. Alors que, 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.

Par conséquent, l'Institut constate qu'avec les hypothèses sous-jacentes, la marge brute des fournisseurs a diminué en 2021 par rapport aux années précédentes.

2.2.2.5 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.

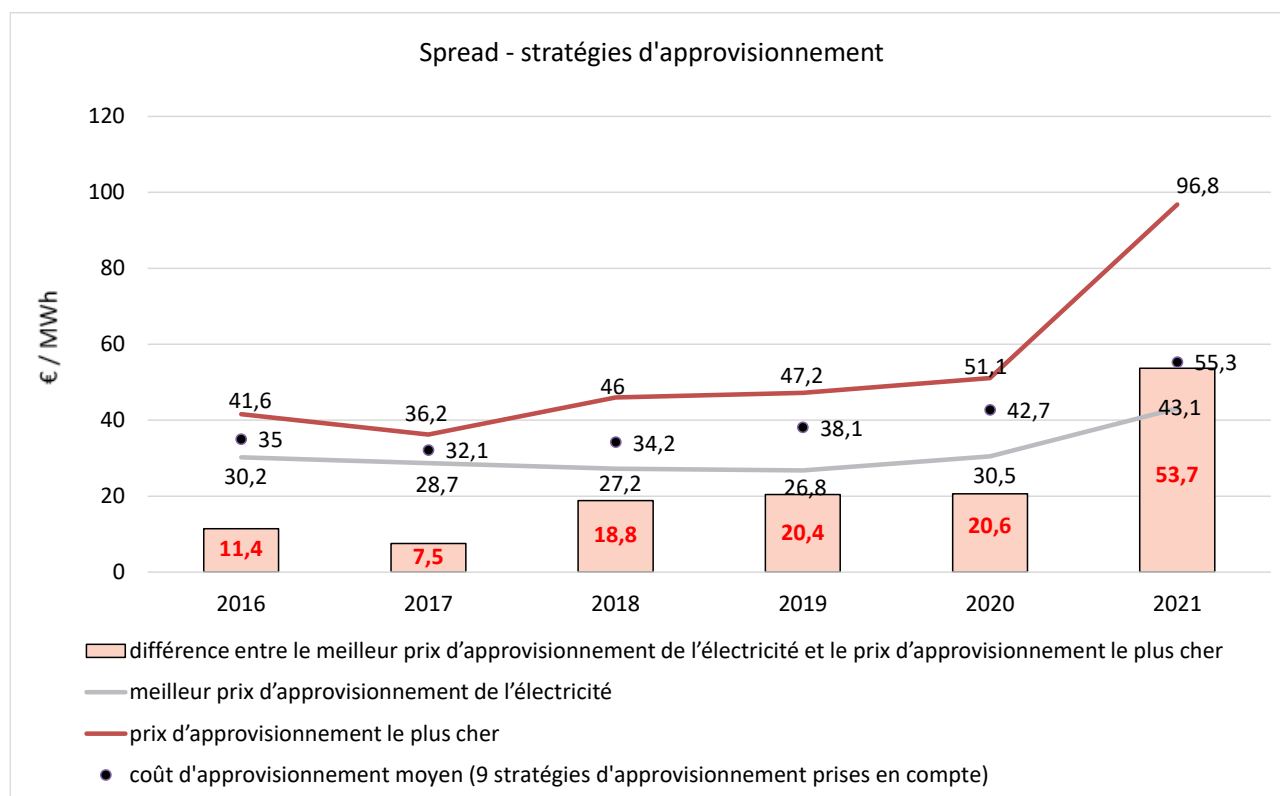
L'Institut constate que le consommateur doit être mieux informé sur la formation des prix ainsi que sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et la façon d'y participer. L'Institut recommande aux fournisseurs de mettre à disposition du public des informations plus détaillées, 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.⁷⁶ 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 35, 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 des 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

⁷⁶ 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

auprès des fournisseurs, parmi les sources d'approvisionnement du volume d'énergie électrique fourni à des clients finals dans l'année 2021 (voir Tableau 12) 23 % du volume fourni venait des marchés spot. À noter que la moyenne annuelle du prix de marché spot (ligne jaune dans le Graphique 35, SM day-ahead) a augmenté entre 2020 (30.5€/MWh) et 2021 (96.8€/MWh) de 218 %, ainsi 23 % des fournitures à des clients finals en 2021 provenaient de contrats d'achat d'électricité dont le prix a augmenté de 218 % en moyenne en 2021.



Graphique 37 : Différence entre le meilleur prix d'approvisionnement de gros de l'électricité et le prix d'approvisionnement de gros le plus cher

Dans le contexte de la hausse des prix de marché de gros en 2021, le Graphique 37 montre que la stratégie d'approvisionnement le plus chère sur les marchés de gros est passée de 51,1 €/MWh en 2020 à 96,8 €/MWh en 2021 alors que la meilleure stratégie aboutit à un prix d'approvisionnement qui a augmenté de 30,5 €/MWh en 2020 à 43,1 €/MWh en 2021. Le « spread » des stratégies d'approvisionnement, c.-à-d. la différence entre la meilleure stratégie est la moins bonne parmi notre sélection, a augmenté de 20,6 €/MWh en 2020 à 53,7 €/MWh en 2021 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 seront vraisemblablement pratiqués par tous les fournisseurs au cours de l'année 2022 et 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'ILR avait dans les éditions précédentes de ce rapport appelé les fournisseurs à proposer

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

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. 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 2021, 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 2021 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'Institut⁷⁷ 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'Institut⁷⁸, les « Informations utiles » sont disponibles sur le site du guichet unique de l'énergie www.STROUMaGAS.lu et sur les sites des fournisseurs.

2.2.2.6 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 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 année⁷⁹. 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.

En 2021, le mix national se compose de 56,3 % d'énergies renouvelables, de 35,1 % d'énergies fossiles, de 7,7 % d'énergie nucléaire et de 0,9 % d'autres sources non-identifiables⁸⁰. Cette composition montre une diminution d'énergies renouvelables par rapport à 2020 due à la diminution de la part renouvelable dans le mix fournisseur d'Enovos Luxembourg S.A. (de 57,7% en 2020 à 51,6% en 2021) et d'Electris (de 59,2% en 2020 à 44,4% en 2021).

⁷⁷ Fiches pratiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#)

⁷⁸ Informations aux consommateurs sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

⁷⁹ Pour l'année 2021 les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental ont été publiées par le [règlement ILR/E22/8 du 29 mars 2022](#) portant fixation du mix résiduel de l'année 2021 - secteur électricité.

⁸⁰ [Règlement ILR/E22/15 du 14 juillet 2022](#) portant publication de la composition et de l'impact environnemental du mix national pour l'année 2021 - secteur électricité.

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

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

Alors que jusqu'à fin de l'année 2018, l'Institut valorisait les caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation 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 »)⁸¹ émises pour les centrales du mécanisme de compensation, auxquelles tous les titulaires de compte d'un registre interconnecté à « l'AIB Hub »⁸² 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 produite par ces centrales, les GOs sont cédées sans frais au régulateur (l'Institut) qui les détient et 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 2021 le résultat des Garanties d'Origine vendues aux enchères sur la plateforme de l'Institut⁸³ dans le cadre de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation se présente comme suit :

CATÉGORIE	SOUS-CATÉGORIE	QUANTITÉS TOTALES ATTRIBUÉES	REVENUS
SOURCE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	Éolienne	291 739 MWh	163 589,41 EUR
	Biomasse	280 175 MWh	153 722,50 EUR
	Solaire	14 413 MWh	16 878,14 EUR
	TOTAL	586 327 MWh	334 190.05 EUR

Tableau 16 : Volumes attribués au travers des enchères 2021

Au 31 décembre 2021, 25 entreprises sont enregistrées sur la plateforme. Le différentiel de prix des offres retenues s'élève à 0,57 EUR/MWh pour la source éolienne, 0,55 EUR/MWh pour la source biomasse ainsi qu'à 0,65 EUR/MWh pour la source solaire. Le prix unitaire moyen des offres retenues s'élève à 0,56 EUR/MWh pour la source éolienne, 0,55 EUR/MWh pour la source biomasse et 1,17 EUR/MWh pour la source solaire. Le différentiel de prix ainsi que le prix unitaire des offres gagnantes, pour toute source confondue, ont augmenté entre 2020 et 2021.

Le revenu de la vente aux enchères des garanties d'origine de l'année 2021 s'élève à 334 190,05 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.

⁸¹ 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>.

⁸² Via l'AIB Hub, tous les registres nationaux et régionaux des GOs de pays membres de l'AIB sont interconnectés.

⁸³ <https://auction.grexel.com/ilr/>.

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

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 section 2.1.2 du présent rapport pour plus de détail 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 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 2022⁸⁴. 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 fin 2026.

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).

Conformément au Règlement (UE) n° 2019/943, l'Institut a participé avec son homologue allemand Bundesnetzagentur à la détermination du coût de l'énergie non distribuée via un sondage accessible du 11 mars au 2 avril 2021 à l'ensemble des acteurs, résidentiels et industriels qui ont ainsi donné leur avis sur le montant que les clients seraient prêts à payer pour éviter une interruption de l'approvisionnement en électricité. Le coût de l'énergie non distribuée (Value of Lost Load – VoLL) accorde une valeur à la perte d'activité socio-économique qui se produit lorsque l'électricité n'est pas fournie aux consommateurs, et est utilisé pour mesurer les avantages marginaux de l'amélioration du niveau de sécurité de l'approvisionnement en électricité : elle détermine combien nous sommes prêts, en tant qu'économie, à payer pour une alimentation électrique la plus sûre possible, et donc à financer notamment, en cas de besoin, de capacités de réserves en dehors du marché. Le consommateur contribue ainsi à une meilleure intégration des systèmes électriques dans le marché germano-luxembourgeois et dans les autres États membres de l'Union européenne. La valeur de ce coût commun pour la zone de dépôt des offres commune DE/LU a été estimée à 12 240 €/MWh. Ceci a ensuite servi à alimenter le processus de détermination des critères de fiabilité de l'approvisionnement électrique mis en place conformément à ce même règlement ; une norme de fiabilité commune a ainsi été évaluée à 2,77 h/an et retenue par les ministères respectifs. La valeur de cette norme est utilisée à des fins de monitoring et surveillance de la sécurité d'approvisionnement.

⁸⁴ <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

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 592 MW en 2021, contre 522MW en 2020. L'augmentation de la capacité de 70 MW est principalement due à la mise en service des nouvelles centrales photovoltaïques (+90MW) alors que 20MW de centrales éoliennes (-16MW) et des centrales de cogénération (-4MW) ont été mis hors service. Les centrales éoliennes mises hors service seront prochainement remplacées par des installations nouvelles sur les mêmes sites.

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 PW34 S.à r.l. avec 23,1 MW, d'Oekostroum Weiler S.A. avec 21 MW.

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

	31.12.2020		31.12.2021	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
COGÉNÉRATION :				
Centrales industrielles	9 600	1	9 600	1
Petites centrales	72 680	70	68 355	68
Microcentrales	700	40	1 072	40
Autoproduction	0	0	0	0
TOTAL :	82 890	111	79 027	109
THERMIQUE	17 250	1	17 250	1
HYDRO-ÉLECTRIQUE :				
Centrale de pompage	1 296 000	1	1 296 000	1
Centrales Moselle, Sûre	32 508	4	32 508	4
Microcentrales	2 019	29	2 019	29
TOTAL :	1 330 527	34	1 330 527	34
ÉOLIENNE	152 744	74	136 444	62
BIOGAZ	9 980	24	10 134	22
GAZ DES STATIONS D'ÉPURATION D'EAUX USÉES	2 258	7	2 208	6
GAZ DE DÉCHARGE	75	1	75	1
PHOTOVOLTAÏQUE⁸⁵	186 643	8 361	277 161	9 625
BOIS DE REBUT	31 750	3	31 750	3
BIOMASSE SOLIDE	3 395	3	3 395	3
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES	1 817 602	8 619	1 887 971	9 866

⁸⁵ 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

TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALES DE POMPAGE)	521 602	8 618	591 971	9 865
--------------------------------------------------------------	---------	-------	---------	-------

Tableau 17 : 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 devraient également être intégrées lors de ces remplacements. Des développements de lignes existantes, 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) afin de supporter une augmentation de capacité sur ces lignes.

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 Schifflange, 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 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 2020 (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

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

concernés (gestionnaire de réseau de transport Creos, utilisateurs du réseau de transport, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et responsables d'équilibre). Ce plan est publié sur le site Internet de Creos⁸⁶.

Dans le cadre du règlement ER, l'Institut a approuvé les propositions visées par l'article 4, paragraphe 2, points e), f) et g) concernant les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché ainsi que les règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie, ainsi que le plan d'essais. L'Institut a également pris acte que Creos, dans sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, n'a pas, selon les critères retenus, identifié des utilisateurs de réseau significatifs (USR) ou des USR de haute priorité dans son réseau et ne voit pas la nécessité de développer actuellement de modalités contractuelles pour les fournisseurs de services de défense et les fournisseurs de services de reconstitution.

2.3.5 SÉCURITÉ DES INFORMATIONS

Les infrastructures d'approvisionnement énergétique actuelles pourraient changer dans un futur avec le développement technologique. La numérisation continue de trouver son chemin dans tous les domaines de la vie ; la surveillance et le contrôle de nos réseaux d'électricité et de gaz sont également constamment améliorés et étendus.

Les systèmes dits SCADA⁸⁷ font déjà partie de la vie quotidienne de la plupart des gestionnaires de réseau, grâce auxquels ils peuvent surveiller à distance l'état de leurs infrastructures et contrôler les flux d'énergie à tout moment.

Au plus tard depuis la fin de l'année 2021, la grande majorité des ménages et entreprises luxembourgeois sont équipés de compteurs intelligents d'électricité.

D'autre part, Creos, le plus grand gestionnaire de réseau du pays, est occupé à équiper les stations MT/BT avec les équipements appropriés afin qu'elles soient non seulement surveillées 24 heures sur 24, mais qu'elles puissent également être contrôlées à distance depuis un point central à tout moment (déconnexion ou connexion de charges, commutation). Outre une augmentation de la qualité de la sécurité d'approvisionnement, on s'attend à ce que cette interconnexion numérique croissante ait également une influence positive sur la maintenance des réseaux.

L'objectif est donc de mieux comprendre l'état des infrastructures et des charges instantanées et ainsi de pouvoir mieux planifier et anticiper.

Grâce à des informations précises et pertinentes, les consommateurs privés et professionnels obtiendront une meilleure compréhension de leur propre consommation d'électricité et peuvent ainsi prendre des décisions, qui auront potentiellement un effet favorable sur leurs factures d'électricité.

Par exemple, un système sophistiqué de gestion énergétique domestique pourrait automatiquement recharger la voiture électrique lorsque les panneaux solaires sur le toit produisent beaucoup d'électricité.

Le CEP prévoit, moyennant des prix dynamiques que les fournisseurs devront offrir, que les clients sont incités d'utiliser de l'électricité aux moments où elle est particulièrement abondante et donc bon marché.

Les réseaux d'électricité et de gaz deviennent donc plus intelligents ; cela ne se fera pas du jour au lendemain, mais grâce à l'amélioration continue et au développement des réseaux, ce qui va de pair avec le développement technologique.

Cependant, l'utilisation sans cesse croissante des nouvelles technologies comporte également des dangers :

- Lorsque les compteurs d'électricité transmettent des données, les voies de transmission correspondantes doivent être sécurisées, car autrement des personnes non autorisées pourraient avoir accès à des informations sensibles.
- Si une vanne de gaz peut être activée à distance, non seulement l'accès physique à cette vanne doit être strictement contrôlé, mais il faut veiller à ce qu'aucune personne non autorisée ne puisse l'accéder via Internet et intervenir sur l'alimentation du gaz de toute une ville.
- Si le détail de la consommation électrique d'un ménage était accessible à une personne non autorisée, celle-ci pourrait éventuellement en tirer des conclusions sur le comportement individuel des personnes, qui vivent dans le ménage et ainsi violer leur vie privée.

⁸⁶ <http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>.

⁸⁷ Système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel (Angl. « Supervisory Control And Data Acquisition »).

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

Ce ne sont que quelques exemples qui illustrent l'importance de protéger les réseaux du futur contre les accès accidentels ou malveillants de personnes et organisations non autorisées.

Dans ce cadre, l'Institut accompagne les gestionnaires de réseaux et fournisseurs d'énergie luxembourgeois dans la sécurisation de leurs systèmes d'information et de communication.

L'ILR participe activement aux initiatives de « cyber-sécurité » correspondantes aux niveaux national et européen. Cela comprend la collecte d'enquêtes et la création de publications spécialisées, en coopération étroite avec des experts d'autres pays.

En outre, l'Institut a participé activement au développement du « Network Code for cybersecurity aspects of cross-border electricity flows » (NCCS), tel que soumis par les associations ENTSO-E et EU-DSO à ACER et révisé par ses soins ; l'adoption du NCCS est envisagée pour fin 2022.

Dans le cadre de la loi du 28 mai 2019 portant transposition de la « Directive NIS » (UE 2016/1148), l'Institut Luxembourgeois de Régulation a été nommé comme autorité compétente et point de contact unique.

Après que l'Institut a nommé en 2019 les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz luxembourgeois ainsi que plusieurs fournisseurs d'énergie comme « Opérateurs de Services Essentiels » (ci-après « OSE »), ces entreprises sont désormais obligées de signaler à l'Institut tout incident technique ou organisationnel, survenu dans le passé et présentant un risque éventuel pour la sécurité de l'information.

2.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

2.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

L'Institut a pour mission de veiller à l'observation par les entreprises d'électricité et de gaz naturel du cadre légal, c'est-à-dire des lois sectorielles ainsi que toutes les mesures prises en leur exécution (règlements grand-ducaux, règlements de l'Institut). En cas de constat d'inobservation des obligations professionnelles qui en résultent, l'Institut est appelé à sanctionner l'entreprise concernée par une des sanctions prévues par la Loi Électricité ou par la Loi Gaz. Le régime des sanctions varie d'un simple avertissement en passant par le blâme pour culminer le cas échéant dans une amende d'ordre, ne pouvant pas dépasser un million d'euros, à moins que l'entreprise concernée soit une entreprise verticalement intégrée ; dans cette hypothèse l'amende d'ordre peut atteindre 10% du chiffre d'affaires annuel de l'entreprise à sanctionner. Les sanctions à prononcer par l'Institut sont également publiées sur le site Internet de l'Institut.

2.4.1.1 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 2030⁸⁸.

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.

⁸⁸ 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

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 2015 à 2020, la sanction pouvait être, outre une sanction pécuniaire, une des autres sanctions prévues à l'article 65 de la loi Électricité, respectivement à l'article 60 de la Loi Gaz.

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 sanction administrative sous forme de pénalité, dès qu'un fournisseur ne remplit pas ses objectifs en matière d'économies d'énergie. Même si la fourchette de la pénalité est désormais fixée de manière moins restrictive (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 pour cent. 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 sanction.

La loi du 3 juin 2021 est venue atténuer le régime des sanctions 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 rétroactivement pour la période 2015 à 2020.

Pour les années 2016-2020, l'Institut a reçu seulement fin 2021 les dossiers de la part du ministre ayant l'Énergie dans ses attributions sur les entreprises qui ont été non conformes aux obligations d'efficacité énergétique. Alors qu'un ultime contrôle au fond devait encore se faire de la part du ministre et dans l'attente de son avis, l'Institut va entamer les procédures de sanction au cours de l'année 2022 pour clôturer cette première période.⁸⁹

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.

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 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.

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 se trouvent transposées en droit national, mis à part les points faisant l'objet d'une dérogation conformément aux articles 44 de la directive 2009/72/CE, le non-respect de ce cadre légal européen est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales.

⁸⁹ Situation au 31 décembre 2021.

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

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.

En ce qui concerne le règlement ER, les dispositions approuvées par l'Institut ont été préalablement mentionnées au chapitre 2.3.4.

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 CACM, au Règlement FCA et au Règlement EB. Il a ainsi émis 5 décisions concernant :

- le premier amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité journalière (*day-ahead*) dans la région de calcul de la capacité Core ;
- le premier amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité intrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core ;
- le troisième amendement de la conception régionale des droits de transport à long terme pour la région de calcul de 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 (2 premiers points) ou par processus décisionnel direct (5 derniers points) :

- la méthodologie commune pour le calcul de la capacité à long terme dans la région de calcul de la capacité Core ;
- la méthodologie portant sur un processus d'allocation fondé sur le marché de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves pour la région de calcul de la capacité Core ;
- la détermination des régions pour le calcul de la capacité ;
- la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion pour le *day-ahead* et l'*intraday* ;
- des amendements sur les règles d'allocation harmonisées pour les droits de transport à 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 à la méthodologie pour la détermination des prix de l'énergie d'équilibrage qui résulte de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage aux fins du processus de restauration de la fréquence et du processus de remplacement des réserves.

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 après révision les propriétés supplémentaires applicables aux réserves de stabilisation de la fréquence pour la zone synchrone d'Europe continentale soumises par les gestionnaires de réseau de transport de cette zone. Les gestionnaires de réseau de transport de la zone synchrone d'Europe continentale ont également soumis pour approbation à leurs régulateurs respectifs une version amendée de la détermination des blocs RFP qui permet au gestionnaire de réseau de transport du Danemark Ouest, Energinet, d'opérer sa propre zone RFP, au lieu d'être intégré dans la zone RFP commune Tennet GmbH / Energinet, et ainsi d'accéder directement aux plateformes d'équilibrage européennes.

L'Institut a également participé aux discussions pour l'établissement de la décision prise par l'ACER en ce qui concerne les amendements portant sur la méthodologie pour la coordination des analyses de la sécurité d'exploitation.

Dans le cadre du Règlement (UE) n° 2019/943, l'Institut a participé à la révision conjointe, entre régulateurs de la région d'exploitation du réseau d'Europe centrale, des dispositions amendées visant à créer des centres de coordination régionaux. Ces amendements ont principalement porté sur la modification de la couverture géographique de la région d'exploitation du réseau d'Europe centrale conformément à la décision ACER n° 05/2022 du 7 avril 2022 portant sur la définition des régions d'exploitation du réseau, sur la mise en place des arrangements nécessaires à la participation de Creos et du gestionnaire de réseau de transport autrichien VUEN au centre régional d'exploitation TSCNet, l'un des deux centres régionaux d'exploitation de la région d'exploitation du réseau

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

d'Europe centrale, et sur les statuts des deux centres régionaux d'exploitation de la région d'exploitation du réseau d'Europe centrale, TSCNet et Coreso.

2.4.2.2 ÉVOLUTION DU CADRE COMMUNAUTAIRE

Le cadre législatif communautaire n'a pas changé au cours de l'année 2021.

Néanmoins, le Règlement européen (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, le Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, le Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique et le 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 ont été amendés afin d'introduire des clarifications sur les processus légaux et d'intégrer des dispositions du Règlement européen (UE) n° 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Ces amendements ont été apportés par le règlement d'exécution (UE) n° 2021/208 de la Commission du 22 février 2021.

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 2021, 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 contribué à réviser 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).

Conformément au Règlement (UE) n° 2019/943, les gestionnaires de réseau de distribution ont formé l'entité « EU-DSO » en juin 2021 afin d'augmenter l'efficacité des réseaux de distribution et d'assurer une coopération étroite avec l'ENTSOe. À ce titre, Creos, le plus gros gestionnaire de réseau de distribution du Luxembourg, et le gestionnaire de réseau de distribution Hoffmann Frères comptant 5000 clients, sont devenus membres de EU-DSO.

Le 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 liste l'ensemble des données minimales relatives à la production, au transport et à la consommation d'électricité, qui doivent être mises à la disposition des acteurs du marché. Dans ce cadre, Creos, en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, a développé des programmes informatiques à la fourniture des données concernant la charge totale sur son réseau. Ainsi les données de production sont désormais publiées sur la « ENTSOe Transparency Platform⁹⁰ », par technologie et par heure, avec un délai de publication correspondant à une heure après la production ; cependant, les capacités disponibles ou indisponibles pour les unités de consommation ou de production de taille supérieure à 100 MW ne sont pas communiquées dans la mesure où de telles unités n'existent pas au Luxembourg. Les services d'ajustement pour l'équilibrage sont fournis à Creos par Amprion, qui transmet alors les données correspondantes.

⁹⁰ <https://transparency.entsoe.eu/>

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

Bien que Creos met à disposition les données pertinentes sur la plateforme susmentionnée depuis 2020 et que des améliorations aient été observées en 2021, des progrès notables n'ont été réalisés que depuis mi-2022 en termes de disponibilité de données fiables et complètes. 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'Énergie dans ses attributions et les gestionnaires de réseau conformément à l'article 10 de ce règlement.

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 18 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 du 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).

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

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 8 708 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 en provenance de Russie, du Qatar, de la Mer du Nord ou des Pays-Bas, abstraction faite des 4,82 millions de mètres cube - soit 53 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2021, pour une capacité de production de biogaz estimée à 6,7 millions de mètres cube répartie sur 3 centrales.

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. Les expéditeurs actifs au Luxembourg peuvent, par voie contractuelle, s'assurer la mise à disposition de capacités de stockage à l'étranger pour le besoin des consommateurs luxembourgeois.

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 NCG au hub ZTP. Creos y commercialise un produit de capacité conditionnel pour le transport de gaz naturel de la zone NCG 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 fusion des marchés gaziers allemands NetConnect Germany (NCG) et Gaspool pour former un marché gazier unique allemand THE (Trading Hub Europe), 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.

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 2021, après consultation du marché, les documents réglementaires de Balansys ont été amendés pour permettre principalement l'introduction d'un montant minimum de 100 000 Euros comme garantie de paiement, un suivi de l'exposition financière, la mise en place d'une politique « Know your customer » et des compléments pour le respect du règlement européen portant sur la protection des données « RGPD ».

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 2021, les interventions ont principalement eu lieu pour compenser un déficit de gaz : 194 interventions réparties sur 45 jours, pour un coût global de 20.7 millions €, les jours les plus actifs étant les 16 novembre et 2 décembre. Les interventions pour compenser un excès de gaz sont au nombre de 27. L'occurrence des interventions a augmenté par rapport à 2020 (221 au total en 2021 au lieu de 168 en 2020), alors que le coût y relatif a fortement augmenté (0,060 €/kWh en moyenne annuelle pour l'achat de gaz et 0.065 €/kWh en moyenne annuelle pour la vente au lieu d'environ 0,015 €/kWh pour les deux en 2020) du fait de l'augmentation du prix du gaz depuis l'été 2021.

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 2021, les nombres d'interventions pour combler un déficit ou un excès en gaz sur le marché BeLux en fin de journée sont équivalents. Néanmoins, en valeur, l'achat en gaz a représenté 23.6 millions € (avec un coût maximal de 0,7 millions € le 18 décembre) tandis que les ventes de gaz ont rapporté 35 millions € (avec un maximum de 1.7 millions € le 24 décembre).

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 charge de neutralité de Balansys telle qu'approuvée fin 2020 pour la tarification 2021 est passée de 0 €/MWh pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 31 décembre 2020 à +0,006 €/MWh pour compenser les prix exceptionnellement bas survenus en 2020. La tarification approuvée fin 2021 pour l'année 2022 prévoit une charge de neutralité de -0,021 €/MWh pour tenir compte de la hausse du prix du gaz à partir de l'été 2021 qui a généré des recettes additionnelles issues de la vente d'énergie d'équilibrage. 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 18 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.	277,2	462,4	1.436,3
GRD	Sudenergie S.A	13,5	331,7	806,7
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,1	92,7

Tableau 18 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2021

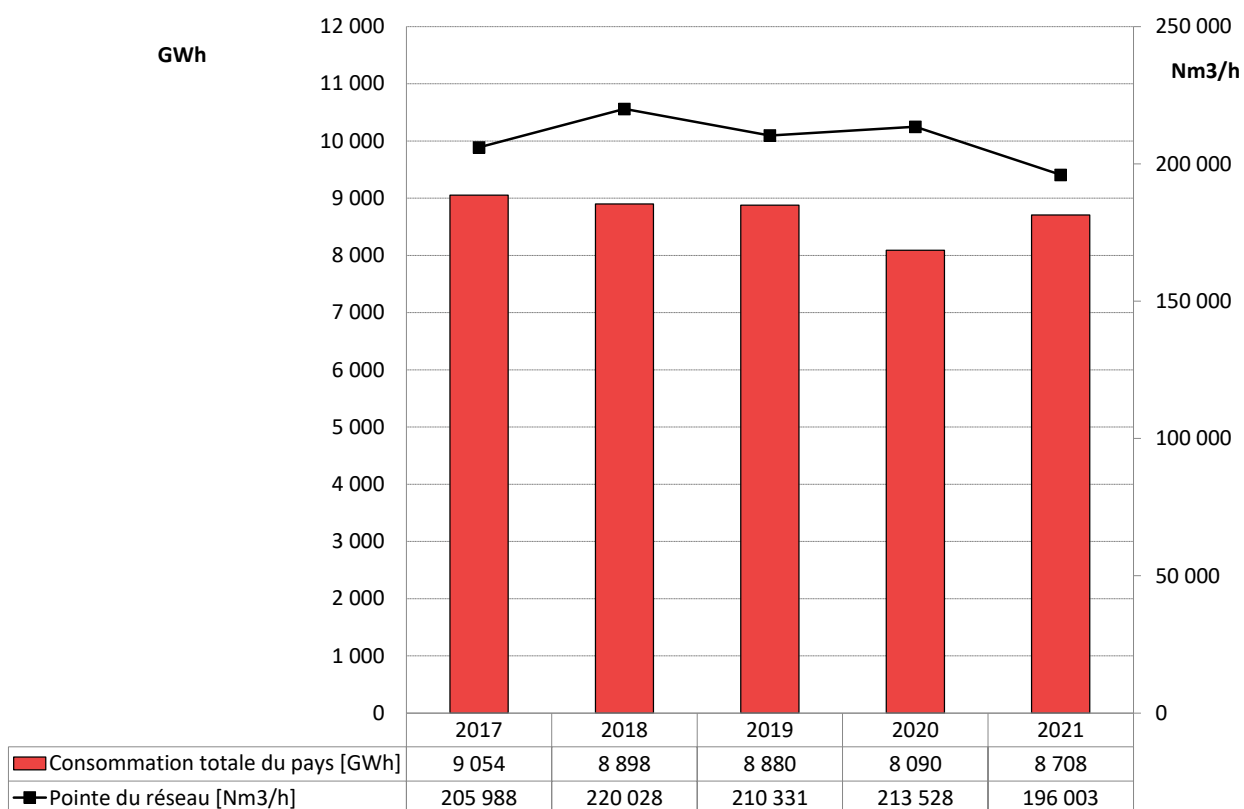
Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg » (ci-après « Code de Distribution »), décrit 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 le même canal de communication sécurisé qui est utilisé pour la communication de marché en électricité. Afin de permettre cette

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

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). En 2021 le code de distribution a été révisé au travers du règlement ILR/G21/30 du 20 septembre 2021, remplaçant le Règlement ILR/G20/49 du 12 octobre 2020. Parmi les principales modifications, citons tout d'abord la mise en œuvre du Règlement grand-ducal du 19 décembre 2020 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 : la consommation de gaz naturel comme carburant ou comme combustible est également soumise à un droit d'accise autonome additionnel dénommé « Taxe CO2 ». Le nouveau code introduit également la facturation électronique, à condition que les modalités soient convenues entre l'expéditeur et le destinataire des messages, ainsi que le message de contrôle au niveau des échanges entre GRD et fournisseurs. Ce message permettant d'identifier et de caractériser le statut d'un message ainsi que le champ des causes probables en cas de refus ou de défaut.

3.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2021, la consommation nationale (8,708 TWh) était supérieure par rapport à l'année précédente (8,090 TWh en 2020), augmentation de de 7,6% alors que la capacité horaire maximale est en baisse par rapport à l'année 2020.



Graphique 38 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel

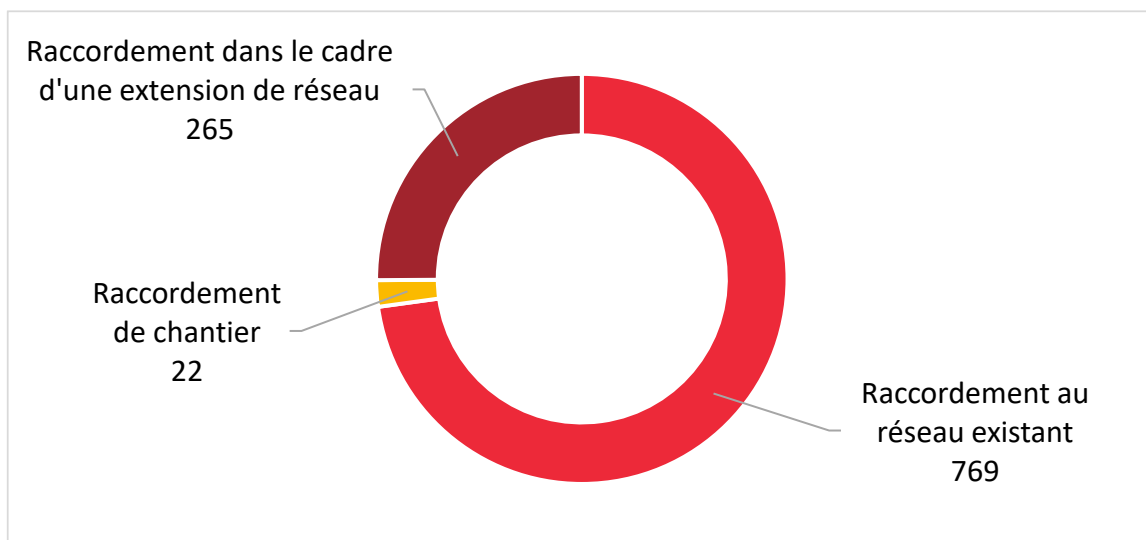
3.1.2.5 QUALITÉ DE SERVICE

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.

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

3.1.2.5.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS

En 2021, les GRDs ont mis en service un total de 1 056 nouveaux raccordements. Ils indiquent ne pas avoir dépassé le délai maximal des 30 jours pour le traitement d'une demande de raccordement en 2021. Les types de raccordements effectués sont repris dans le Graphique 39.



Graphique 39 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2021 par type de raccordement

3.1.2.5.2 DÉCONNEXIONS POUR NON-PAIEMENT

En 2021, 31 clients résidentiels et 11 autres clients ont été déconnectés pour cause de non-paiement, 16 clients résidentiels ont par la suite été reconnectés. Dans un seul cas, cette reconnexion n'a pas eu lieu dans les 3 jours ouvrables prévus par la loi.

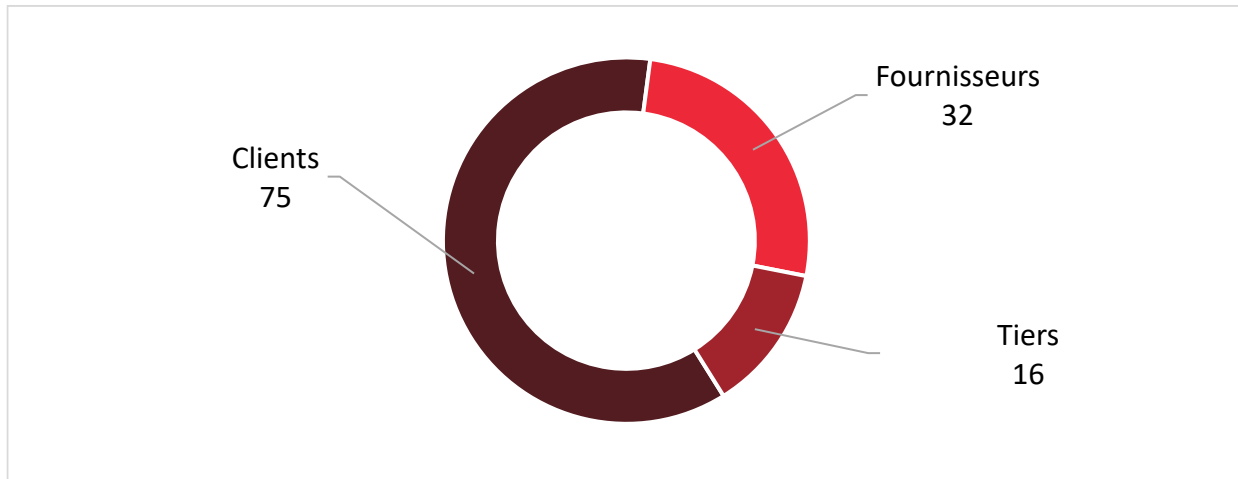
3.1.2.5.3 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Les GRD indiquent qu'il y a eu 16 interruptions planifiées et 78 interruptions non planifiées dans les réseaux de gaz naturel au Luxembourg en 2021. 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.

3.1.2.5.4 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION

Les GRD ont reçu 123 demandes de données de consommation en 2021. Le Graphique 40 renseigne la répartition des catégories de demandeurs.

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



Graphique 40 : Nombre de demandes de consommation de gaz naturel en 2021 par type de demandeurs

3.1.2.5.5 RÉCLAMATIONS

Les Gestionnaires de réseau indiquent avoir reçu 31 réclamations en 2021. 17 n'ont pas été traitées endéans des 5 jours ouvrables. Presque la moitié de ces demandes concernait le raccordement au réseau.

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 »⁹¹ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90% au 31 décembre 2021 pour le gaz naturel⁹². Ce délai, initialement fixé au 31 décembre 2020, a été reporté 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.

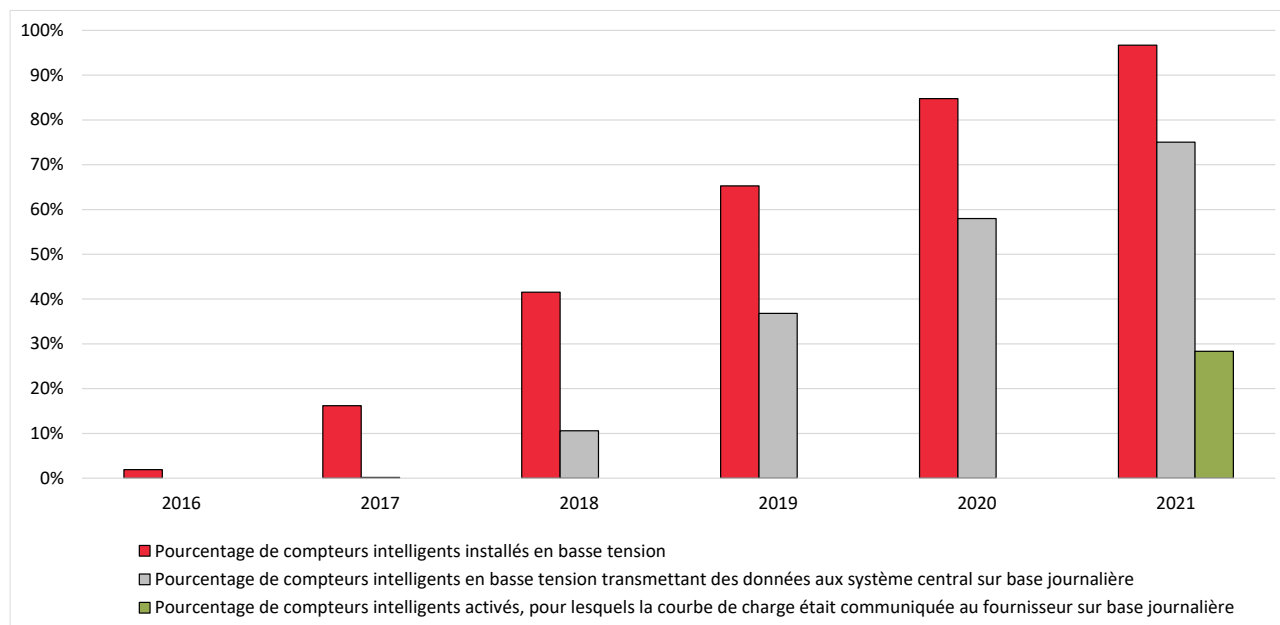
Cependant, le compteur de gaz ne dispose pas d'interface propre avec le système informatique central, que les gestionnaires de réseau d'électricité et de gaz exploitent conjointement via le GIE Luxmetering. Dès lors, les valeurs de consommation de gaz sont transmises du compteur de gaz via le compteur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

⁹¹ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

⁹² 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



Graphique 41 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel

Au 31 décembre 2021, 95,9 % des 91 783 compteurs de taille G4 à G40 étaient équipés d'un compteur de gaz Smarty (vis-à-vis de 84,8 % fin 2020). 74,4 % des compteurs, ont pu transmettre leurs données de consommation horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Cependant, seulement 25 809 compteurs de gaz (28,1 % de tous les compteurs) ont transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire d'un gestionnaire de réseau de distribution au fournisseur concerné en fin 2021. Le potentiel des compteurs de gaz intelligents semble donc loin d'être pleinement exploité, bien que l'infrastructure technique soit déjà disponible dans leur foyer. Néanmoins, le taux d'activation va nettement évoluer en 2022 et se situait déjà à 66 % au 30 juin 2022.

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 du déploiement sont donc pris en compte lors de la détermination du revenu maximal autorisé. Ce règlement sera 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 **Error! Reference source not found.**, 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.

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

3.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

En 2021, 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 2021, 32 clients se sont enregistrés comme clients effaçables pour une capacité maximale de 237 MW/h. Néanmoins, les gestionnaires de réseau n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

3.1.3.3 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2021, 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 2022. Contrairement aux tarifs d'utilisation réseau en électricité, les tarifs en gaz naturel diffèrent d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

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

Le Tableau 19 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)				
			2017	2018	2019	2020	2021
Client résidentiel D2	20 – 200	5,6 – 55,6	15,2	14,2	13,4	14,2	14,7
Client industriel I3	10 000 – 100 000	2 778 – 27 778	7,8	7,8	6,6	7,6	7,9

Tableau 19 : 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 2022.

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 GRD 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.

3.1.4.2 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich pour l'année gazière 2021-2022 ont donné lieu à un premium par rapport au prix de réserve préalablement approuvé par l'Institut, sauf pour le dernier trimestre. Les recettes des enchères (différence entre prix de clôture et prix de réserve, voir Tableau 20 ci-dessous) 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)
01/10/2021 - 01/01/2022	1.000.000	1.000.000	3,302	48,302
01/01/2022 - 01/04/2022	1.000.000	1.000.000	3,302	40,802
01/04/2022 - 01/07/2022	555.000	555.000	3,302	13,302
01/07/2022 - 01/10/2022	555.000	555.000	3,302	3,302

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

Tableau 20 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2021-2022

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. 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.

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.

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 2021-2030. 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.

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 participé aux 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.

Au cours du 2^{ème} semestre 2021, les prix du gaz sur les marchés de gros a connu une augmentation très importante, notamment du fait de la reprise économique mondiale après accalmie de la pandémie de Covid, et du niveau anormalement bas des stockages. Cette montée des prix est aussi liée à la faible disponibilité du nucléaire en France et une météo défavorable à une production élevée d'électricité éolienne, ce qui nécessite 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 la section correspondante dans la partie **Error! Reference source not found.**

3.2.1.2 ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

En 2021, sept 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 4 groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, deux segments de consommateurs professionnels (≤ 280 GWh/an et > 280 GWh/an) et les producteurs d'électricité.

3.2.2.1 PARTS DE MARCHÉ

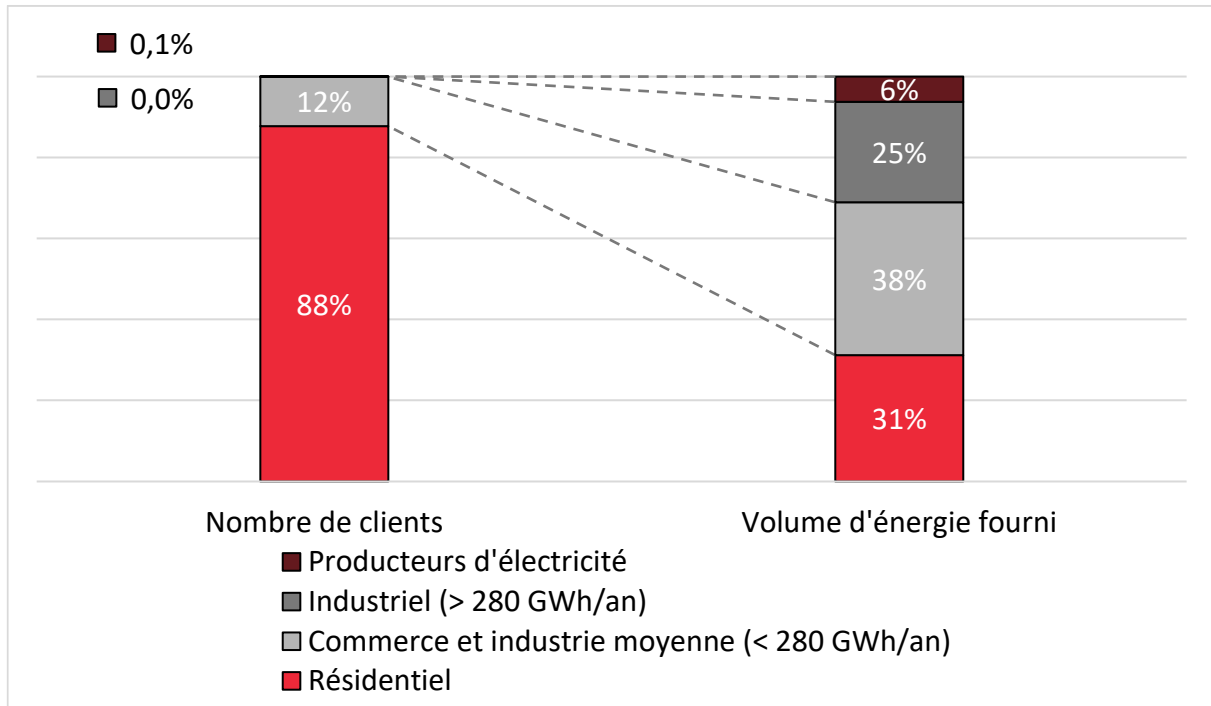
Le Tableau 21 et le Graphique 42 ci-après décrivent la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals et donnent une indication de l'importance relative aux différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

	Consommation 2021 (TWh)	Nombre de points de fourniture ⁹³
Secteur résidentiel	2,7	81 029
Secteur professionnel (≤ 280 GWh/an)	3,3	11 302
Secteur industriel (> 280 GWh/an)	2,1	4
Production d'électricité	0,5	61

Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2021

⁹³ En 2021 un des gestionnaires de réseau a changé sa méthodologie de classification des clients, résultant dans des variations considérables entre catégories résidentiels et professionnels.

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

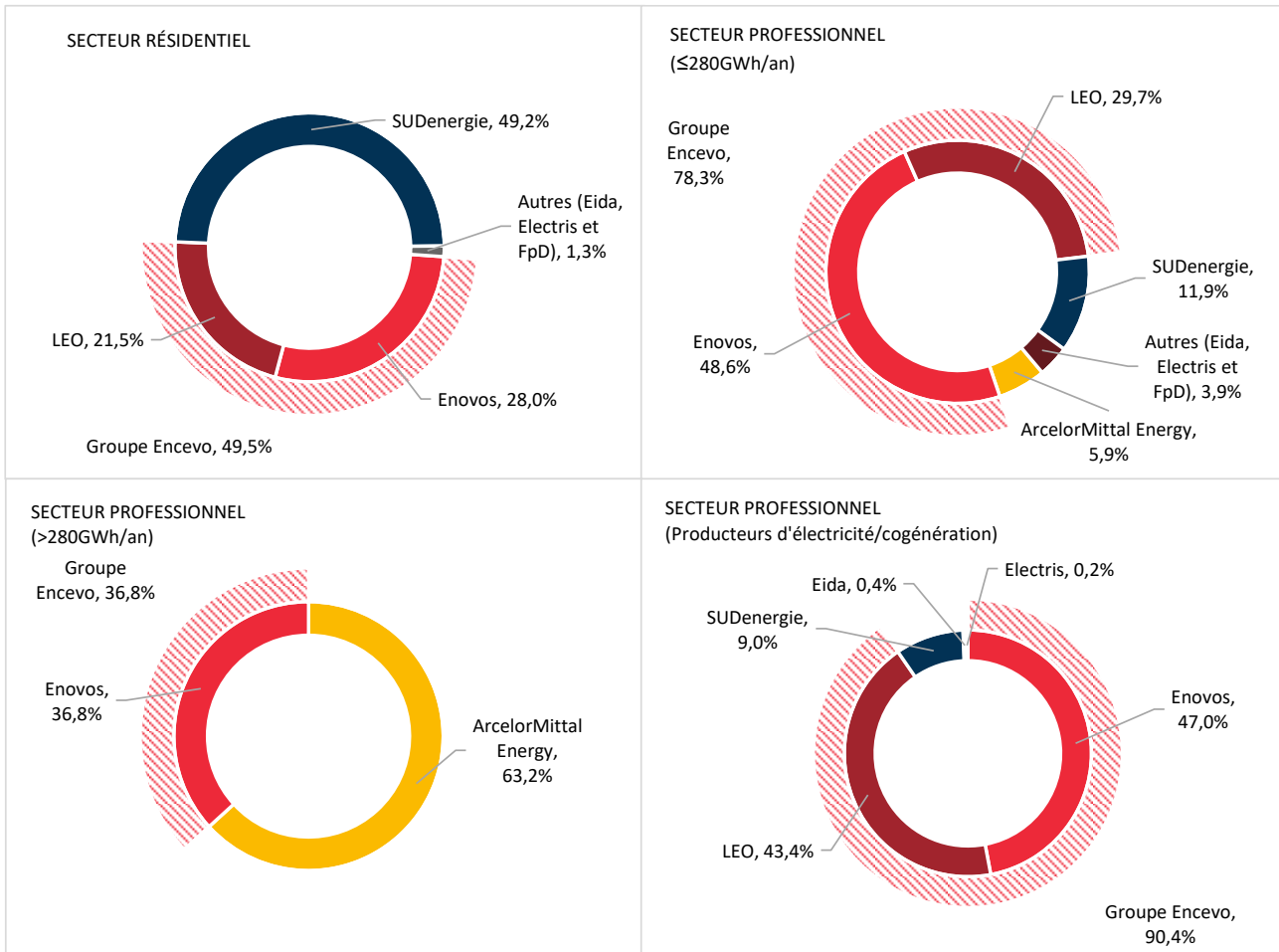


Graphique 42 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients

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 2021. Parmi ces fournisseurs, cinq acteurs proposent des offres à la fois aux clients résidentiels et professionnels. Les parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 43.

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 2020.

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



Graphique 43 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail du gaz naturel

3.2.2.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2021, le taux de changement de fournisseur, avec 351 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,4 % en termes de points de fourniture, et à 1,1 % en termes de volume d'énergie.

Le Tableau 22 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2020 et 2021.

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

ANNÉE	2020		2021	
	Taux de changement de fournisseur sur le marché de gaz naturel	En termes de volumes	En termes de nombre de clients	En termes de volumes
Segment résidentiel	0,1 %	0,2 %	0,1 %	0,3 %
Segment professionnel (<280 GWh/an)	2,3 %	0,8 %	2,6 %	0,9 %
Segment industriel (>280 GWh/an)	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Segment producteurs d'électricité	0,6 %	1,6 %	0,4 %	1,6 %
Toutes catégories de client confondues	0,7 %	0,2 %	1,1 %	0,4 %

Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2020 et 2021

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs⁹⁴ 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. Se rajoute un manque de réflexe du consommateur pour comparer les offres sur le marché et de se rendre compte des différences de prix proposées par les fournisseurs. La petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

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

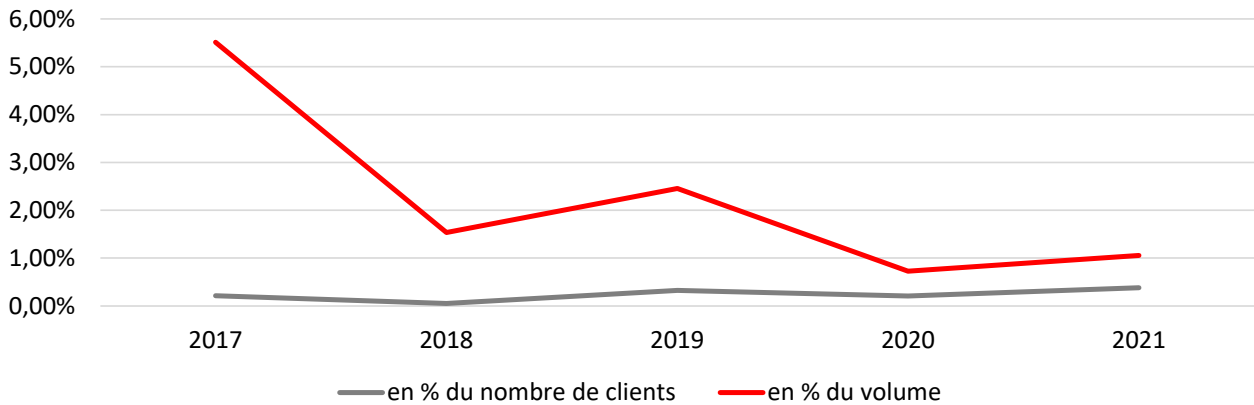
3.2.2.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Les ménages représentent environ 31 % en volume du marché du gaz naturel. 252 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2021, un chiffre en augmentation par rapport aux 156 changements en 2020.

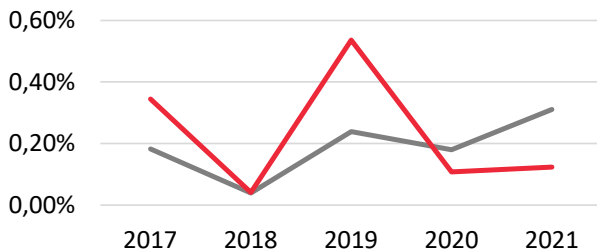
⁹⁴ Le rapport « Performance on European Retail markets in 2018 » de la CEER montre en page 34 que le taux de changement de fournisseur, par les ménages au Luxembourg est le plus bas en Europe (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5c492f87-c88f-6c78-5852-43f1f13c89e4>).

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

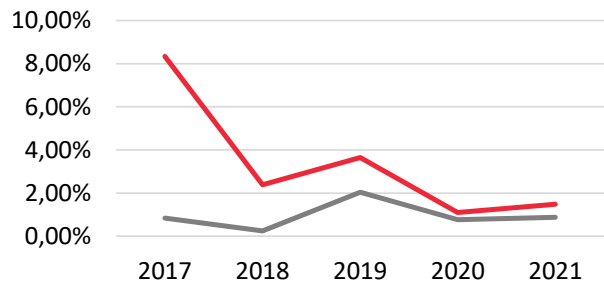
Changements de fournisseur toutes catégories confondues



Changements de fournisseur dans le secteur résidentiel



Changements de fournisseur dans le secteur non-résidentiel



— en % du nombre de clients — en % du volume

— en % du nombre de clients — en % du volume

Graphique 44 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)

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 Calculix⁹⁵.

Les fournisseurs proposent trois types de contrat.

Premièrement, la grande majorité des contrats, sont des contrats sans garantie de prix, pour lesquels le fournisseur est libre d'adapter ses prix à condition d'annoncer le changement au moins 30 jours 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, normalement égale ou inférieure à un mois, représentent en 2021 99 % des contrats dans le secteur résidentiel.

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

⁹⁵ www.calculix.lu

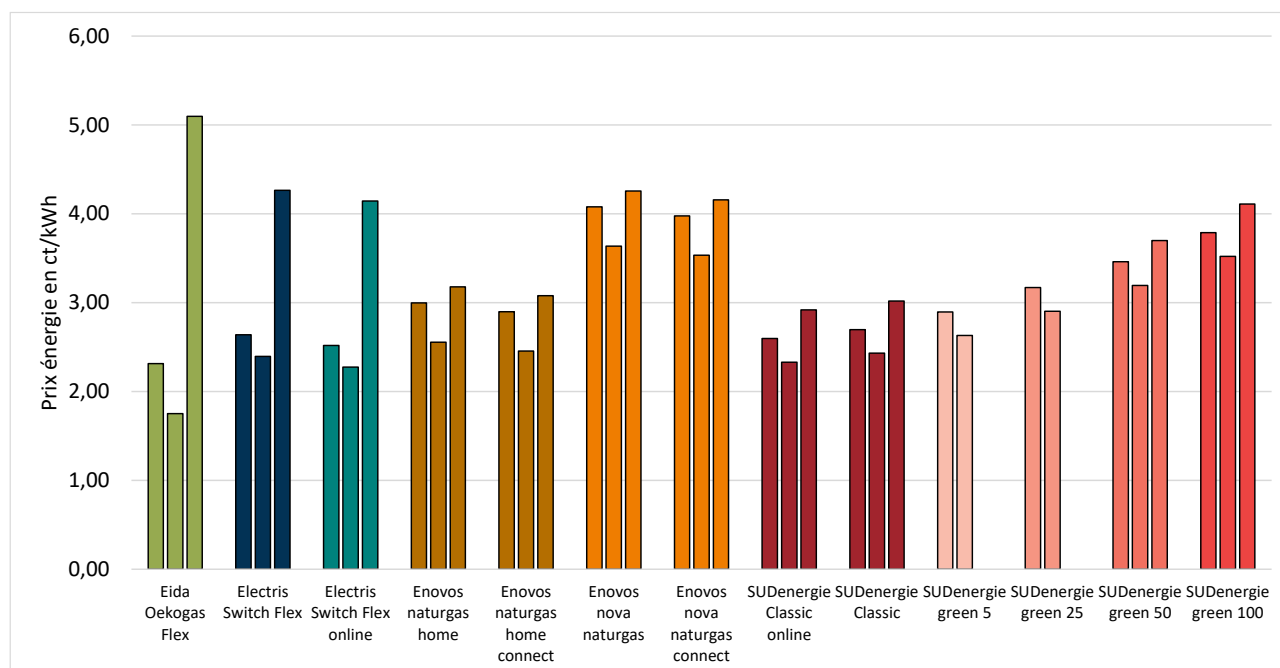
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

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 2021. 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, un fournisseur propose un produit avec adaptation automatique du prix sur base mensuelle, pour lequel le prix de l'énergie varie chaque mois en fonction du prix de la bourse, majoré d'une marge pour le fournisseur.

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, et le produit avec adaptation automatique du prix, les prix annuels de l'énergie en 2021 se sont situés entre 876 € et 1 529 €. 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 ménages⁹⁶. 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. Remarquons que le fournisseur Eida a arrêté toute fourniture de gaz naturel en janvier 2022.

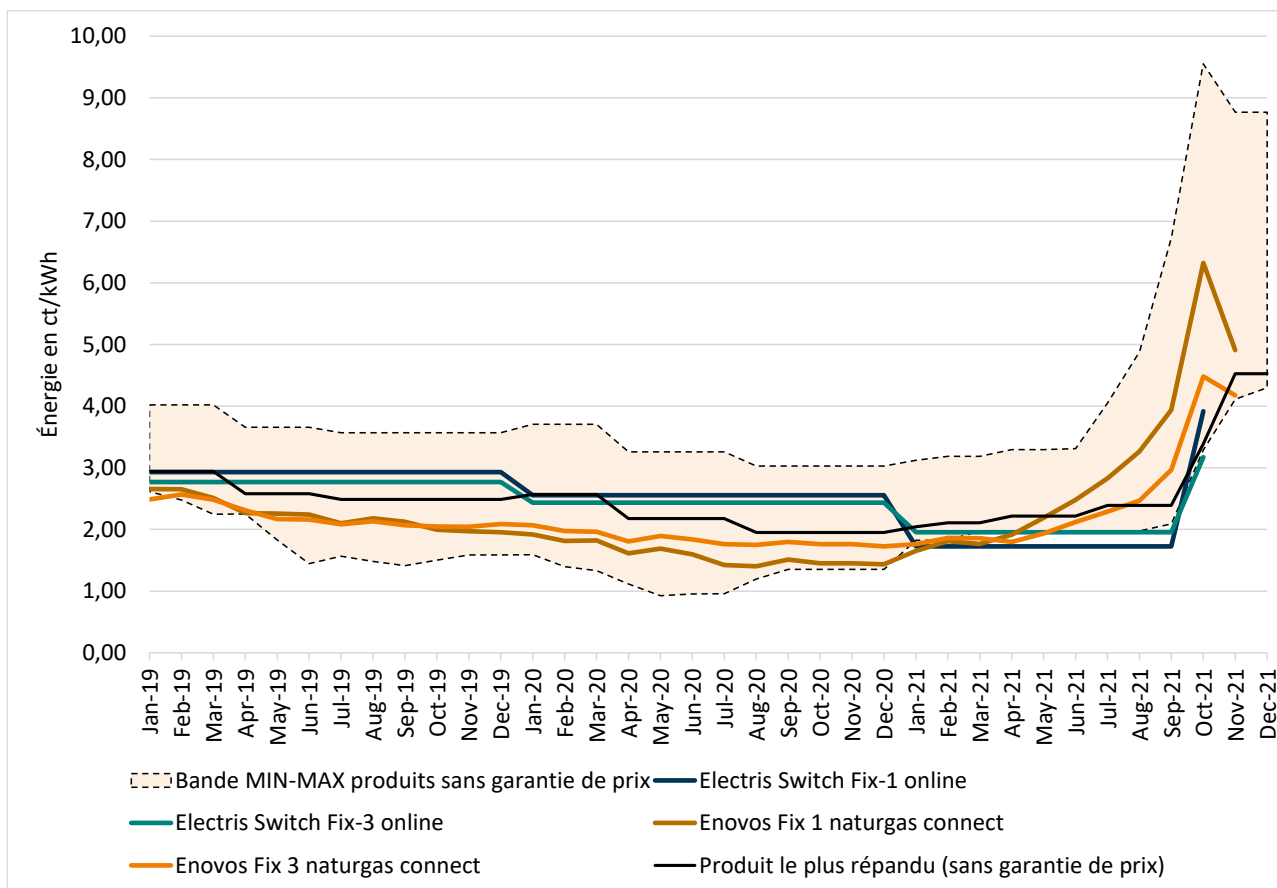


Graphique 45 : Prix annuel 2019, 2020 et 2021 de l'énergie des produits sans garantie de prix pour une consommation annuelle de 30 000 kWh sur base d'un profil d'utilisation et d'une puissance installée de 25 kW

Pour les produits avec garantie de prix, une analyse des coûts annuels comme dans le Graphique 45 est moins parlante. Bien que le consommateur connaisse son prix de l'énergie au moment de la signature de son contrat, les prix des contrats offerts peuvent changer chaque mois. Le moment de la signature d'un tel contrat n'est donc pas sans importance. Pour cette raison, il est plus intéressant d'observer l'évolution des prix de ces produits. Afin de permettre une juxtaposition avec les produits sans garantie de prix, le Graphique 46 indique aussi la bande de prix, dans laquelle se sont situés tous les produits sans garantie de prix. Tout comme pour le Graphique 45 des produits variables, les prix exprimés en ct/kWh comprennent les frais fixes du fournisseur pour une puissance installée de 25 kW, et une consommation annuelle de 30 000 kWh. Finalement, le Graphique 46 montre aussi le prix par kWh du produit sans garantie de prix, le plus répandu au Luxembourg.

⁹⁶ 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 46 : Évolution du prix de l'énergie des produits avec garantie de prix - comparé aux produits sans garantie de prix

Il s'en suit, qu'il est intéressant de comparer les prix et le cas échéant d'épargner de l'argent en changeant de produit ou de fournisseur. L'écart entre le produit le moins cher et le produit le plus cher est plus important qu'en électricité et permet le cas échéant des gains considérables. L'outil de comparaison Calculix⁹⁷ permet de guider le consommateur dans son choix, tout en permettant de tenir compte de ses comportements de consommation ainsi que de ses préférences.

Notre analyse sur les produits offerts aux ménages au Luxembourg montre que l'écart entre le produit le moins cher et le produit le plus cher est de l'ordre de 650 € par an. Il est donc intéressant pour le consommateur de comparer les prix et le cas échéant d'épargner de l'argent en changeant de produit ou de fournisseur.

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.

3.2.2.2.2 SEGMENT DU COMMERCE ET DE L'INDUSTRIE MOYENNE

Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie moyenne, représentée sur le Tableau 22 par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 280 GWh, il y a eu 98 changements de fournisseurs, par rapport à 34 en 2020. Le taux de changements dans ce segment, qui représente environ 38 % du marché national et un taux de changement de fournisseur en termes de volume de 2,6 % en 2021, est en légère augmentation par rapport à 2020 (2,3 %).

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

3.2.2.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL

Uniquement 4 clients finals à consommation annuelle supérieure à 280 GWh représentent le segment industriel, qui compte cependant pour 25 % du marché en termes de volume. Pour l'année 2021 aucun changement de fournisseur n'a été observé.

3.2.2.2.4 PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le secteur des producteurs d'électricité se limite aux centrales de cogénération et représente encore 6 % de la consommation de gaz naturel. Un seul producteur d'électricité a changé de fournisseur en 2021.

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.

Fin 2021, l'Institut a approuvé les propositions de modification des tarifs de la fourniture par défaut de la part des fournisseurs concernés. Ces décisions introduisent une formule de prix basée sur le prix de marché de gros spot.

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 existé⁹⁸, 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 :

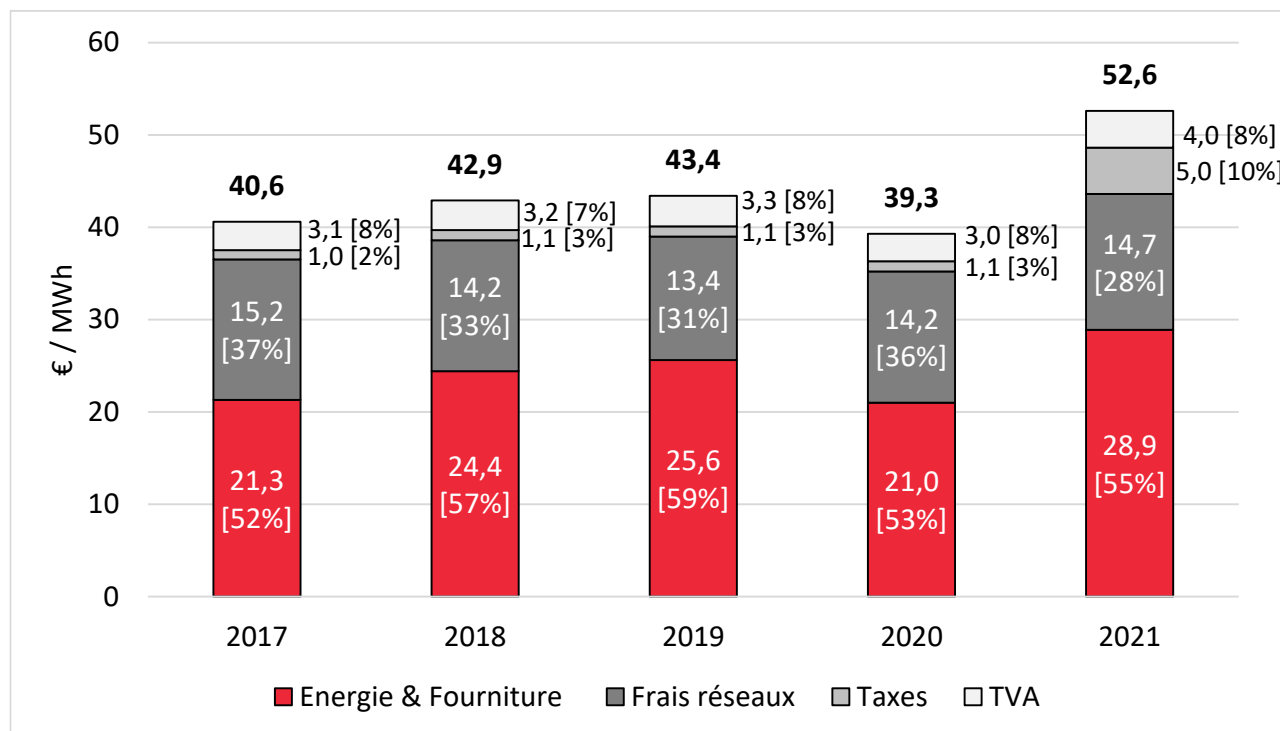
- le prix de l'énergie fournie par le fournisseur ;
- les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage) ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 47 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁹⁹.

⁹⁸ Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

⁹⁹ 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



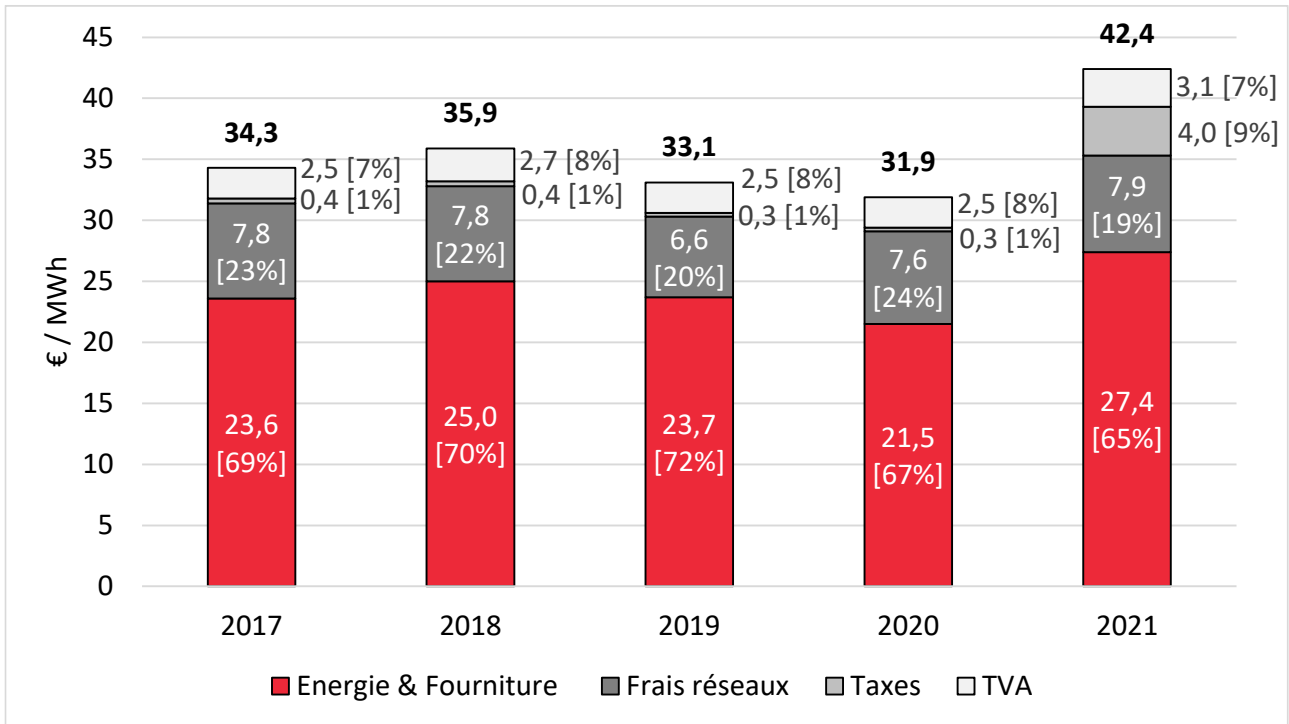
Graphique 47 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients résidentiels (prix courants)

L'augmentation de la facture totale a donc son origine dans une augmentation de la composante énergie et taxes, entraînant aussi une augmentation de la composante TVA. La composante « Énergie et Fourniture » a augmenté de 7,9 €/MWh en 2021. L'augmentation de la composante taxes est due à l'introduction de la taxe CO2 en début 2021. Les ménages ont payé 33,8 % de plus par unité de gaz naturel consommé en 2021. Les effets de la hausse des prix de gros sur les prix de détails 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 2021 (de l'ordre de 100 % pour les ménages) et de nouvelles hausses ont été annoncées pour fin 2022.

L'évolution de la décomposition du prix du gaz naturel d'un client industriel type,¹⁰⁰ tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 48 suivant.

¹⁰⁰ 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 en électricité entre 10 000 et 99 999 GJ, ce qui correspond à 2 778 respectivement 27 778 MWh.

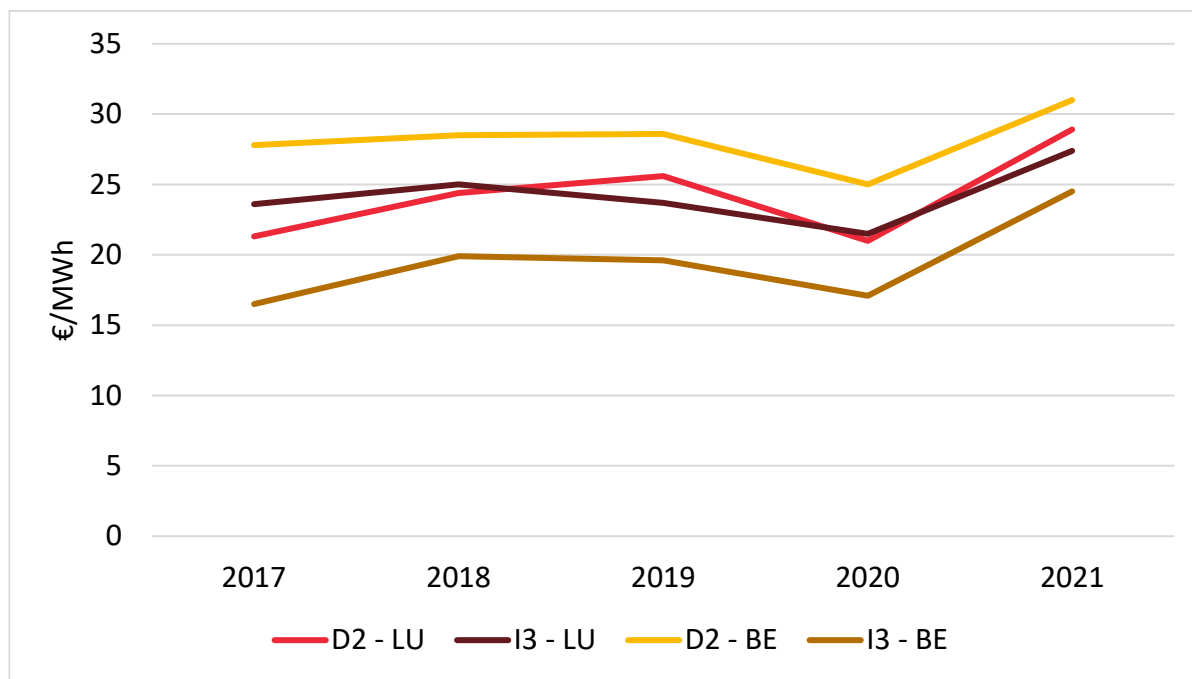
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 48 : 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 à ce qu’il soit possible de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays 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 49 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg

La comparaison des composantes « Énergie et Fourniture » permet de s'apercevoir que les coûts de l'énergie ont augmenté pour toutes les catégories de consommateurs au Luxembourg comme en Belgique de 2020 à 2021.

Pour les ménages, le prix de l'énergie proprement dite reste très 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 plus élevé que pour les mêmes types de client en Belgique.

La différence de prix diminue à 2,1 €/MWh pour le segment D2 et 2,9 €/MWh pour le segment I3 entre 2020 et 2021. Elle correspond à environ 10 % du coût de la molécule de gaz naturel en 2021.

Déjà en octobre 2018, l'Institut avait publié son analyse intitulée « Le prix du gaz naturel pour les petites et moyennes entreprises et industries »¹⁰¹. 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.

3.2.2.4.2 PRIX DE GROS

Le prochain Graphique 50 représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF¹⁰²- Gas Base Load Futures - DM year-ahead¹⁰³, ligne rouge) avec livraison entre 2017 et 2021 ainsi que le développement sur le marché *spot* (TTF – SM day-ahead¹⁰⁴, ligne jaune) pour les années 2017 à 2021.

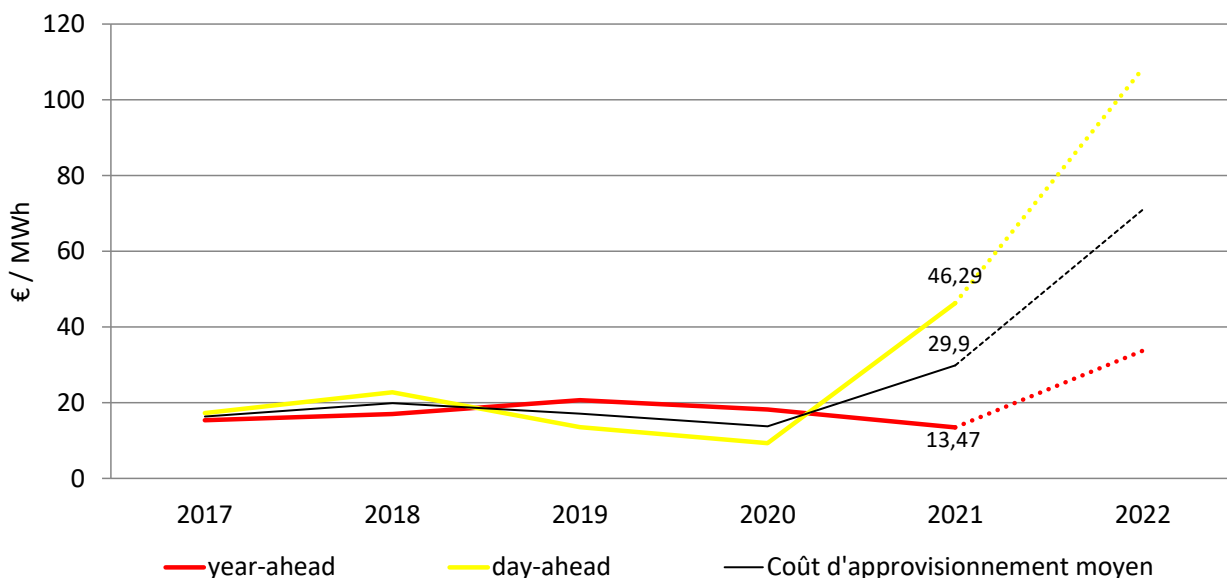
¹⁰¹ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-559.pdf>.

¹⁰² « Title Transfer Facility » (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

¹⁰³ 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.

¹⁰⁴ Il s'agit du prix du marché au comptant pour le jour suivant, infrajournalier. Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement. La valeur annuelle pour le présent graphique est la moyenne des prix mensuels moyens sur une année.

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



Graphique 50 : Développements sur le marché de gros du gaz naturel

Entre 2020 et 2021, les coûts d'approvisionnement en gaz naturel ont augmenté (ligne noire dans le Graphique 50 ci-dessus). Cette hausse des prix est le résultat d'une augmentation significative du prix du produit *spot* (ligne jaune) alors que le prix du produit à terme annuel (ligne rouge) a diminué entre 2020 et 2021. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché *spot*, est estimé à 29,88 €/MWh en 2021, soit en augmentation de 117% par rapport à 2020.

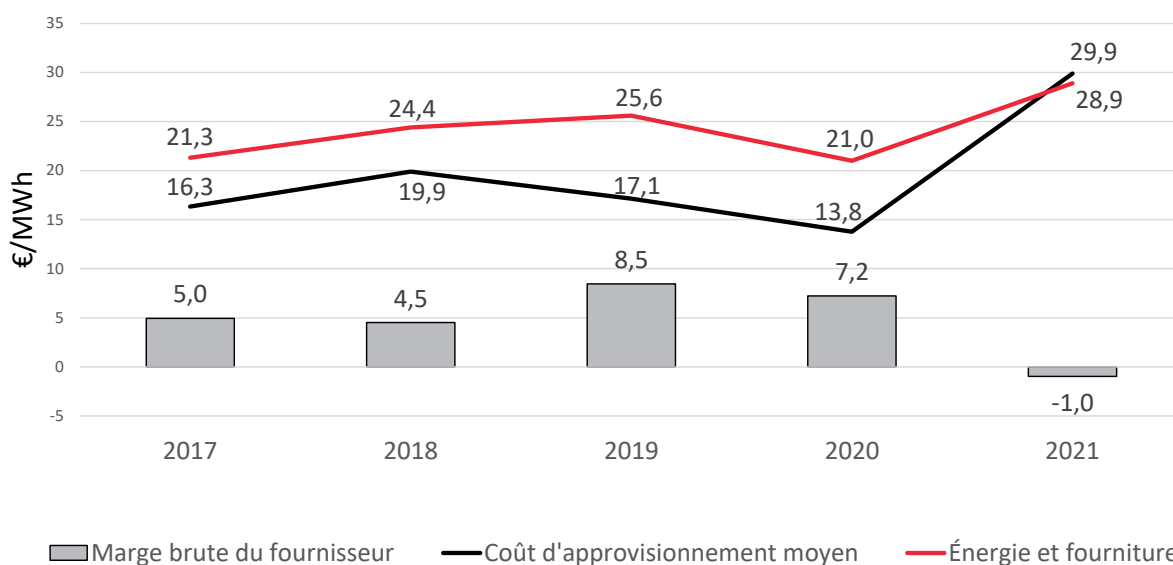
Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à -1 €/MWh en 2021 ; ainsi, selon les hypothèses retenues, les fournisseurs de gaz naturel n'auraient tiré aucun bénéfice à commercialiser du gaz naturel aux clients résidentiels. Ceci montre que les hypothèses retenues pour déterminer le prix d'approvisionnement moyen ne présente qu'une approximation et ne correspond pas nécessairement à la réalité. L'approvisionnement des fournisseurs s'est basé en 2021 à hauteur de 70% sur des contrats à long terme dont les conditions de prix ne sont pas connues à l'ILR. Une marge brute négative en 2021 est due à la forte augmentation entre 2020 et 2021 du prix moyen d'approvisionnement sur les marchés de gros (+117%) et à une augmentation nettement plus modérée du prix de l'énergie et de la fourniture aux résidentiels (+38%).

Sur les marchés de gros, les fournisseurs ont choisi en 2021 les modes d'approvisionnement suivants :

	MOYENNE 2019	MOYENNE 2020	MOYENNE 2021
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	18 %	15 %	19 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	9 %	7 %	10 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	0 %	1 %	1 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans et ≤ 5 ans (p.ex. OTC)	13 %	14 %	0 %
Contrats à long terme avec des fournisseurs > 5 ans	59 %	63 %	70 %
Autres (p.ex. injecteurs nationaux)	0 %	0 %	0 %

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

Tableau 23 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel



Graphique 51 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2017 - 2021

3.2.2.5 RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

Le lecteur est invité à se référer à la section 3.2.2 du présent rapport.

3.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Par analogie au secteur électrique, les acteurs sont chargés de veiller à la sécurité d'approvisionnement. Les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de garantir la capacité à long terme des réseaux afin de répondre à des demandes raisonnables de capacités de transport de gaz naturel, tout en tenant compte de réserves suffisantes pour garantir un fonctionnement stable. Les gestionnaires de réseau de transport doivent également garantir une capacité de transport, une fiabilité du réseau et une sécurité d'exploitation du réseau adéquat pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé de surveiller ces aspects de la sécurité de l'approvisionnement.

Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie assure le suivi de l'état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. À travers ses rapports, il expose les résultats de ce suivi et examine notamment le niveau de concurrence et les contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme. Il a publié¹⁰⁵ 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.

¹⁰⁵ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/mea-vsberichtgas2022.pdf>.

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

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 préventif¹⁰⁶ et le plan d'urgence¹⁰⁷ prescrits par ce Règlement, y inclus le renfort de la coopération régionale dans ce domaine. Le plan d'action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel au Luxembourg dans le cadre législatif en vigueur, les résultats de l'évaluation des risques, une évaluation de la situation de Luxembourg vis-à-vis des normes d'infrastructures et d'approvisionnement, ainsi qu'une présentation des mesures préventives visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement. Le plan d'urgence contient le cadre législatif luxembourgeois, la définition des niveaux de crise, une vue d'ensemble des acteurs et de leurs rôles respectifs, les modalités de déclenchement des niveaux de crise, ainsi que la présentation des étapes clés des procédures de crise et des flux d'information entre acteurs.

Le Luxembourg dispose néanmoins d'une dérogation, selon l'article 5(9) de ce règlement, en ce qui concerne la mise en œuvre de mesures nécessaires pour satisfaire la demande totale de gaz pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière (critère N-1).

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

L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement doit comprendre toutes les étapes de la chaîne de valeur, de la production et de l'exploration du gaz naturel, du stockage, du transport jusqu'à la distribution.

Pour des raisons géologiques, techniques et économiques, le Luxembourg n'est pas en mesure d'assurer lui-même les étapes de production/exploration de gaz naturel, ainsi que le stockage. En effet, le Luxembourg ne dispose ni de champs d'exploration, ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou en nappe aquifère. La seule source indigène est constituée par la 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,

¹⁰⁶ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-action-preventif-gaz-naturel-version-2020.pdf>

¹⁰⁷ <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

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'urgences et de sauvegarde.

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 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, conformément au Règlement (UE) n° 2017/1938 (voir aussi chapitre 3.3.1).

Comme pour l'électricité, le plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg¹⁰⁸ a été remanié en 2021 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.

3.3.5 SÉCURITÉ DE L'INFORMATION

Voir les explications respectives dans le chapitre 2.3.5 « Sécurité des informations ».

3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

Le lecteur est invité à se référer au Chapitre 2.4.1

¹⁰⁸ <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

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).

La Commission a publié en décembre 2021 une proposition pour un nouveau cadre européen visant à décarboner les marchés du gaz, promouvoir l'hydrogène et réduire les émissions de méthane.

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 européens¹⁰⁹ 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 nouvelle 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 mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau¹¹⁰. Le rôle du Service Médiation de l'Institut est de traiter, à la demande du consommateur résidentiel 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 2021, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel¹¹¹ en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016¹¹². 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 électronique¹¹³.

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 Européenne¹¹⁴. La directive électricité 2019/944 réitère dans son Article 26 du Chapitre III le droit des consommateurs à un règlement extrajudiciaire des litiges.

En 2021, l'Institut a traité 12 nouvelles demandes de médiation en matière d'électricité ; aucune demande ne concernait le gaz naturel.

Les 12 nouveaux dossiers concernaient principalement la facturation des avances et estimations de consommation réévaluées au moment de l'émission des décomptes annuels, mais aussi des problèmes de comptage ou encore une confusion de compteurs (la facturation de la consommation du compteur du voisin à la place du propre compteur dans une résidence). Les 12 demandes de médiation ont trouvé des issues très différentes au cours de l'année 2021 : 2 demandes se sont soldées par un échec, 4 dossiers ont été refusés par le défendeur de la médiation, 2 litiges ont été réglés grâce à la médiation, 1 demande de médiation a dû être refusée

¹⁰⁹ 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>.

¹¹⁰ Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

¹¹¹ 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.

¹¹² 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.

¹¹³ Site Internet dédié au [Service Médiation](https://web.ilr.lu/FR/Service_Mediation) de l'Institut [mediation.ilr.lu](https://web.ilr.lu/FR/Service_Mediation). Contact : mediation@ilr.lu.

¹¹⁴ Liste des Organismes de règlement des litiges sur le [site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs](https://web.ilr.lu/FR/Service_Mediation).

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

par l'ILR, puisqu'elle a été introduite par une société et 1 demande a été refusée en raison d'une procédure judiciaire en cours. Le service médiation publie son rapport annuel sur le site Internet de l'Institut¹¹⁵.

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 loi¹¹⁶. 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 2021.

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 2021.

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 2021, le Service Énergie de l'Institut a enregistré 136 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, autres autorités et instituts de recherche) parvenues par voie électronique¹¹⁷. Le Service Énergie est également joignable par téléphone via la Hotline Énergie¹¹⁸. Les demandes d'information portaient principalement sur une explication de la structure tarifaire et l'explication des coûts liés au raccordement au réseau (p.ex. prime de puissance - composante capacité, mécanisme de compensation), du système des Garanties d'Origine et du système de mise aux enchères des Garanties d'Origine, sur les statistiques de production d'électricité à partir de sources renouvelables au Luxembourg, sur l'autoproduction/ autoconsommation, le changement de fournisseur, la facturation, le système de licences pour nouveaux acteurs de marché, le fonctionnement de Calculix et les compteurs intelligents.

¹¹⁵ <https://web.ilr.lu/mediation/FR/Mediation/Informations-utiles/Publications/Pages/default.aspx>.

¹¹⁶ 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.

¹¹⁷ Via le formulaire en ligne pour contacter l'Institut, ou via l'adresse email du Service Energie : energie@ilr.lu ou via l'adresse stromagas@ilr.lu.

¹¹⁸ Le numéro de la Hotline Energie 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

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'Institut¹¹⁹.

Au cours de l'année 2021 l'Institut a publié 4 communiqués de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 8 consultations publiques, respectivement 6 pour le marché de l'électricité et 2 pour le marché du gaz naturel.

Pour rester informés des travaux menés par l'Institut, les consommateurs sont invités à s'inscrire aux newsletters de l'Institut en choisissant les secteurs d'intérêt¹²⁰.

4.2.1 GUICHET UNIQUE EN LIGNE

L'Institut, en sa qualité de guichet unique¹²¹, a mis à disposition des consommateurs de l'énergie le portail www.STROUMaGAS.lu. 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. Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information disponibles sur ce site. 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'Institut¹²², tout comme sur le site du guichet unique de l'énergie www.STROUMaGAS.lu. Tout consommateur d'énergie peut contacter le guichet unique de l'ILR par email à l'adresse stromagas@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 ÉNERGETIQUE

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.

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 » :

- 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 à la section 2.2.2.5, au cours de l'année 2021, 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

¹¹⁹ Sources : (i) Communiqués de presse : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) consultations publiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹²⁰ Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le [formulaire d'inscription en ligne](#).

¹²¹ Article 2(13) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

¹²² 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

dynamiques, indexés intégralement ou partiellement sur le marché spot, ont vu leurs factures augmenter énormément. L'année 2021 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 2021 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'ILR 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.

L'Institut a approuvé en 2021 une proposition conjointe des gestionnaires de réseau électrique concernant des contrats types à conclure avec les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective respectivement les communautés d'énergie renouvelable; dans ces conventions sont spécifiées la composition des groupes de partage, leurs modalités pratiques et leurs spécificités techniques, tout comme une description précise des règles de partage, qui déterminent la manière comment l'énergie électrique puisse être partagée parmi les membres individuels des groupes de partage.

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 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 2021 l'Institut a commencé les travaux préparatoires pour inclure des produits dynamiques dans Calculix. calculix.lu sera ainsi prêt pour les développements et innovations de produits offerts par les fournisseurs suite au déploiement des compteurs intelligents.

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

4.5 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 2018/1999¹²³ 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)¹²⁴.

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 énergétique¹²⁵.*

4.6 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 dans un délai de 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 identique existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché.

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'aide 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 »¹²⁶.

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 52 et le Graphique 53 renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2017 et 2021 auprès des clients résidentiels. Dans le secteur électricité, les GRD indiquent avoir effectué toutes les déconnexions et reconnexions dans les délais légaux.

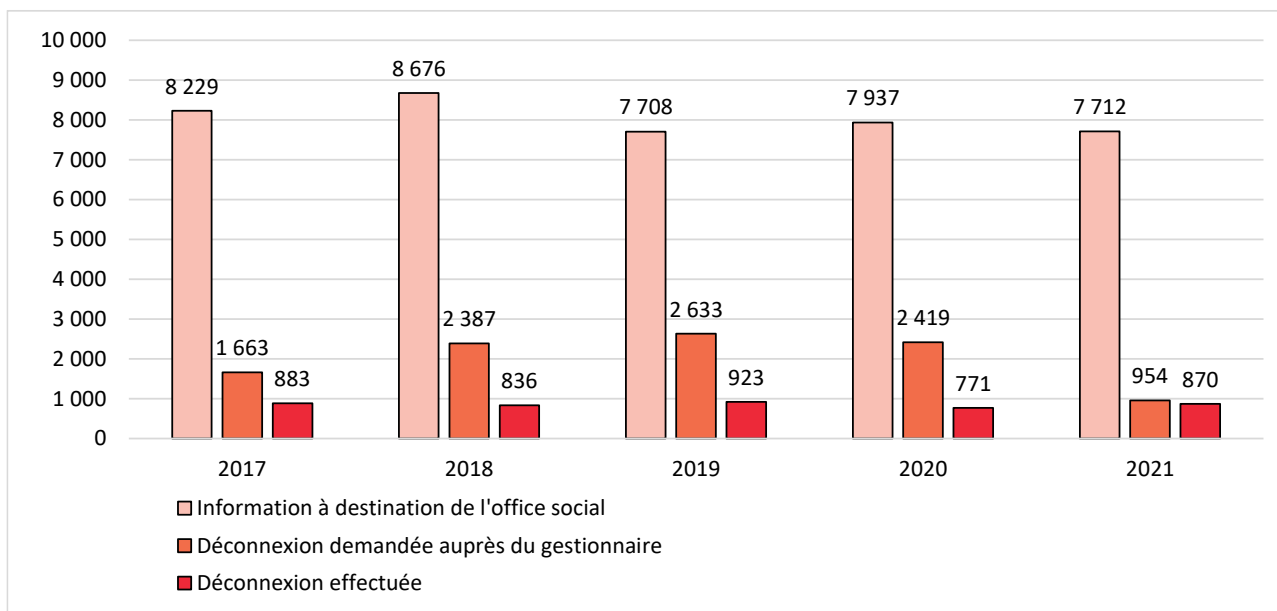
¹²³ Règlement (UE) 2018/1999 de Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) no 663/2009 et (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 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.

¹²⁴ Les mesures pour lutter contre la précarité énergétique sont définies à la section 2.4.4. du [PNEC](#).

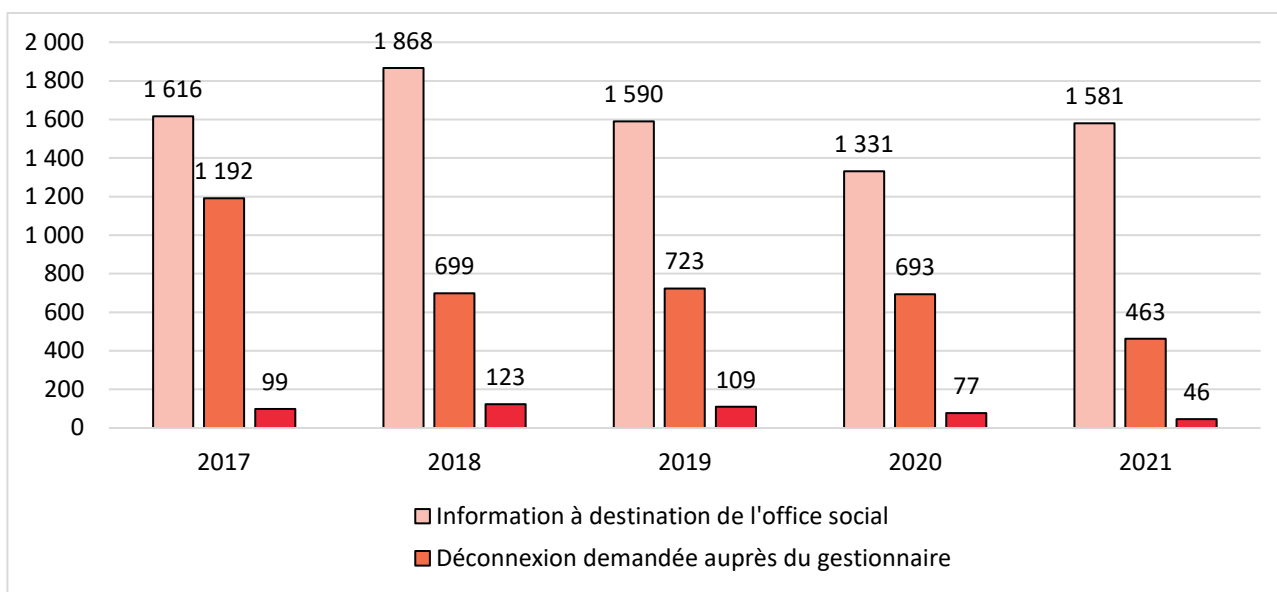
¹²⁵ Fonds national de solidarité : <https://www.fns.lu/>

¹²⁶ 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 52 : Procédures de déconnexion - secteur électricité



Graphique 53 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel

Dans le secteur de l'électricité, on constate une diminution de -3 % des procédures de déconnexion entamées, donc des dossiers envoyés à l'office social. Néanmoins, on constate une augmentation de 13 % du nombre de déconnexions effectivement exécutées.

Dans le secteur du gaz naturel, on constate une augmentation des dossiers envoyés à l'office social (+19 %) et une baisse des déconnexions exécutées (-40 % par rapport à 2020).

4.7 LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Le fournisseur du dernier recours, qui est désigné suivant des critères transparents et publiés, prend en charge les clients finals pour lesquels le fournisseur serait dans l'incapacité de fournir. Depuis la modification légale du 3 février 2021, les clients pour lesquels la fourniture par défaut prend fin sans qu'ils n'aient choisi de nouveau fournisseur ne tombent plus sous le régime de la fourniture du

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

dernier recours. 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 2021, 2 425 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 est devenu défaillant.

Dans le secteur du gaz naturel, aucun cas de fourniture du dernier recours n'a été rapporté à l'Institut.

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.

À l'échelle européenne, de nombreux acteurs du marché ont connu des problèmes de liquidités voire des problèmes de solvabilité dus au manque de couverture du risque de prix. Aussi le Luxembourg n'a pas été épargné. Plusieurs fournisseurs ont suspendu de manière temporaire la commercialisation de produits standards d'électricité à de nouveaux clients. L'Institut a dû déclarer la défaillance du fournisseur Eida étant donné que Eida n'était plus en mesure de fournir ses clients d'électricité à cause d'une faillite de son fournisseur en amont et prestataire de services. Les clients de Eida ont été transférés au fournisseur du dernier recours, avec effet au 14 décembre 2021, qui continue leur approvisionnement de manière temporaire jusqu'à ce que le client ait pu choisir un nouveau fournisseur. Pour les fournitures de gaz naturel, Eida a informé ses clients le 24 décembre 2021 qu'il allait résilier, suite à des problèmes de liquidités, tous les contrats de fourniture de gaz naturel avec ses clients et arrêter ses activités de fourniture de gaz naturel en janvier 2022.

Toujours dans le contexte de la hausse des prix de marché de gros, l'Institut a approuvé les propositions de prix pour la fourniture par défaut et la fourniture du dernier recours telle que soumises par les fournisseurs respectifs, ceci pour tenir compte du coût augmenté des fournitures non programmées.

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	Network 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° 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
OSE	Opérateurs de Services Essentiels
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
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.	21
Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.	21
Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2021	24
Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions	35
Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées	35
Tableau 6 : demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité	38
Tableau 7 : Résultats de la 4 ^{me} procédure d'appel d'offres pour installations PV de capacité 200 kW à 5 MW	42
Tableau 8 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau	54
Tableau 9 : Importations d'électricité	55
Tableau 10 : Exportations d'électricité	55
Tableau 11 : Prix moyens annuels du marché <i>day-ahead</i> dans la zone DE/LU	57
Tableau 12 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité	57
Tableau 13 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2021	59
Tableau 14 : Évolution du volume d'énergie fournie aux différents segments du marché de détail	60
Tableau 15 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2020 et 2021	63
Tableau 16 : Volumes attribués au travers des enchères 2021	78
Tableau 17 : Centrales de production au Luxembourg	81
Tableau 18 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2021	89
Tableau 19 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon Eurostat	95
Tableau 20 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2021-2022	96
Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2021	97
Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2020 et 2021	100
Tableau 23 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel	109

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

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Réseaux électriques	17
Graphique 2 : Le groupe Encevo en 2021	20
Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale	26
Graphique 4 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW	27
Graphique 5 : courbe de charge du jour de la pointe 2021	28
Graphique 6 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2021	29
Graphique 7 : Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2021	30
Graphique 8 : Courbe de charge du jour de la pointe de production en 2021	31
Graphique 9 : Pourcentage de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production	32
Graphique 10 : Couverture de la consommation par la production et les importations en GWh	33
Graphique 11 : Déplacement des périodes de charge	34
Graphique 12 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur	36
Graphique 13 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause	36
Graphique 14 : Capacités Photovoltaïques mise en service au cours 2021	37
Graphique 15 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes	39
Graphique 16 : Évolution de la capacité totale installée pour les technologies photovoltaïque et éolienne	40
Graphique 17 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables	41
Graphique 18 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité	41
Graphique 19 : Effets désirés de l'autoconsommation	43
Graphique 20 : Évolution des centrales de production en mode autoconsommation	45
Graphique 21 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité	47
Graphique 22 : Points de recharge connectées au réseau du gestionnaire de réseau de distribution	50
Graphique 23 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients	60
Graphique 24 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail de l'électricité	61
Graphique 25 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)	62
Graphique 26 : Proportion des composantes sur la facture annuelle d'un consommateur résidentiel	64
Graphique 27 : Prix annuels 2019, 2020 et 2021 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	65
Graphique 28 : Évolution du prix de l'énergie des produits avec garantie de prix - comparé aux produits sans garantie de prix	66
Graphique 29 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2021	68
Graphique 30 : Évolution du nombre total de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2021	69
Graphique 31 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2021 (en kWh)	70
Graphique 32 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC	71
Graphique 33 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants) – catégorie IC	72
Graphique 34 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)	73
Graphique 35 : Développement sur le marché de gros de l'électricité	74
Graphique 36 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2017 - 2021	75
Graphique 37 : Différence entre le meilleur prix d'approvisionnement de gros de l'électricité et le prix d'approvisionnement de gros le plus cher	76
Graphique 38 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel	90
Graphique 39 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2021 par type de raccordement	91
Graphique 40 : Nombre de demandes de consommation de gaz naturel en 2021 par type de demandeurs	92
Graphique 41 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel	93
Graphique 42 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients	98
Graphique 43 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail du gaz naturel	99
Graphique 44 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)	101
Graphique 45 : Prix annuel 2019, 2020 et 2021 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	102

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

Graphique 46 : Évolution du prix de l'énergie des produits avec garantie de prix - comparé aux produits sans garantie de prix.....	103
Graphique 47 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients résidentiels (prix courants)	105
Graphique 48 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients industriels (prix courants)	106
Graphique 49 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg	107
Graphique 50 : Développements sur le marché de gros du gaz naturel.....	108
Graphique 51 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2017 - 2021	109
Graphique 52 : Procédures de déconnexion - secteur électricité.....	118
Graphique 53 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel.....	118