

RAPPORT DE L'INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

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



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

2020

LUXEMBOURG, Octobre 2021

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



17, RUE DU FOSSÉ

ADRESSE POSTALE

L-2922 LUXEMBOURG

T +352 28 228 228

INFO@ILR.LU

WWW.ILR.LU

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

TABLE DES MATIÈRES

1	DÉVELOPPEMENTS MAJEURS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	6
1.1	VEILLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	6
1.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	6
1.1.2	DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX	6
1.1.3	SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE	7
1.2	COOPÉRATIONS EUROPÉENNES ET TRANSFRONTALIÈRES	10
1.2.1	AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE	11
1.2.2	COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS	11
1.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	11
1.3.1	AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ	12
1.3.2	AU NIVEAU DU GAZ NATUREL	12
1.4	LES MESURES TEMPORAIRES PENDANT LA CRISE SANITAIRE	12
2	LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	14
2.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	14
2.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	14
2.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	19
2.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	39
2.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	42
2.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	45
2.2.1	MARCHÉ DE GROS	45
2.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	48
2.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	64
2.3.1	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	64
2.3.2	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITÉS DE PRODUCTION	65
2.3.3	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU	66
2.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	67
2.3.5	SÉCURITÉ DES INFORMATIONS	67
2.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	69
2.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	69
2.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	70

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

3	LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL	73
3.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	73
3.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	73
3.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	73
3.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	79
3.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	80
3.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	82
3.2.1	MARCHÉ DE GROS	82
3.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	82
3.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	92
3.3.1	LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	92
3.3.2	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	93
3.3.3	DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS	93
3.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	93
3.3.5	SÉCURITÉ DE L'INFORMATION	94
3.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	94
3.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	94
3.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	94
4	PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS	95
4.1	PROCÉDURE DE MÉDIATION	95
4.1.1	RÈGLEMENT DE LITIGES	96
4.2	ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS	96
4.2.1	GUICHET UNIQUE EN LIGNE	97
4.2.2	SONDAGE AUPRÈS DE MENAGES LUXEMBOURGEOIS	97
4.3	LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	98
4.4	OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU	98
4.5	PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE	99
4.6	RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES	99
4.7	LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS	101

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 2020 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.

Le Paquet se compose² de quatre directives et quatre règlements qui remplacent et étendent le cadre légal et réglementaire existant. Les directives portent sur le marché intérieur de l'électricité, la promotion des énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et la performance énergétique des bâtiments. Les règlements concernent la gouvernance de l'union de l'énergie, l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie, le marché intérieur de l'électricité et la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité.

Les éléments du Paquet « Une énergie propre pour tous les européens » sont en cours d'implémentation, notamment à travers le 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, sur base duquel le plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC) a été adopté par le Gouvernement après consultation de la société civile et notifié à la Commission européenne. 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.

Au niveau national, la version finale du PNEC³ pour la période 2021-2030 a été adoptée par le Gouvernement en conseil en sa séance du 20 mai 2020, après une phase de consultation publique. Il décrit les politiques et mesures permettant d'atteindre les objectifs nationaux ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-55%), d'énergies renouvelables (25%) et d'efficacité énergétique (de 40 à 44%) à l'horizon 2030. Le PNEC établit notamment les objectifs en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à 2251 GWh pour le scénario cible et 1731 GWh pour le scénario de référence, par comparaison aux 979 GWh réalisés en 2020. Ce développement tout comme celui des bornes de charge, des pompes à chaleur et des nouveaux logements impactera significativement les coûts du réseau de distribution pour lesquels le PNEC anticipe une hausse de 70% pour le scénario cible et une hausse de 30% pour le scénario de référence à l'horizon 2030. L'expansion du réseau et la hausse des coûts de distribution pourra être atténué par le développement de la flexibilité et des systèmes de stockage.

La loi du 3 février 2021 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, publié au Journal officiel du Grand-Duché de Luxembourg (Mémorial A N° 94 du 5 février 2021), introduit le concept de l'autoconsommation collective

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

² <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>.

³ <https://environnement.public.lu/content/dam/environnement/actualites/2020/05/Plan-national-integre-en-matiere-d-energie-et-de-climat-du-Luxembourg-2021-2030-version-definitive-traduction-de-courtoisie.pdf>

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

à l'intérieur d'un bâtiment, tout comme la communauté énergétique renouvelable qui permettra notamment le partage de l'électricité parmi ses membres situés dans la même localité. Dans le présent rapport, l'Institut explique le concept de l'autoconsommation, dresse un état des lieux et donne une perspective sur l'avenir.

En outre, cette 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. 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.

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 2020.

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

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

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

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

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

En 2020, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 324.264 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,262 TWh. Ces clients finals se répartissent entre neuf 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 979 GWh en 2020 (en hausse de 22% par rapport à 2019), correspondant à 15,6% de la consommation nationale.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché de Luxembourg compte 91.271 consommateurs représentant une consommation nationale de 8,090 TWh, en baisse de 9% par rapport à 2018 (8,88 TWh) due notamment au confinement et aux températures plus douces. Sept entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché de détail, six sur le marché résidentiel et sept 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.

Un nouveau contrat de prestations de services a été signé entre Creos et Encevo S.A. 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 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

Dans le secteur de l'électricité, chaque gestionnaire de réseau est obligé de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande. Il incombe en outre aux gestionnaires de réseaux de soumettre les conditions techniques, financières et générales de raccordement pour acceptation par l'Institut. Depuis le 1^{er} janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois, en conséquence de la péréquation nationale, que le consommateur soit raccordé au réseau de Creos ou à un des autres réseaux (Ville de Diekirch, Ville d'Ettelbruck, Sudstroum, Electris). La péréquation tarifaire⁴ facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

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

⁴ 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

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.

L'année 2020 marque la dernière année de la période de régulation 2016-2020 et l'Institut a profité de cette occasion pour initier une évolution de la méthodologie permettant de faire face aux défis rencontrés par les gestionnaires de réseau. L'augmentation de la production décentralisée, le développement de l'électromobilité et la gestion de données qui se rapprochent de plus en plus vers du temps réel, obligent les gestionnaires de réseau à adapter leurs systèmes ainsi que leur façon de travailler. L'objectif poursuivi est de tenir compte de ces changements fondamentaux dans la méthodologie en donnant un cadre à ces développements au sein des gestionnaires de réseau.

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 allemande⁵ (ci-après dénommée « zone DE/LU »), ce qui permet aux acteurs de participer aux échanges d'électricité sur toute bourse permettant la livraison dans cette zone. La référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix day-ahead réalisé pour la zone DE/LU.

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

L'intégration de marché BeLux s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target 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, neuf entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : sept sur le marché résidentiel et neuf sur le marché non résidentiel. Sur le marché de détail du gaz naturel, sept entreprises de gaz naturel sont actives au Luxembourg : six sur le marché résidentiel et sept 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 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.

⁵ 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.

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

1.1.3.3 AUTOCONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

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 sera 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.

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. Il peut ainsi économiser environ 16 ct par kWh autoconsommé, soit une économie supérieure au tarif d'injection réglementé qui est applicable pour les nouvelles installations de production d'électricité.

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.

En 2020, dans le cadre de l'implémentation 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, l'Institut a contribué à la consultation nationale du plan national intégré en matière d'énergie et de climat. La version finale du PNEC⁷ pour la période 2021-2030 a été adoptée par le Gouvernement en conseil en sa séance du 20 mai 2020, après une phase de consultation publique. Il décrit les politiques et mesures permettant d'atteindre les objectifs nationaux ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-55%), d'énergies renouvelables (25%) et d'efficacité énergétique (de 40 à 44%) à l'horizon 2030. Le PNEC établit notamment les objectifs en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à 2251 GWh pour le scénario cible et 1731 Wh pour le scénario de référence, par comparaison aux 979 GWh réalisés en 2020. Ce développement tout comme celui des bornes de charge, des pompes à chaleur et des nouveaux logements impactera significativement les coûts du réseau de distribution pour lesquels le PNEC anticipe une hausse de 70% pour le scénario cible et une hausse de 30% pour le scénario de référence à l'horizon 2030. L'expansion du réseau et la hausse des coûts de distribution pourra être atténué par le développement de la flexibilité et des systèmes de stockage.

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 installations photovoltaïques. Les nouvelles capacités photovoltaïques installées par année civile passent de 1 MW en 2018 à 24 MW et à 27 MW en 2019 respectivement 2020. 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.

En matière de régimes de support pour les énergies renouvelables, le Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du Territoire a lancé en 2020 un troisième appel d'offres portant sur 40 MW dont 14,64 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.

⁷ <https://environnement.public.lu/content/dam/environnement/actualites/2020/05/Plan-national-integre-en-matiere-d-energie-et-de-climat-du-Luxembourg-2021-2030-version-definitive-traduction-de-courtoisie.pdf>

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

1.1.3.5 COMPTAGE INTELLIGENT

Le Luxembourg s'est doté en 2012 de dispositions légales qui mandatent les gestionnaires de réseau à remplacer au moins 95% des compteurs électriques par des compteurs intelligents pour la fin 2019 et au moins 90% des compteurs de gaz naturel pour la fin 2020. En électricité, cet objectif n'a pas été entièrement atteint, avec un taux d'installation de 94,7% au 31 décembre 2020. Dans le secteur du gaz naturel, la date cible pour un taux d'installation de 90% a été repoussé au 31 décembre 2021 au vu de la crise sanitaire Covid 19 ; dès lors, le taux de déploiement de compteurs intelligents en réseau de gaz au 31 décembre 2020 s'élevait à 84,8%.

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 2020, 98,3% des 300.942 compteurs intelligents électriques ont pu transmettre leurs données de consommation quart-horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Cependant, 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. Cependant, des progrès significatifs ont été réalisés à cet égard jusqu'au 31 juin 2021 et les gestionnaires de réseau envoient désormais les valeurs quart-heure de plus de 90 % des compteurs intelligents électriques aux fournisseurs d'électricité concernés chaque jour.

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 2020, 68,4% des 77.130 compteurs intelligents de gaz installés étaient en mesure de transférer leurs données au GRD respectif, mais pour aucun compteur de gaz, les valeurs de comptage horaires d'un client ne pouvaient être transmises à son fournisseur respectif jusque-là.

Fin 2020, il n'existait pas encore de dispositif « plug and play » sur le marché qui permette aux consommateurs de lire le port de connexion local de leur compteur. En 2021, les gestionnaires de réseau ont commencé à commercialiser le « Smarty Dongle », qui peut être connecté directement au compteur électrique intelligent via un petit câble. En combinaison avec une application mobile, l'utilisateur peut alors suivre sa consommation ou sa production à tout moment et n'importe où en temps réel et il peut également partager ces informations avec son gestionnaire de réseau et avec des fournisseurs de services énergétiques.

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.

La hausse de près de 10% du prix total de l'électricité pour les ménages en 2020 par rapport à 2019 s'explique par la hausse (15%) du prix de l'énergie, des taxes et obligations de service public (10%), ainsi que des coûts pour l'utilisation du réseau (augmentation de 7%). Une comparaison des prix de l'énergie et la fourniture avec l'Allemagne permet de constater que les coûts de l'énergie ont augmenté pour les catégories de consommateurs DC et IC au Luxembourg de 2019 à 2020. En Allemagne nous constatons une diminution du prix de l'énergie pour les clients DC alors que le prix pour les clients IC rejoint le niveau d'avant 2019.

Les offres de fourniture d'électricité actuellement sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'Institut appelle 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. 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. Malgré l'incitatif positif d'un produit dynamique pour que le consommateur adapte son comportement de consommation, il est important d'avertir le consommateur des risques de prix associés à la volatilité élevée des prix dynamiques.

Pour le gaz naturel, la comparaison des composantes « Énergie et Fourniture » permet de s'apercevoir que les coûts de l'énergie ont diminué pour toutes les catégories de consommateurs au Luxembourg comme en Belgique de 2019 à 2020.

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

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.

La différence de prix, qui correspondait en moyenne à un ordre de grandeur de 4 €/MWh pour les clients du segment D2 et 4,4 €/MWh pour les clients du segment I3. Cela représente 20% du coût de la molécule de gaz naturel en 2020.

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.

Notre analyse sur les produits offerts aux ménages en 2020 montre également que l'écart entre le produit le moins cher et le produit le plus répandu est de l'ordre de 240 € par an pour un ménage chauffant au gaz naturel alors que pour l'électricité, nous constatons un écart d'environ 80 € par an pour un ménage type. 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.

Dans le contexte de la hausse des prix de marché de gros en 2021, des augmentations des prix au détail seront vraisemblablement pratiqués par tous les fournisseurs dans les mois qui suivent. 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.

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 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 »⁸, qui compare les différentes offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel disponibles pour les clients résidentiels au Luxembourg. L'outil offre aux consommateurs une information complète et transparente pour qu'ils puissent faire un choix en toute connaissance de cause.

En attendant des développements et innovations de produits offerts par les fournisseurs suite au déploiement des compteurs intelligents, l'Institut a déployé en novembre 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 ainsi 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 nouvelle rubrique « Calculix Business ».

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.

⁸ www.calculix.lu

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

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 2020, 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 reçu le vote favorable des États membres en octobre 2020 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 ; la publication est intervenue début 2021. 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

Dans le secteur de l'électricité, les fournisseurs de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois ne pouvaient jusqu'à présent pas offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence. Suite à un modèle de coopération développé entre Creos et Amprion, l'Institut a émis un règlement (Règlement ILR/E20/8 du 24 mars 2020 concernant les modalités pour l'accès et la participation au marché des réserves de stabilisation de la fréquence) 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 stabilisation de la fréquence, sous réserve du respect de la réglementation applicable pour ces réserves sur le marché allemand.

En ce qui concerne le marché du gaz naturel, suite à l'approbation en octobre 2019 par l'ACER du programme d'engagements de Balansys conformément aux dispositions nationales transposant l'article 7(4) de la Directive 2009/73/CE, les documents réglementaires de Balansys mis à jour ont été approuvés à la fois par la CREG et l'Institut, de sorte que Balansys a pu également être actif en Belgique, et ainsi gérer l'équilibre sur l'ensemble de la zone BeLux à partir du 1er juin 2020.

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.

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

1.3.1 AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ

En-dehors de la centrale de pompage de Vianden (1.296 MW)⁹, la capacité de production totale installée s'est élevée à 522 MW en 2020, contre 488 MW en 2019. L'augmentation de la capacité de 34 MW est principalement due à la mise en service de nouvelles centrales éoliennes (+17MW) et de nouvelles centrales photovoltaïques (+27MW), alors que 11 MW de centrales de cogénération sont mis hors service.

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale contractuelle de 980 MW pour les lignes en provenance de l'Allemagne n'a pas été atteinte ; en 2020, la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg était de 785 MW, y compris les transits vers la Belgique.

En vue d'une croissance de la charge maximale du réseau Creos de +70% prévue en 2033, 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, le renforcement de l'interconnexion avec l'Allemagne est envisagé afin d'augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme. Dans ce cadre, Creos a communiqué publiquement son intention de renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne via la construction d'une double ligne de 380 kV utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays, ce qui permettra d'accroître la capacité d'environ 1.000 MW entre le Luxembourg et l'Allemagne en respectant le critère N-1 incluant une avarie de pylône; ce projet fait partie du plan de 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.

Depuis le 1er octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux permettent de couvrir la dernière pointe la plus élevée, mesurée en 2012, soit 300.000 m³/h avec de la capacité ferme. Aucun développement des capacités de transport de gaz naturel n'est actuellement planifié.

1.4 LES MESURES TEMPORAIRES PENDANT LA CRISE SANITAIRE

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la pandémie de la Covid-19, le gouvernement a déclaré l'état de crise, impliquant toute une série d'amendements à des textes de loi en vigueur pour prononcer des mesures temporaires, y compris dans le secteur de l'énergie.

La loi du 18 avril 2020 relative aux mesures temporaires dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel dans le cadre de la lutte contre le Covid-19 et modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel a prononcé les mesures suivantes :

- la validité de la durée de désignation du fournisseur par défaut peut être prolongée par décision de l'Institut luxembourgeois de régulation pour une période allant jusqu'à six mois après la fin de l'état de crise ;
- la date du 31 mars, date limite pour les parties obligées pour déposer au ministre le compte-rendu des économies d'énergie réalisées au cours de l'année civile révolue dans le cadre du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique, est reporté au 31 mai pour l'année 2020, tant dans le secteur de l'électricité que dans le secteur du gaz naturel ;
- la date limite du 31 décembre 2020 pour prouver l'installation de compteurs intelligents de gaz naturel auprès d'au moins 90% des clients finals raccordés aux réseaux des gestionnaires de réseau est reportée au 31 décembre 2021.

Dans ce même contexte d'état de crise, le gouvernement a décidé de suspendre, pour la durée de l'état de crise, les délais en matière de demande de raccordement de clients résidentiels, d'autoriser l'Institut à ne pas appliquer la procédure de consultation prévue à l'article 59 de la loi modifiée du 1er août 2007 lorsqu'il procède au réaménagement des délais et durées concernant la fourniture par

⁹ 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

défaut, respectivement la fourniture du dernier recours et de remplacer cette procédure de consultation par une procédure de concertation avec les parties directement intéressées .

Finalement, en considération des conséquences économiques de la crise sanitaire, le gouvernement a pris le règlement grand-ducal du 19 août 2020 relatif au fonctionnement du mécanisme de compensation du service d'intérêt économique général en matière d'efficacité énergétique temporairement mis en œuvre en vue de renforcer les activités d'économies d'énergie dans le contexte de la relance de l'activité économique entre le 1er juin 2020 et le 31 décembre 2020. Ce règlement grand-ducal s'applique à toutes les mesures d'économie d'énergie tombant sous le mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique dont le rôle actif et incitatif se réalise pendant la période du 1er juin 2020 au 31 décembre 2020, dont la réalisation est achevée au plus tard le 31 décembre 2021 et qui sont notifiées au plus tard le 31 mars 2022. Ainsi, l'État prend à sa charge le surcoût engendré par le service d'intérêt économique général presté par les parties obligées dans le cadre du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique dans la limite d'un montant de 2.000.000 Euros pour toute la durée concernée et pour toutes les parties obligées.

Même si globalement, la baisse de la consommation d'électricité est restée relativement mesurée (de l'ordre de 4.5%) par rapport à ce qui a pu être observé dans les pays voisins, les effets sont particulièrement visibles au cours de la période de confinement. Ainsi, sur la période de mars à juin 2020, la baisse de la consommation d'électricité observée au niveau national est de l'ordre de 15% par rapport à la même période en 2019.

Outre la faible consommation, la production à partir d'énergies renouvelables a atteint des sommets historiques au cours de la période considérée. En conséquence, la part de la production, essentiellement à partir d'énergies renouvelables, dans la consommation totale était bien plus élevée que d'habitude. Ainsi, le 23 mars 2020, la consommation au Luxembourg a été couverte à hauteur de 40% par de la production d'électricité au Luxembourg sans que ceci aurait causé des problèmes au réseau électrique.

Malgré la forte baisse et l'évolution atypique de la demande, ainsi que la contribution relativement élevée des énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement a été garantie à tout moment par les équipes dispatching des gestionnaires de réseaux.

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

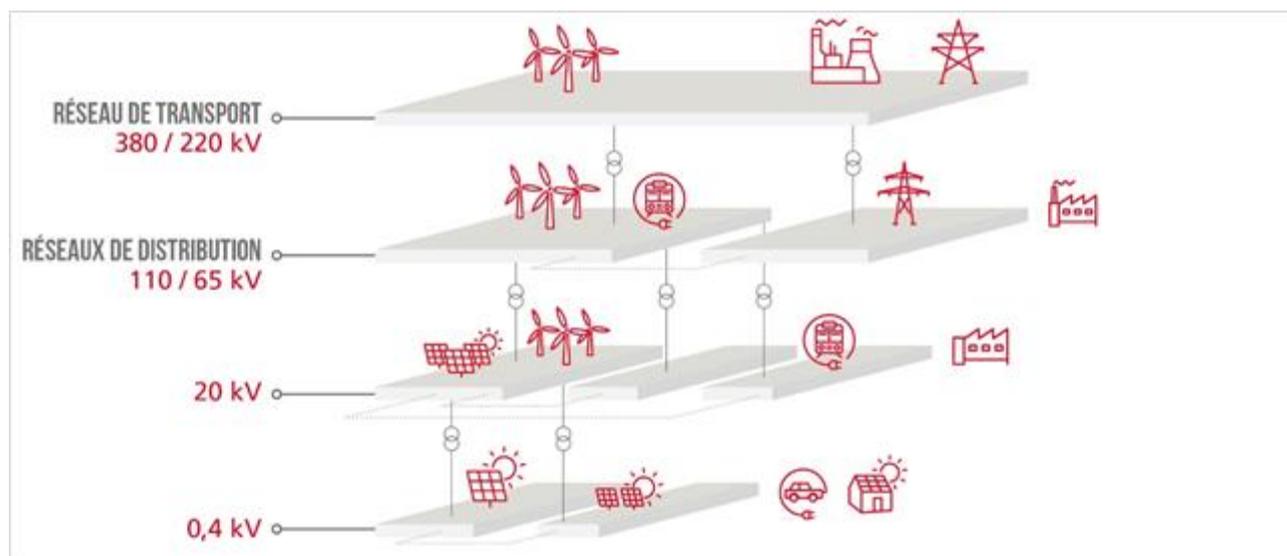
2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

Le Graphique 1 ci-dessous illustre la hiérarchie des réseaux de transport et de distribution électriques, telle qu'elle se présente au Luxembourg:

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

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



Graphique 1 : Réseaux électriques

2.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

2.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

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

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

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

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

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. 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 la même entreprise verticalement intégrée.

Un nouveau contrat de prestations de services a été signé entre Creos et Encevo S.A. 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

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

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. 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 S.A. (ci-après « 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 2020 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.

2.1.1.3 SÉPARTATION INFORMATIQUE

Le rapport de suivi du programme d'engagements portant sur l'année 2020 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.

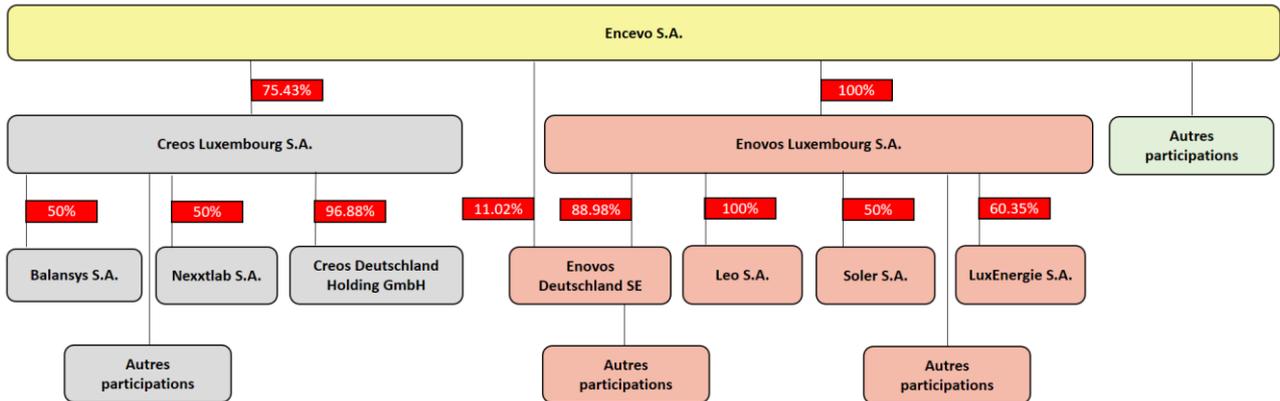
Avec effet au 1^{er} janvier 2019, les services informatiques (personnel et systèmes) d'Encevo ont été transférés contractuellement et physiquement à Creos qui preste désormais ces services pour les autres entités du groupe dans le cadre de « contrats de prestation de service ».

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.

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

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 2019¹¹

Le Tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2019 d'un actionnariat public à hauteur de 74,52 % des parts, les autres parts étant en main privée.

ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. AU 31.12.2020

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

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

¹¹ Source: Rapport annuel Encevo S.A. 2019.

¹² Ibid.

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

L'actionnariat de Creos se compose pour plus de trois quart 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 31.12.2020

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.¹³

2.1.1.5 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

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

L'article 26 de la directive 2009/72/CE 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. Les mêmes dispositions sont reprises par l'article 35 de la directive (UE) 2019/944.

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.

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

¹³ 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

appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 32(2bis) de la Loi Électricité. Or, pour le consommateur lambda, la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise.

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

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

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

2.1.1.8 DISSOCIATION COMPTABLE

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

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

2.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

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

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

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

2.1.2.1 SERVICES D'ÉQUILIBRAGE

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

Sans préjudice des obligations des responsables d'équilibre en matière de leurs injections et prélèvements, Creos, dans sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, est responsable de l'équilibre en temps réel entre les injections et prélèvements d'électricité dans sa zone de réglage. Afin de garantir l'équilibre, il doit veiller à disposer de capacités de réserve 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,

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

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

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 2020 s'est améliorée par rapport à 2018/2019 la moyenne des écarts d'équilibre étant de -0.07% en 2020 par rapport à -1.75% en 2019. Le recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevait à 170 GWh (223 GWh en 2019), et les au recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) se sont élevés à 167 GWh (148 GWh en 2018). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion, qui ont varié entre -6.50 €/kWh et 15.86 €/kWh, prix bien plus élevés qu'en 2019 puisque les prix étaient alors compris entre -2.32 €/kWh et 2.86 €/kWh. Par ailleurs, bien que certains périmètres d'équilibre aient dépassé l'écart-type toléré selon la grille décrite dans les règles d'équilibrage, aucune pénalité n'a été appliquée car le contexte de la pandémie de la Covid-19 a rendu les prévisions difficiles, en particulier pour les clients industriels.

2.1.2.1.2 ACCÈS AUX RÉSERVES

Les fournisseurs de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois ne pouvaient jusqu'à présent pas offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence. Suite à un modèle de coopération développé entre Creos et Amprion, l'Institut a émis un règlement (Règlement ILR/E20/8 du 24 mars 2020 concernant les modalités pour l'accès et la participation au marché des réserves de stabilisation de la fréquence) 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 stabilisation de la fréquence « *regelleistung.net* », sous réserve du respect de la réglementation applicable pour ces réserves sur le marché allemand. Pour ce faire, le fournisseur de service d'équilibrage doit conclure avec Amprion un contrat cadre pour la fourniture de réserves de stabilisation et un contrat d'équilibre. L'agrégation, même transfrontalière, des unités techniques au sein de la zone RFP commune est autorisée. Le processus de préqualification visé à l'article 16, paragraphe 1, du Règlement (UE) 2017/2195 et détaillé aux articles 159 et 162 du Règlement (UE) 2017/1485 est assuré par Amprion, et permet notamment de vérifier que les fournisseurs potentiels de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois satisfont d'une part aux exigences minimales en matière de technologies de l'information pour un transfert de données fiable, et d'autre part aux exigences en matière de confidentialité, de disponibilité et d'intégrité des infrastructures et des données, ainsi qu'aux exigences techniques. Ces dispositions sont d'application depuis le 1er juin 2020.

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.

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

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. Fin 2020, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport (ci-après « GRT »), un gestionnaire détenteur d'une concession de réseau industriel (ci-après « GRI ») et 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution (ci-après « GRD »)¹⁵.

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

FONCTION	GESTIONNAIRE DE RÉSEAU	NOMBRE DE RACCORDEMENTS	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.	291 593	592,9	9 529,5	Creos Luxembourg S.A. Commune de Steinfort Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s. (« Electris ») ¹⁶	4 210	0	189,1	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	4 010	0	167,0	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	18 902	0	602,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4 989	0	107,8	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s.	11	123,4	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 2020

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 légales.

La Loi Électricité prévoit que le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès à son réseau aux producteurs d'électricité, à l'exception des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit

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

¹⁶ Par arrêté ministériel du 22 décembre 2020, une nouvelle concession pour la gestion d'un réseau de distribution a été octroyée à la société Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l. avec effet à partir du 1^{er} janvier 2021.

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

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 2020 aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

Les conditions techniques de raccordement aux réseaux basse et moyenne tension ont été mises à jour et approuvées par l'Institut en 2019.

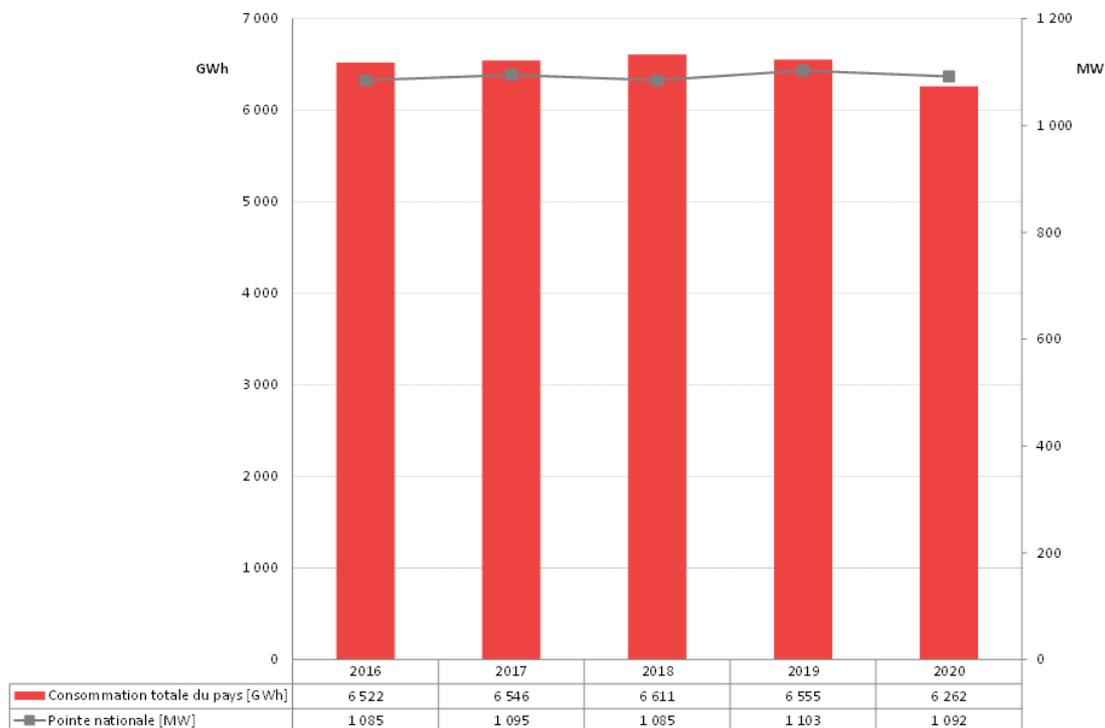
En ce qui concerne les conditions techniques de raccordement BT, le règlement ILR/E19/18 du 11 mars 2019 introduit des amendements qui traitent du raccordement d'infrastructure pour recharge de véhicules électriques.

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.

La prochaine version des conditions techniques de raccordement sera 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.

2.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation au niveau national en 2020 a diminué de quelques 4.5% pour s'établir à 6,262 TWh, la pointe nationale démontre un léger recul de l'ordre de 1%. Le Graphique 3 montre l'évolution de la consommation et de la charge maximale annuelle depuis 2016.



Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux¹⁷

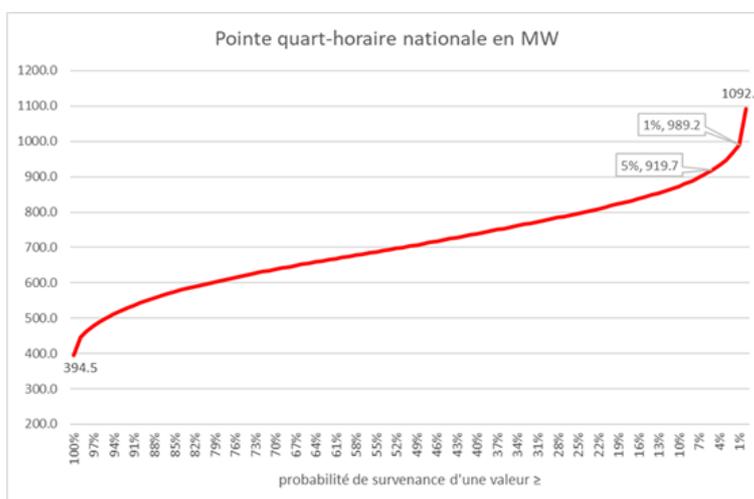
¹⁷ Creos (réseau de transport) et Sotel (réseau industriel)

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

La puissance de pointe enregistrée, c'est-à-dire la puissance maximale soutirée par les consommateurs dans la zone Creos (GRT)¹⁸ est en léger retrait, s'établissant à 823 MW contre 829 MW en 2019. La pointe dans la zone Sotel (GRI) affiche un retrait plus marqué à 302 MW (contre 314 MW en 2019). Néanmoins, la pointe simultanée des deux zones reste relativement stable, à un niveau de 1.092 MW. Elle a eu lieu le mardi 28 janvier 2020 à 17:45 heures. La pointe nationale du Graphique 3 est la pointe simultanée de la zone Creos (GRT) et de la zone Sotel (GRI) dans la période d'observation (2016-2020).

Si la pointe nationale affiche une légère diminution entre 2020 et 2019, la charge moyenne quart-horaire est en diminution de 5% en s'établissant à 708 MW contre 748MW en 2019

Au-delà de ces effets, il est intéressant d'observer la distribution des puissances quart-horaires qui est représentée sur le Graphique 4.



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

En effet, 95% des charges sont inférieures à 920 MW, pendant 99% du temps la charge est inférieure à 989 MW.

En considérant que les réseaux sont dimensionnés en fonction de l'évolution de la charge, 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 représente un volume d'environ 103 MW flexibles pour effacer les pointes les plus élevées.

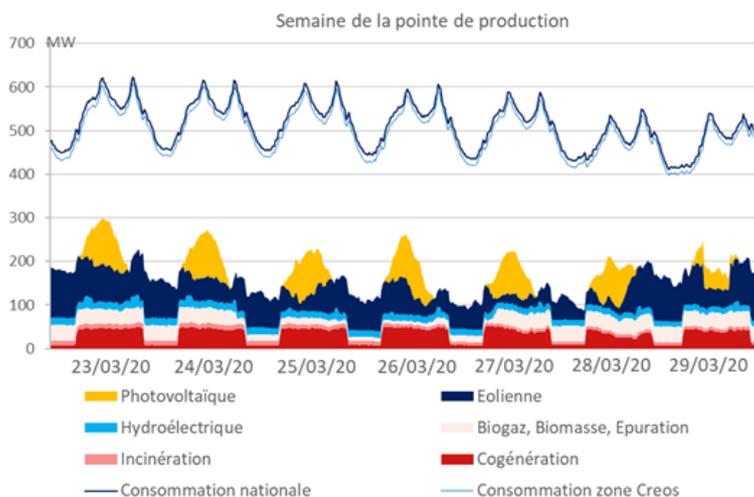
Un autre facteur de dimensionnement des réseaux se rapporte à la production d'énergie renouvelable. L'augmentation du nombre d'unités de production intermittentes peut, sous certaines conditions, mettre les réseaux sous pression. En effet, le déséquilibre survient lorsque la consommation et la production 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 2020 a démontré que les réseaux actuels sont capables d'accueillir davantage de production 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.

En poursuivant l'analyse au niveau hebdomadaire, le Graphique 5 ci-dessous, confirme 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.

¹⁸ Par zone Creos (GRT), on entend les données agrégées de consommation et puissance du GRT et des 5 gestionnaires de réseau de distribution (GRD).

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

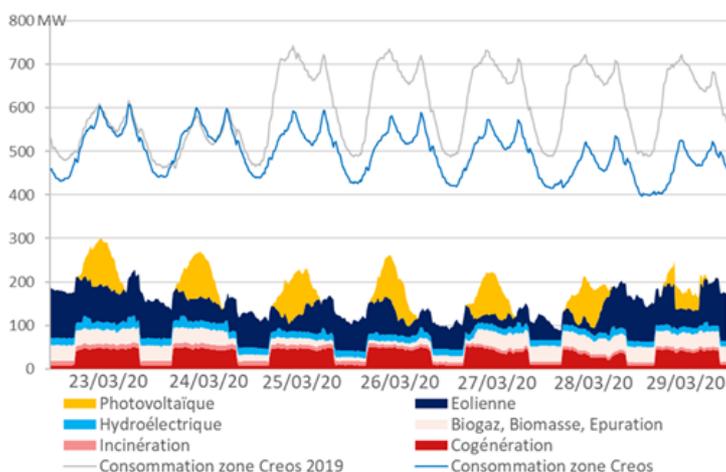


Graphique 5 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2020

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 300 MW alors que dans le même temps, la consommation était à un niveau anormalement bas en raison du confinement. Ainsi, le 23 mars 2020, la consommation au Luxembourg a été couverte à hauteur de 40% par de la production d’électricité au Luxembourg sans que ceci aurait causé des problèmes au réseau électrique.

Même si globalement, la baisse de la consommation d’électricité est restée relativement mesurée (de l’ordre de 4.5%) par rapport à ce qui a pu être observé dans les pays voisins, les effets sont particulièrement visibles au cours de la période de confinement. Ainsi, sur la période de mars à juin 2020, la baisse observée au niveau national est de l’ordre de 15% par rapport à la même période en 2019.

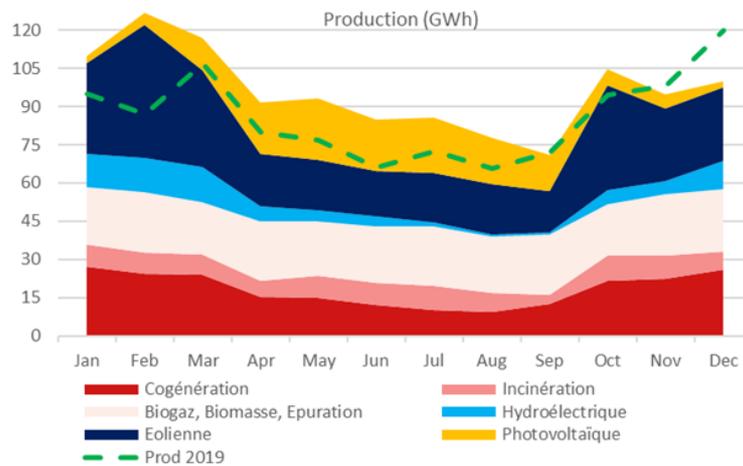
À titre illustratif, le Graphique 6 ci-dessous se rapporte à la charge sur la zone Creos au cours de la deuxième semaine de confinement. En comparant les consommations à la même période de 2019, on constate que la consommation des jours de la semaine en 2020 est bien inférieure à la consommation des jours de la semaine en 2019 et s’établit plutôt au niveau de la consommation d’un weekend de l’année 2019.



Graphique 6 : Courbe de charge sur la zone Creos au cours de la deuxième semaine de confinement

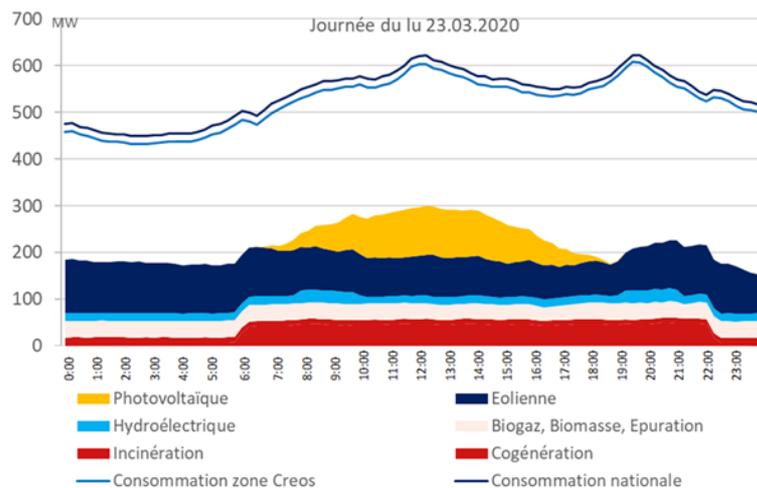
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

Sur l'année, on constate 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, tel qu'illustré au travers le Graphique 7.



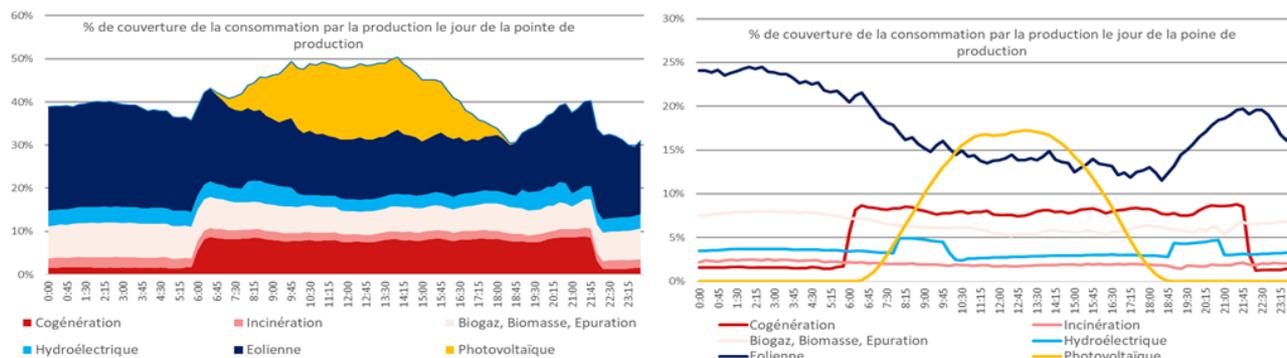
Graphique 7 : Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2020

En regardant de plus près la journée du 23 mars (Graphique 8 et Graphique 9), qui pour rappel est caractérisée par un niveau de production record sur l'année et un niveau de consommation anormalement bas compte tenu de la période de confinement, on constate que le taux de couverture par la production est en moyenne de 40%, le minimum et le maximum sur la journée étant respectivement de l'ordre de 30% et 50%. Sur l'année 2020, les capacités installées ont permis de couvrir en moyenne 19,3% 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%.



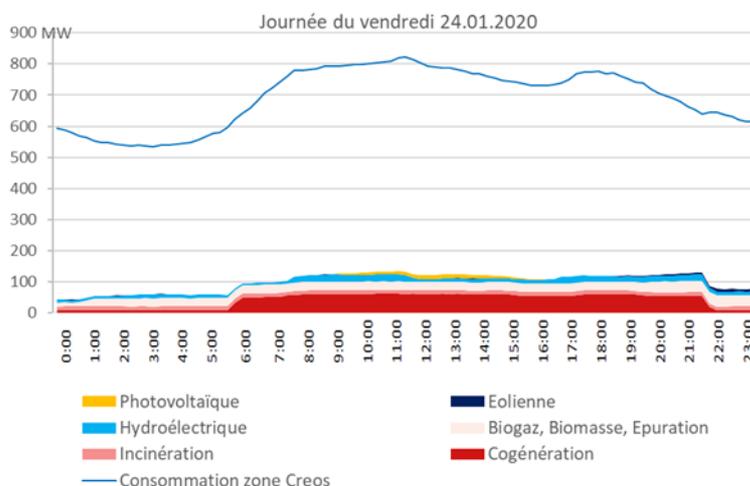
Graphique 8 : Courbe de charge du jour de la pointe de production en 2020

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



Graphique 9 : Taux de couverture de la consommation par la production le 23 mars 2020

Par contraste, la situation au moment des pointes de consommation est moins favorable. Les jours comme la journée du 24 janvier 2020, journée froide sans vent et soleil, font partie des journées les plus critiques pour le système électrique. La production ne couvrait que 14% de la consommation de la zone Creos et seulement 12% de la consommation au niveau national (Sotel inclus).



Graphique 10 : Courbe de charge zone Creos – pointe Creos

Suite à 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 27 novembre à 19 :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 913MW, dont 189 MW étaient exportés vers la Belgique et 724 MW destinés à la consommation dans la zone Creos.

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 Creos¹⁹.

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

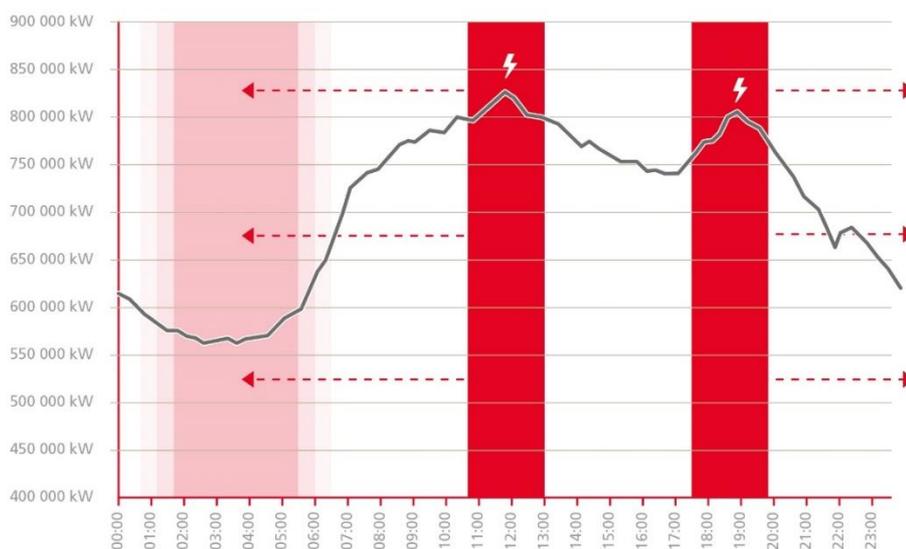
¹⁹ https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/NEWS/pdf/2020-2022/20201029_Scenario_Report_2040.pdf

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

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 11) – 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 réflexions 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.



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'électricité²⁰ 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, planifiées²¹ et non-planifiées²², et de leurs causes est renseignée dans le Tableau 4 ci-dessous.

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

²¹ 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.

²² Les gestionnaires de réseau sont chargés de réparer les dégâts causés au réseau suite à de évènements 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		2016	2017	2018	2019	2020
Interruptions planifiées		600	465	540	450	433
Interruptions non-planifiées	Conditions atmosphériques	5	15	27	9	22
	Force majeure	0	3	2	3	0
	Domage causé par un tiers	281	214	238	247	248
	Cause interne	205	234	234	247	236
	Réseau en amont	0	2	0	2	4
	Réseau en aval	2	18	54	15	31
TOTAL DES INTERRUPTIONS		1093	955	1095	973	974

Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions

Le nombre d'interruptions en 2020 reste au niveau de ceux de 2019. Les causes principales d'interruptions non-planifiées restent des dommages causés par des tiers d'une part et les causes internes au réseau d'autre part.

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 SAIDI²³ et le SAIFI²⁴, dont l'évolution est documentée dans le Tableau 5 suivant²⁵ :

	2016	2017	2018	2019	2020
SAIDI (non-planifié)	16,6	21,3	23,4	27,3	16,6
SAIFI (non-planifié)	0,23	0,26	0,31	0,35	0,26

Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées²⁶

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2020 de 16,6 minutes par année et par point de raccordement.

Ceci représente une diminution par rapport à l'année précédente. Cette diminution s'explique par l'absence de pannes importantes sur les réseaux telles qu'enregistrées en 2019.

Il convient de noter que la durée d'interruption au Luxembourg reste basse comparée à la moyenne européenne²⁷.

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2020 de 0,26 interruptions par année et par point de raccordement. Ceci représente aussi une légère baisse par rapport à l'année 2019.

Les GRDs indiquent que l'ensemble des 433 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. En ce qui concerne les 451 interruptions non-planifiées, aucun des clients concernés par ces interruptions n'a été informé pendant l'interruption sur la durée attendue de la panne.

²³ System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

²⁴ System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

²⁵ 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.

²⁶ Nouvelle méthode de calcul par rapport à l'année 2014: 1) les interruptions dont l'origine se situe en basse tension sont également inclus ; 2) le nombre d'utilisateurs affectés correspond au nombre de points de raccordement. Les valeurs de 2013 et 2014 ont été recalculées pour refléter ces modifications.

²⁷ 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

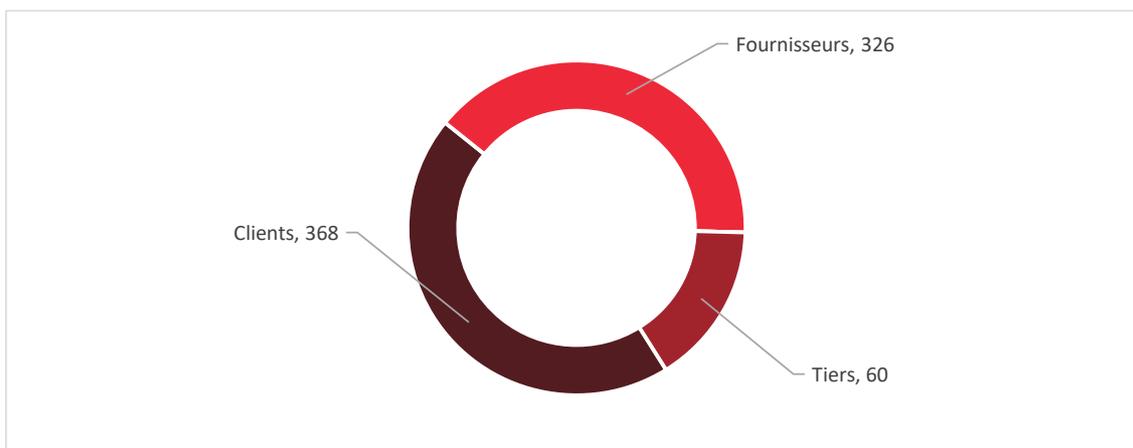
2.1.2.5.2 QUALITÉ DE SERVICE

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.

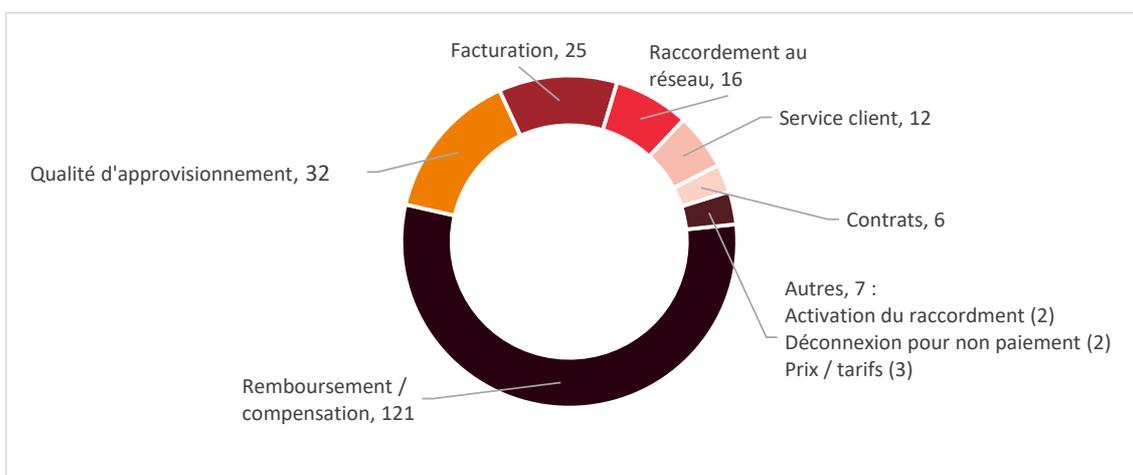
En ce qui concerne le traitement des demandes de raccordement, l'Institut constate qu'avec une augmentation de 2,4% du nombre total de demandes, le pourcentage de demandes de raccordement n'ayant pas été satisfaites dans les délais prescrits a diminué de 45% par rapport à 2019. Pour 79 de 2 956 demandes (2,7%), le traitement initial du dossier n'a pas été effectué dans les 10 jours ouvrables (contre 5% d'un total de 2 886 demandes en 2019), alors que 2,5% des raccordements en basse tension n'ont pas été finalisés endéans les 30 jours (contre 1,2% en 2019). 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 2020, un total de 818 demandes de données de consommation a été adressé aux GRD, ce qui se situe au niveau du nombre de demandes en 2019 (847). Une de ces demandes a été refusée.

Comme le montre le Graphique 12, la majorité de ces demandes (45%) proviennent de fournisseurs alors que 40% émanent directement de clients et 16% 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 225 réclamations au cours de l'année 2020. La plupart de ces réclamations étaient en rapport avec des remboursements ou paiements de compensation, la qualité d'approvisionnement ou le service clients des GRDs. Le Graphique ci-dessus visualise le nombre de réclamations reçues par les GRDs par catégorie.

L'Institut constate que 60% 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.

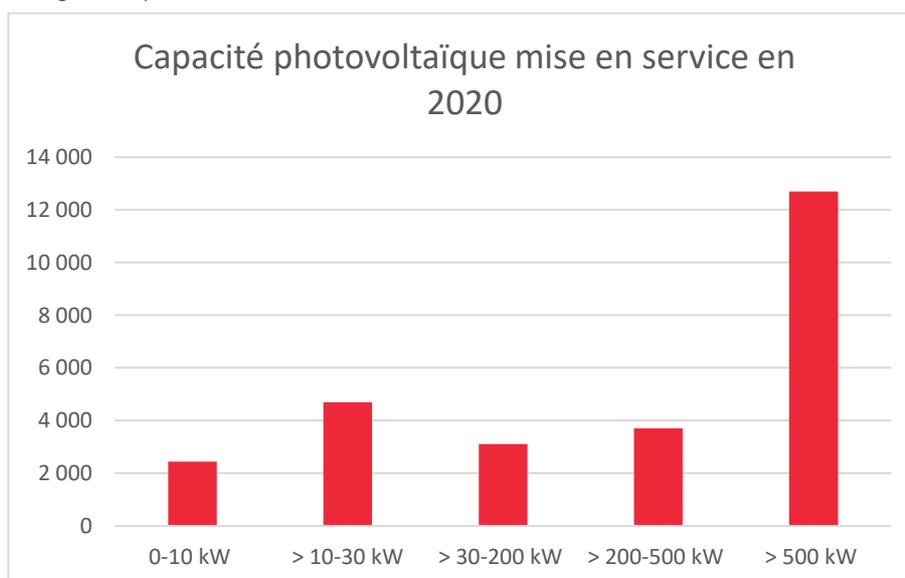
2.1.2.6 ÉNERGIES RENOUVELABLES

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 14 montre les nouvelles capacités photovoltaïques mises en service en 2020 par catégorie de puissance installée.



Graphique 14 : Capacités Photovoltaïques mise en service au cours de l'exercice

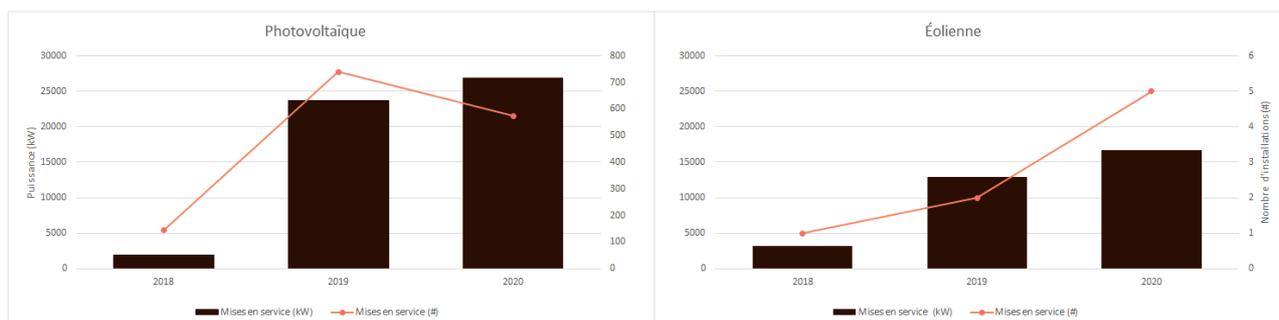
Le Tableau 6 suivant renseigne sur le nombre des demandes de raccordements et des mises en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables pendant l'exercice 2020.

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

	PHOTOVOLTAÏQUE		ÉOLIENNE		HYDRO-ÉLECTRICITÉ		BIOMASSE BOIS DE REBUT		GAZ NATUREL	
	Nombre	Puissance installée ²⁸	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée
Demands de raccordement en 2020	1.344	107.138	9	91.200	0	0	0	0	3	1.161
Mises en service en 2020 ²⁹	463	15.095	1	3.500	0	0	0	0	1	6
Mises en service en 2020 ³⁰	111	11.702	4	13.200	0	0	0	0	0	0
Mises hors service en 2020	23	195	2	2.600	0	0	0	0	5	1.775

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

En 2020, 1.356 nouvelles demandes de raccordement ont été faites auprès des cinq GRDs, ce qui représente une hausse de 33% par rapport à 2019 (1.018 demandes). La puissance correspondante à ces demandes est aussi en hausse avec 107.138 kW pour les centrales photovoltaïques et 91.200 kW pour les centrales éoliennes contre un total de 53.940 kW (centrales photovoltaïques) respectivement 32.311 kW (éoliennes) en 2019.



Graphique 15 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes

Quand on regarde les centrales photovoltaïques, qui étaient réellement connectés au réseau électrique en 2020, il s'avère que leur nombre est avec 574 inférieur au nombre de centrales l'année précédente (740), par contre la puissance totale de 26.797 kW des centrales mises en service en 2020 est 13 % plus élevée que celle de l'année précédente (23.722 kW). Il en résulte que la puissance moyenne des centrales PV nouvellement installées a augmenté de 45,6% par rapport à l'année précédente³¹.

²⁸ En kW.

²⁹ Sur base d'une demande en 2020

³⁰ Sur base d'une demande antérieure à 2020.

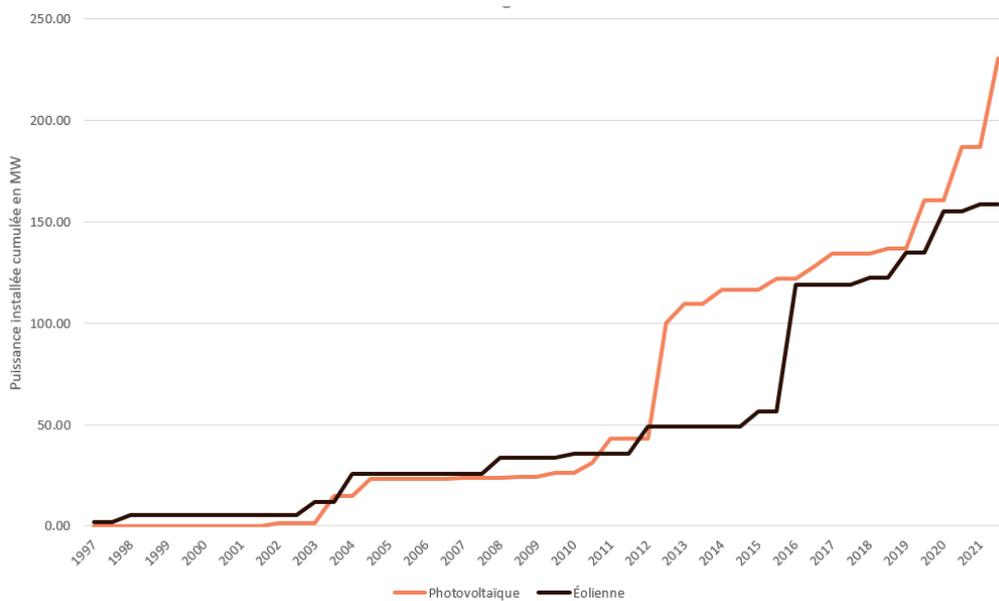
³¹ Cette tendance positive, en ce qui concerne la puissance électrique disponible grâce aux systèmes photovoltaïques, devrait augmenter de manière significative en 2021, car au cours du seul premier semestre 2021, 613 nouveaux systèmes ont été mis en service avec une puissance totale de 40.651 kW.

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

Dans le cas des éoliennes, c'est l'inverse : 5 unités ont été mis en service en 2020 avec une puissance totale de 16.700 kW contre seulement 2 systèmes nettement plus performants en 2019, dont la puissance totale était de 12.900 kW.

Le Graphique 15 illustre à la fois l'évolution des demandes de raccordement et des réalisations, en matière de puissance respective, pour les nouveaux systèmes PV et pour les nouvelles éoliennes en 2019 et en 2020.

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



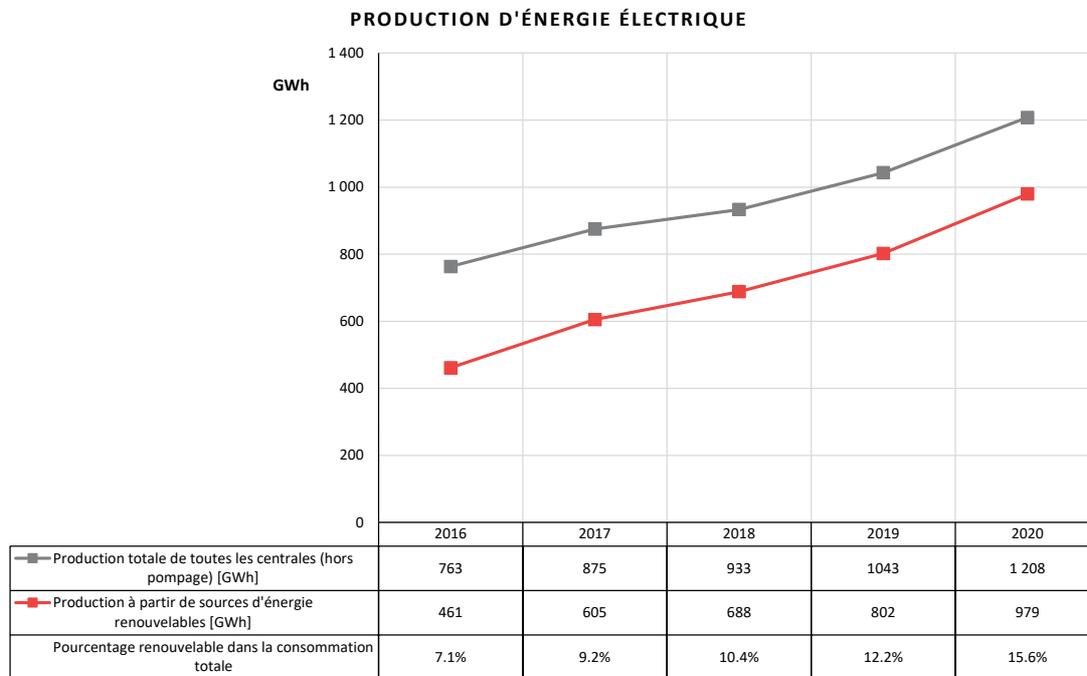
Graphique 16 : Évolution de la capacité totale installée pour les technologies photovoltaïque et éolienne

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 979 GWh en 2020 (en hausse de 22% par rapport à 2019), ce qui correspond à 15,6% de la consommation nationale.

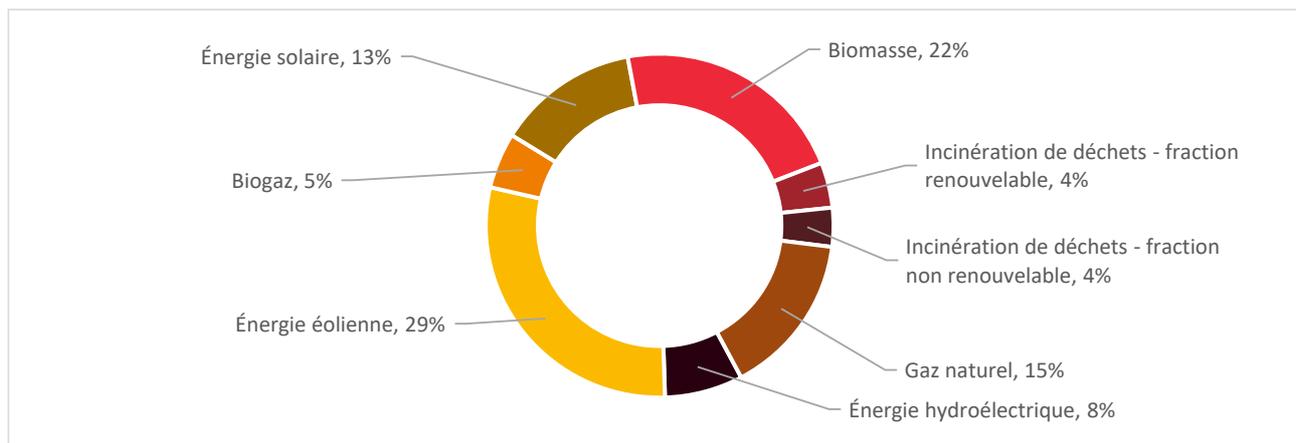
Cette hausse de 22% est principalement due à la production éolienne, à la production photovoltaïque et à la production électrique basée sur la biomasse. La production renouvelable en 2020 (979 GWh) a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles (228 GWh), et représente 81% de la production nationale en 2020.

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



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 29% à la production nationale. L'énergie à partir de la biomasse ou du bois de rebut contribue à hauteur de 22% à la production nationale, 15% 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 2020, le Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du Territoire a lancé un troisième appel d'offres portant sur 40 MW subdivisé en quatre lots distincts (voir Tableau 7). Des offres représentant un total de 14,64 MW, soit environ 37% des 40 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	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	10 MW	7 MW	13 MW	3 MW	7 MW
Rémunération plafond (€/MWh)	87 €/MWh	115 €/MWh	110 €/MWh	140 €/MWh	135 €/MWh
Puissance à allouer après report (MW) ³²			19,50 MW		
Nombre d'offres reçues	0	1	10	2	2
Résultats	0 MW	0,50 MW	12,62 MW	0.50 MW	1,02 MW
Puissance totale	14,64 MW (≈ 37%) de 40 MW				
Moyenne pondérée ³³ offres	- €/MWh	113,74 €/MWh	105,80 €/MWh	139,50 €/MWh	134,05 €/MWh
Moyenne pondérée totale	109,31 €/MWh				

Tableau 7 : Résultats de la 3e procédure d'appel d'offres pour installations PV de capacité 200 kW à 5 MW³⁴

Un quatrième appel d'offres portant sur une capacité de 55 MW sera lancé le 1^{er} octobre 2021.

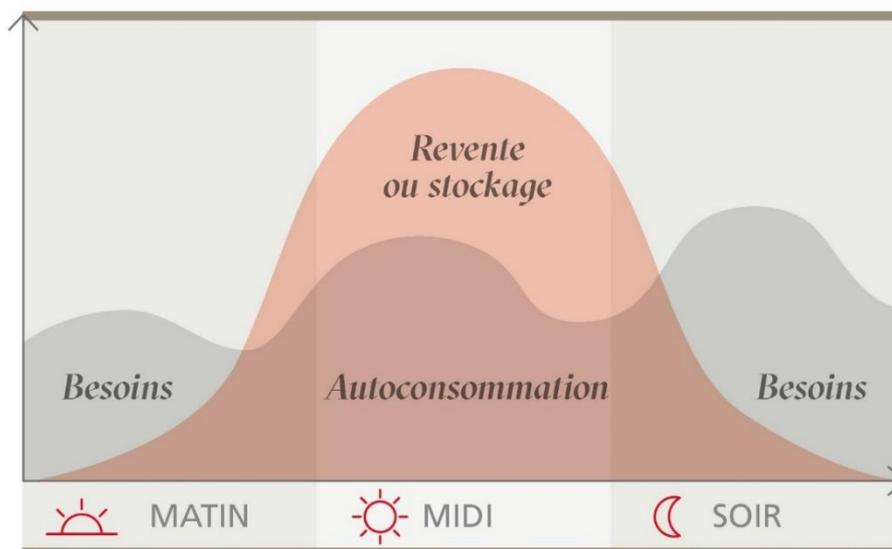
³² Selon l'article 5 du cahier des charges.

³³ Par la quantité d'électricité pouvant être produite.

³⁴ 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.

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. Il peut ainsi économiser à peu près 16 ct par kWh autoconsommé, soit une économie supérieure au tarif d'injection réglementé qui est applicable pour les nouvelles installations de production d'électricité.

Malgré cet intérêt économique, l'autoconsommation reste peu pratiquée. Beaucoup de producteurs, y inclus les ménages avec leur installation photovoltaïque sur le toit, ne sont pas conscients qu'ils peuvent utiliser leur production photovoltaïque en premier lieu pour couvrir la consommation de leur ménage et injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. Pour les installations anciennes, tant qu'elles tombent encore sous le régime de soutien, il reste économiquement plus intéressant de profiter des tarifs d'injection élevés à l'époque pour l'ensemble de la production électrique au lieu de consommer soi-même l'énergie que l'on produit et de bénéficier du tarif d'injection pour la seule partie de l'électricité injectée dans le réseau de distribution.

On comptait 118 centrales de production fonctionnant en mode « autoconsommation » en 2020 contre 94 en 2019. Ce sont surtout les centrales photovoltaïques qui sont opérées en mode « autoconsommation », leur nombre ayant augmenté en 2020 à 104 centrales (contre 83 en 2019). Les centrales destinées à l'autoconsommation représentent une puissance totale de 2.361 kW (contre 2.121 kW fin 2019) et ont en tout produit 2.781.774 kWh (2.686.429 kWh en 2019), dont 50% ont été autoconsommées.

Pour les nombreux systèmes photovoltaïques pour lesquels le soutien financier garanti par l'État a expiré ou expirera dans les années à venir, la configuration avec 100% injection (cf. Graphique 19) est nettement moins intéressante. Les propriétaires de telles systèmes PV ont donc tout avantage de consommer eux-mêmes l'électricité qu'ils produisent pour ainsi économiser la quasi-intégralité des coûts de leur approvisionnement électrique.

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 ».

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

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 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 2020, la version MdMS 3.2 est entrée en vigueur par le règlement ILR/E20/50 du 2 novembre 2020 remplaçant l'annexe du règlement modifié ILR/E17/55 du 3 octobre 2017 portant fixation des modalités pratiques et procédurales relatives aux échanges électroniques et automatisés de données et de messages entre acteurs du marché.

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 prochaines grandes évolutions concernent la facturation électronique entre gestionnaires de réseau et fournisseurs, la mise à disposition de services « compteurs intelligents » tels que la limitation de puissance par les fournisseurs, ainsi que l'introduction des procédures liées au partage de l'électricité.

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 1er juillet 2016 »³⁵ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité³⁶. En électricité, cet objectif n'a pas été entièrement atteint, avec un taux d'installation de 94,7% au 31 décembre 2020.

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

³⁵ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

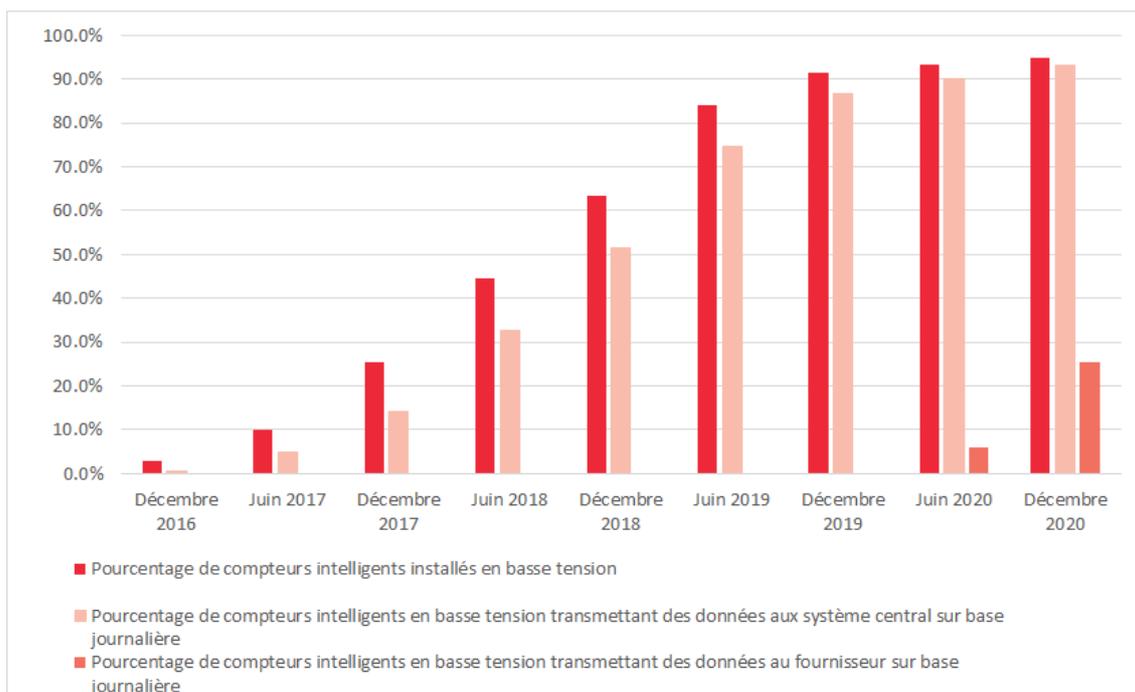
³⁶ Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

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

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-heure 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 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.



Graphique 20 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité

Au 31 décembre 2020, 98,3 % des 300.942 compteurs intelligents électriques ont pu transmettre leurs données de consommation quart-horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Cependant, 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. Cependant, des progrès significatifs ont été réalisés à cet égard jusqu'au 31 juin 2021 et les gestionnaires de réseau sont envoient désormais les valeurs quart-heure de plus de 90 % de tous les compteurs d'électricité aux fournisseurs d'électricité concernés chaque jour.

Fin 2020, il n'existait pas encore de dispositif « plug and play » sur le marché qui permette aux consommateurs de lire le port de connexion local de leur compteur. En 2021, les gestionnaires de réseau ont commencé à commercialiser sous la désignation « Smarty + » un dongle, qui peut être connecté directement au compteur électrique intelligent. En combinaison avec une application mobile, l'utilisateur peut alors suivre sa consommation ou sa production à tout moment et n'importe où en quasi temps réel et il peut également partager ces informations avec son gestionnaire de réseau et avec des fournisseurs de services énergétiques.

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

La régulation TEN-E³⁷ 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.

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 2020, les gestionnaires de réseau ont installé 36 nouvelles bornes, ce qui fait 400 bornes « Chargy » installées au 31 décembre 2020, sur un total de 800 bornes planifiées jusqu'en 2020. 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 86 bornes appartenant à des tiers qui sont intégrées dans le système central Chargy via le programme « Chargy OK ». Au cours de l'année 2020, 1 083 MWh ont été consommées aux bornes du système Chargy, une augmentation de 45% par rapport à 2019 (744 MWh). Ensemble avec la consommation sur les bornes « Chargy OK » (200 MWh), cette énergie correspond à une distance parcourue d'approximativement 6 400 000 km. Au jour de la publication du présent rapport, 16 fournisseurs de service de charge³⁸ 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 réseaux ou des tarifs des services accessoires et sont répartis équitablement sur tous les clients finals raccordés aux réseaux de distribution basse tension.

Un règlement grand-ducal du 19 août 2020 est venu modifier le règlement grand-ducal modifié du 3 décembre 2015 relatif à l'infrastructure publique liée à la mobilité électrique. Ainsi, il introduit notamment les notions d'aire de service autoroutière et d'aire de service routière qui viennent compléter les emplacements pour l'installation de bornes de charge publiques, répondant ainsi à la demande d'emplacements de bornes à charge rapide. En effet, le plan de déploiement de bornes du 22 septembre 2020³⁹ étend la mission des gestionnaires de réseau de distribution à l'installation de bornes de recharge rapides en courant continu (puissance supérieure à 300 kW) alors que jusqu'alors, cette mission ne visait que le déploiement de bornes d'une puissance de 22kW au maximum.

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 7876⁴⁰ 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 Chargy.

³⁷ Source : https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/regional-groups-and-their-role/smart-grid-regional-group_en

³⁸ <https://chargy.lu/fr/particuliers>

³⁹ <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rmin/2020/09/22/a792/jo>

⁴⁰ <https://chd.lu/wps/portal/public/Accueil/TravailALaChambre/Recherche/RoleDesAffaires?action=doDocpaDetails&id=7876>

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

2.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode applicable en 2020 est fixée par le règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016 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 2017 à 2020 et abrogeant le règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012.

Le règlement E16/14/ILR du 14 avril 2016 fixe les modalités de détermination des coûts et les mesures incitatives liés 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.

L'Institut met en évidence que le règlement E16/12/ILR 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'électricité⁴¹. Plus le gestionnaire de réseau propose des services non liés au transport ou à la distribution, plus le besoin de supervision et de contrôle par le régulateur de la dissociation comptable et fonctionnelle est important. Pour cette raison, le règlement E16/12/ILR exige que les services accessoires soient à comptabiliser parmi les activités de transport et/ou de distribution. Chaque service presté, qui n'est pas un service lié à l'activité de transport ou de distribution, est analysé au cas par cas pour déterminer son appartenance au périmètre régulé ou non.

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.

En parallèle, en 2020 l'Institut a poursuivi les travaux sur une nouvelle méthodologie tarifaire pour la période de régulation 2021-2024. L'objectif était d'incorporer des éléments favorisant la transition énergétique, les réseaux intelligents ainsi que la digitalisation. En date du 16 mai 2020 l'Institut a arrêté la nouvelle méthodologie. Pour plus d'informations sur les objectifs poursuivis et les adaptations apportées, le lecteur intéressé est invité à se référer au chapitre 2.1.3.5.

2.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement E16/12/ILR 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. 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 E16/12/ILR définit le principe du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) comme base de cette rémunération et présente les différents paramètres pris en compte lors de la détermination du CMPC. Pour ce cadre réglementaire, l'Institut a maintenu, comme pour la période de régulation précédente (2013-2016), une approche à moyen terme et à visibilité suffisante ; elle a pour objectif d'être proche des marchés financiers tout en évitant une volatilité non souhaitée. L'Institut souligne que la cyclicité dans le

⁴¹ 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

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 taux du CMPC retenu est de 6,12%. Ce CMPC est appliqué à la valeur des actifs régulés pour l'année en question.

Une attention particulière est donnée aux projets d'investissements au-delà d'une valeur d'un million d'euros. 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 pour la réalisation du projet d'investissement.

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'extension de réseau et à l'objectif d'efficacité. L'évolution du revenu autorisé devra permettre au gestionnaire de réseau de couvrir les charges liées à ses missions opérationnelles ordinaires sans porter atteinte au climat social. Tout effort additionnel consenti constitue un bénéfice supplémentaire pour le gestionnaire de réseau dans un premier temps et pour les consommateurs à partir de la période de régulation suivante. Le règlement E16/12/ILR a permis de redéfinir le niveau des charges contrôlables de la période 2017-2020 sur base des charges de l'année 2015. De cette manière les consommateurs ont profité des efficacités réellement atteintes par les gestionnaires de réseau durant la première période de régulation.

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.

2.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement E16/12/ILR 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.

En 2020, l'Institut a poursuivi des réflexions pour évaluer si une modification de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux peut contribuer à réussir la transition énergétique, notamment en incitant les consommateurs à utiliser leur flexibilité pour réduire la charge aux moments critiques. Une étude⁴² sur la viabilité d'un modèle de souscription de puissance au Luxembourg reflète l'avancement du processus de réflexion à ce sujet.

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

Le règlement E16/12/ILR impose également aux gestionnaires de réseau d'appliquer une composante de disponibilité du réseau lorsqu'une installation locale de production d'électricité réduit l'électricité prélevée au point de fourniture de l'utilisateur du réseau. En effet, depuis le 1^{er} janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau sont appliqués aux prélèvements des réseaux et non plus à la consommation comme c'était le cas avant 2017. Cependant, la composante de disponibilité permet de rémunérer la puissance mise à disposition par le réseau pour le cas d'une non-disponibilité de l'installation de production.

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.

⁴² <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-884.pdf>

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

Depuis le 1^{er} janvier 2020, tout consommateur, qui souhaite utiliser sa propre production d'électricité renouvelable, peut désormais profiter 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.

2.1.3.4 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU 2020

Au cours de l'année 2020, 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 2021. 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 année⁴³, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuel (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
		2016	2017	2018	2019	2020
Client résidentiel DC	2,5 - 5	74,60	63,90	75,40	74,50	79,70
Client industriel IC	500 - 2 000	36,70	29,30	34,00	33,30	30,4

Tableau 8 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau⁴⁴

L'augmentation des frais d'utilisation réseau pour le client résidentiel est le résultat d'une augmentation générale des coûts d'investissement ainsi que des charges d'exploitation en basse tension tandis que les apurements restent pratiquement inchangés par rapport à 2019⁴⁵.

2.1.3.5 NOUVELLE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE POUR LA PÉRIODE DE RÉGULATION 2021-2024

2020 marque la dernière année de la période de régulation 2016-2020 et l'Institut a profité de cette occasion pour initier une évolution de la méthodologie permettant de faire face aux défis rencontrés par les gestionnaires de réseau. L'augmentation de la production décentralisée, le développement de l'électromobilité et la gestion de données qui se rapprochent de plus en plus vers du

⁴³ <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>.

⁴⁴ Données issues d'Eurostat⁴². Les données annuelles sont basées sur les chiffres du 2^{ème} trimestre de l'année en question. Depuis 2017, Eurostat publie uniquement des valeurs annuelles.

⁴⁵ 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 plus importante que durant l'année précédente.

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

temps réel, obligent les gestionnaires de réseau à adapter leurs systèmes ainsi que leur façon de travailler. L'objectif poursuivi était de tenir compte de ces changements fondamentaux dans la méthodologie en donnant un cadre à ces développements au sein des gestionnaires de réseau.

En application des dispositions légales réglant la fixation des méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels ainsi que des services accessoires, l'Institut a soumis une proposition pour le nouveau règlement à la consultation publique du 29 janvier et le 5 mars 2020⁴⁶. Les réactions des parties intéressées ont été évaluées dans le document du résultat de la consultation. En fin de processus, le nouveau règlement ILR/E20/22 a été arrêté en date du 26 mai 2020 et publié au journal officiel N° 561 du 1^{er} juillet 2020.

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.

Au niveau des investissements, l'augmentation des seuils pour les projets d'investissement individuels et la définition du cadre ordinaire ont eu pour objectif de réduire la charge administrative des gestionnaires de réseau en limitant le nombre de projets à traiter. Dans le contexte de numérisation des réseaux électriques pour constituer des réseaux intelligents, un cadre réglementaire spécifique a été introduit pour des projets d'investissement informatiques.

Le CMPC nominal avant impôts a été fixé à 4,81% pour la période de régulation. La détermination de ce taux s'est appuyée sur une expertise réalisée par un bureau d'étude externe, spécialisé dans ce genre d'analyses. Tout comme dans le passé, l'Institut a tenu compte des remarques formulées durant le processus consultation, pour finalement arriver au taux retenu.

La formule de calcul des charges d'exploitation contrôlables a été adaptée pour mieux refléter l'évolution réelle des coûts en question. Sous cet angle le facteur d'efficacité est passé à 0%, partant à 1,5% durant la première période et 1% durant la deuxième période de régulation. En outre, pour tenir compte des coûts contrôlables relatifs au personnel recruté avant le début de la troisième période de régulation, un facteur RH a été introduit. Cet outil permet aux gestionnaires de réseau d'intégrer ces 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 de événements nécessaires et inévitables qui influencent la structure de ces coûts contrôlables et qui ne peuvent être adéquatement reflétés à travers la méthode d'indexation, ont été élargis. Ils comprennent 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.

Pour les charges d'exploitation non-contrôlables le changement majeur concerne les projets de recherche et de développement pour lesquels le cadre réglementaire est devenu plus favorable. 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 devrait 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 la dimension de disponibilité de réseau mais aussi un facteur qualité de service du gestionnaire de réseau. Cette qualité est mesurée par la moyenne de réalisation d'un raccordement en basse tension et le taux moyen de transmission des valeurs de comptage de l'énergie électrique aux fournisseurs d'électricité.

Au niveau de la structure tarifaire, le changement majeur concerne l'abolition de la composante de disponibilité pour un autoconsommateur produisant son électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Il en est de même pour les 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.

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 Schiffange, est uniquement utilisée pour ajuster les flux en temps réel au sein de CWE et pour

⁴⁶ [Consultation publique](#) sur le site de l'ILR

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

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. La capacité d'importation maximale contractuelle de 980 MW pour les lignes en provenance de l'Allemagne n'a pas été atteinte ; en 2020, la puissance maximale mesurée était de 785 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. Suite à la tornade du mois d'août 2019, les installations ont de nouveau été opérationnelles à partir de juillet 2020

Au Luxembourg, les importations physiques d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne ont diminué de 4,03 TWh en 2019 pour atteindre 3,58 TWh en 2020. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique ont augmenté pour atteindre 0,39 TWh. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la France ont diminué à 1,16 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont diminué pour atteindre 0,075 TWh (0,095 TWh en 2019). Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France⁴⁷ et vers l'Allemagne.

VOLUME IMPORTÉ (GWH)	2016	2017	2018	2019	2020
Belgique	313	532	386	240	390
France	1 139	888	1 302	1 338	1 155
Allemagne	4 314	4 302	4 137	4 029	3 584
TOTAL	5 765	5 722	5 825	5 607	5 129

Tableau 9 : Importations d'électricité

⁴⁷ Exportations < 5 MWh.

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

VOLUME EXPORTÉ (GWH)	2016	2017	2018	2019	2020
Belgique	6	52	147	95	75
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
TOTAL	6	52	147	95	75

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. Une partie des lignes de Sotel Réseau est dès lors mise à disposition pour secourir, en cas de besoin, le réseau Creos à partir du réseau de transport belge d'Elia.

2.1.4.2 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Parmi les projets en vue de renforcer les interconnexions avec les pays voisins, la réalisation d'une interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg vise à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir Chapitre 2.3) et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité.

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. Une deuxième phase à plus long terme, consistant à construire une nouvelle ligne 220 kV à deux ternes pour relier les sous-stations de Bascharage sur le réseau de transport luxembourgeois de Creos et d'Aubange sur le réseau de transport belge d'Elia, n'a cependant pas été reconduite pour la liste de PCIs de 2020, au vu des reconsidérations de développements de réseau potentiels avec les pays voisins, notamment avec l'Allemagne (voir Chapitre 2.3).

Ces développements 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.

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, à mettre à jour tous les 2 ans, tel qu'il est prévu à l'article 11 de la Loi Électricité. Ce plan national est établi 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 décennal 2021-2030 reprend les phases futures des projets d'interconnexion à l'étude 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 2020⁴⁸ et dans le dernier 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.

⁴⁸ <https://tyndp2020-proiect-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

2.1.4.4 COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut est impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans les initiatives régionales Centre-Ouest (CWE). Ainsi en 2020, l'Institut a principalement participé aux discussions portant sur l'amélioration du calcul des capacités *day-ahead* basé sur le modèle *flow-based* et à l'amélioration du calcul des capacités *intraday* au sein de la région CWE. En particulier, l'Institut a approuvé les adaptations apportées à la méthode de calcul de capacité pour le couplage de marché *day-ahead* basé sur les flux pour :

- introduire dans le calcul une nouvelle frontière entre les zones de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg et Belgique liée à la mise en service commerciale fin 2020 de la liaison en courant continu « ALEGrO » (Aachen Liège Electricity Grid Overlay) par les gestionnaires de réseau de transport belge et allemand, les sociétés Elia System Operator SA et Amprion GmbH ;
- tenir compte des nouvelles exigences concernant le calcul et l'allocation de la capacité, telles que prévues à l'article 16 du Règlement européen (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Au sein de CWE, la convergence des prix s'est améliorée en 2020 pour atteindre 50,2% au lieu de 48,4% en 2019, du fait de l'application du seuil minimal de capacité transfrontalière (20%) depuis 2018 et de la pandémie Covid-19 (moindre demande, moindre production, moindre utilisation des infrastructures réseau). D'autre part, les prix sur le marché court terme ont été significativement impactés à la baisse en 2020 du fait de la pandémie Covid-19 (prix moyen *day-ahead* de 39,4 €/MWh en 2020 au lieu de 55,3 €/MWh en 2019).

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. Fin 2020, les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité Core ont soumis aux régulateurs compétents des amendements à la méthode de calcul de capacité *day-ahead*, concernant notamment 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*.

Creos participe également dans la société de services JAO, établie à Luxembourg, qui agit pour les gestionnaires de réseau de transport impliqués comme point central chargé de mettre en place et de faire fonctionner les services liés aux enchères et à l'attribution de capacités de transport d'électricité 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/LU⁴⁹.

Fin 2020, 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 2020, le nombre d'heures de convergence des prix entre les zones de prix de la région Centre-Ouest (CWE) a augmenté de 1.8% par rapport à 2019. Au sein de la région CWE, les prix *day-ahead* les plus faibles se trouvaient dans la zone de marché DE/LU avec 30,5 €/MWh en moyenne sur toutes les heures de l'année.

⁴⁹ 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
Prix moyen (€/MWh)	29,0	34,2	44,7	37,6	30,5

Tableau 11 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU⁵⁰

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014⁵¹ 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 2018 à 2020: l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats bilatéraux hors marchés organisés d'une durée maximale de 2 ans : 64% en moyenne en 2020 de tous les approvisionnements. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés *spot* a connu une diminution en 2020. Ces contrats représentaient 3% en moyenne en 2020 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 7% en 2019. L'approvisionnement sur les marchés organisés à terme a également connu une diminution par rapport à 2019 pour tomber à 2% en moyenne en 2020 de tous les approvisionnements.

	MOYENNE 2018	MOYENNE 2019	CLIENTS RÉSIDENTIELS	CLIENTS PROFESSIONNELS		MOYENNE 2020
				(<2GWH/AN)	(>2GWH/AN)	
Marchés organisés « SPOT » (<i>intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts</i>)	11%	7%	3%	2%	3%	3%
Marchés organisés « à terme » (<i>monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts</i>)	22%	16%	5%	3%	0%	2%
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	37%	53%	62%	51%	73%	64%
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	30%	24%	30%	44%	24%	31%

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 (REMIT), entré en vigueur le 28 décembre 2011, a pour objet le renforcement de l'intégrité et de la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel). Il vise à prévenir et à détecter toute opération d'initiés ainsi que toute manipulation de marché et par conséquent, à favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final. De fait, le règlement précise l'interdiction des pratiques abusives affectant les marchés de gros (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations des marchés) et impose la publication des informations privilégiées par les acteurs des marchés.

ACER assure la surveillance des marchés en coopération avec les régulateurs nationaux. La mise en œuvre du règlement passe par une surveillance efficace et dynamique qui doit être adaptée aux caractéristiques des marchés concernés et qui prend en compte l'ensemble des éléments pouvant avoir une incidence sur les caractères de transparence et d'intégrité des marchés de gros. La surveillance des marchés doit donc porter, d'une part, sur l'ensemble des transactions opérées sur les marchés de gros de l'électricité

⁵⁰ Source : CREG rapport annuel 2020 : <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/AnnualReports/2020/CREG-AR2020-FR.pdf>

⁵¹ <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

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, 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 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 », à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. Au cours de l'année 2020 trois nouveaux acteurs se sont enregistrés sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2020, le Luxembourg comptait sur CEREMP 29 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 du fait qu'une entreprise a cessé le commerce de produits énergétiques de gros en 2020. À côté de ces acteurs de marché, 3 entités établies au Luxembourg agissent fin 2020 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM ») et une en tant que PPAT (« Person Professionally Arranging Transactions »⁵²).

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 2020 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 REMIT⁵³.

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

Au niveau européen, l'Institut participe aux travaux visant la mise en place de la coopération entre les autorités de régulation et ACER ainsi que ceux concernant la mise en place d'une coopération entre les autorités de régulation des pays dont le marché de gros

⁵² Plus d'information sur les [notifications](#) à effectuer par les PPATs sur le site Internet de l'ACER.

⁵³ [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

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 (20 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2020) est accessible sur le site Internet⁵⁴ de l'Institut.

Neuf entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 324 264 consommateurs⁵⁵.

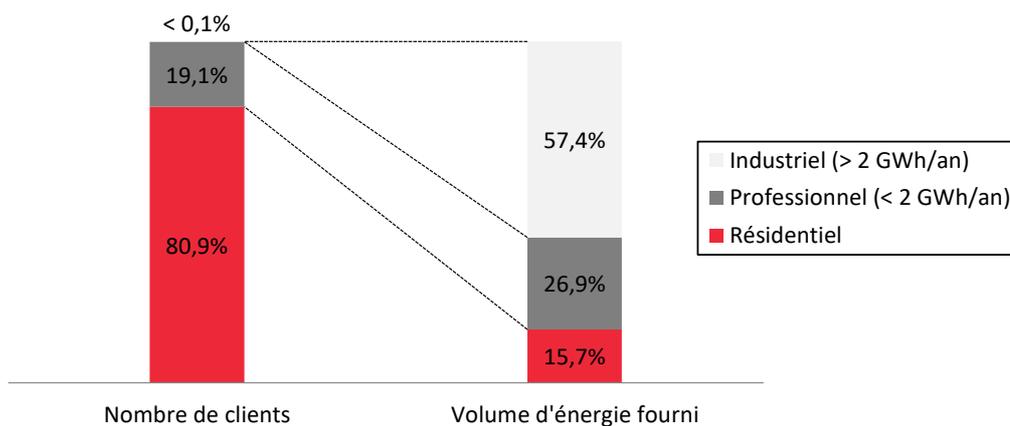
Les consommateurs sont segmentés en trois groupes de consommateurs: les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu'à une consommation annuelle de 2 GWh par an, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur professionnel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh⁵⁶.

2.2.2.1 PARTS DE MARCHÉ

Les tableaux et le graphique 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 2020 (TWH)	NOMBRE DE POINTS DE FOURNITURE
Secteur résidentiel	0,954	262 258
Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)	1,640	61 811
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,500	195

Tableau 13 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2020



Graphique 21 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

⁵⁴ La liste actuelle des fournisseurs est consultable sur <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>.

⁵⁵ Points de fourniture.

⁵⁶ À noter que pas tous les consommateurs professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh sont forcément des consommateurs industriels ; dans ce rapport, pour simplification, on considère tous les consommateurs avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh comme étant des consommateurs industriels.

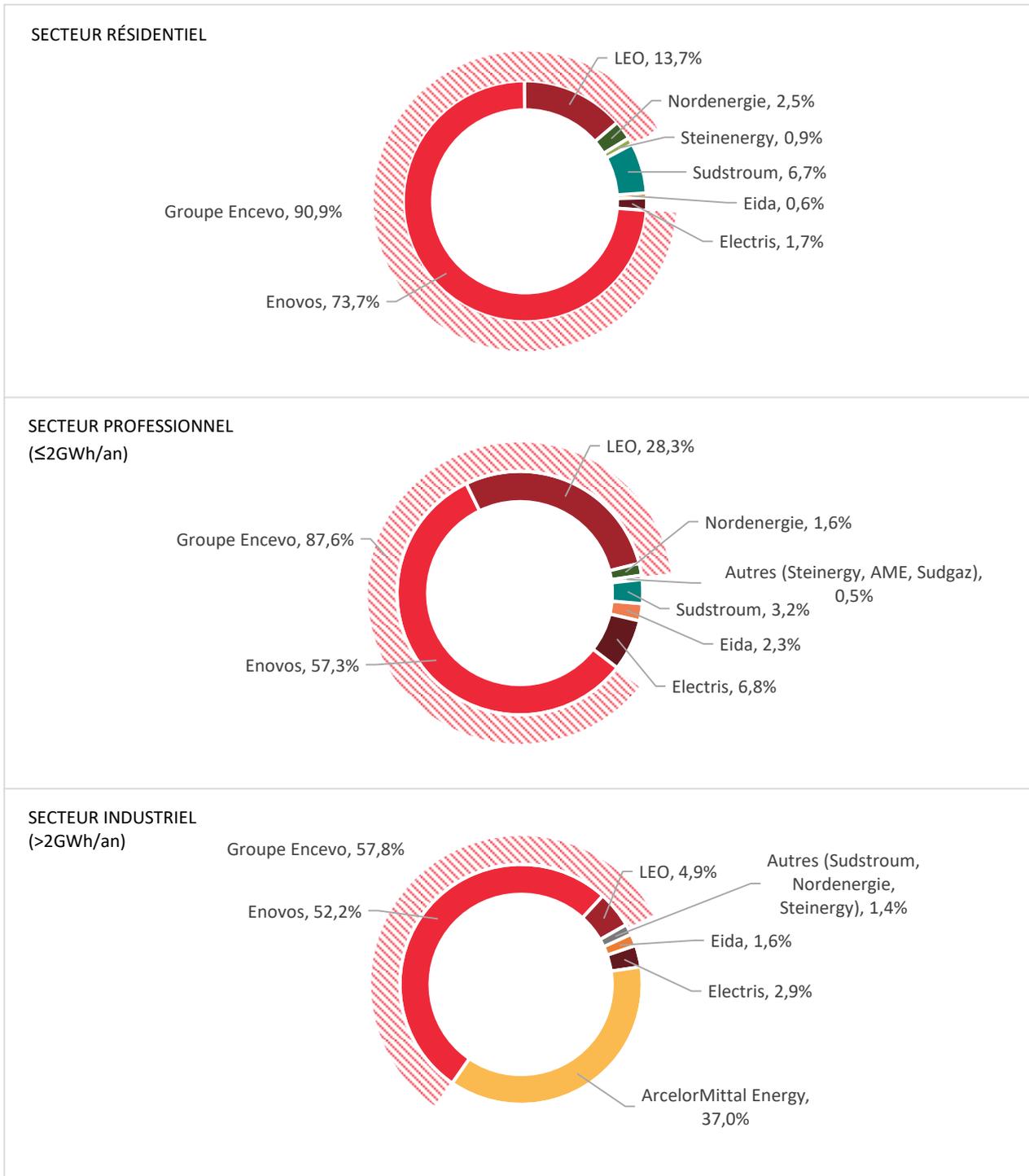
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE (EN TWH)	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel	0,903	0,917	0,934	0,947	0,954
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,651	1,673	1,712	1,743	1,640
Secteur industriel (> 2GWh)	3,803	3,864	3,880	3,759	3,500

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 neuf sur le marché non résidentiel en 2020. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 22. 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.

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



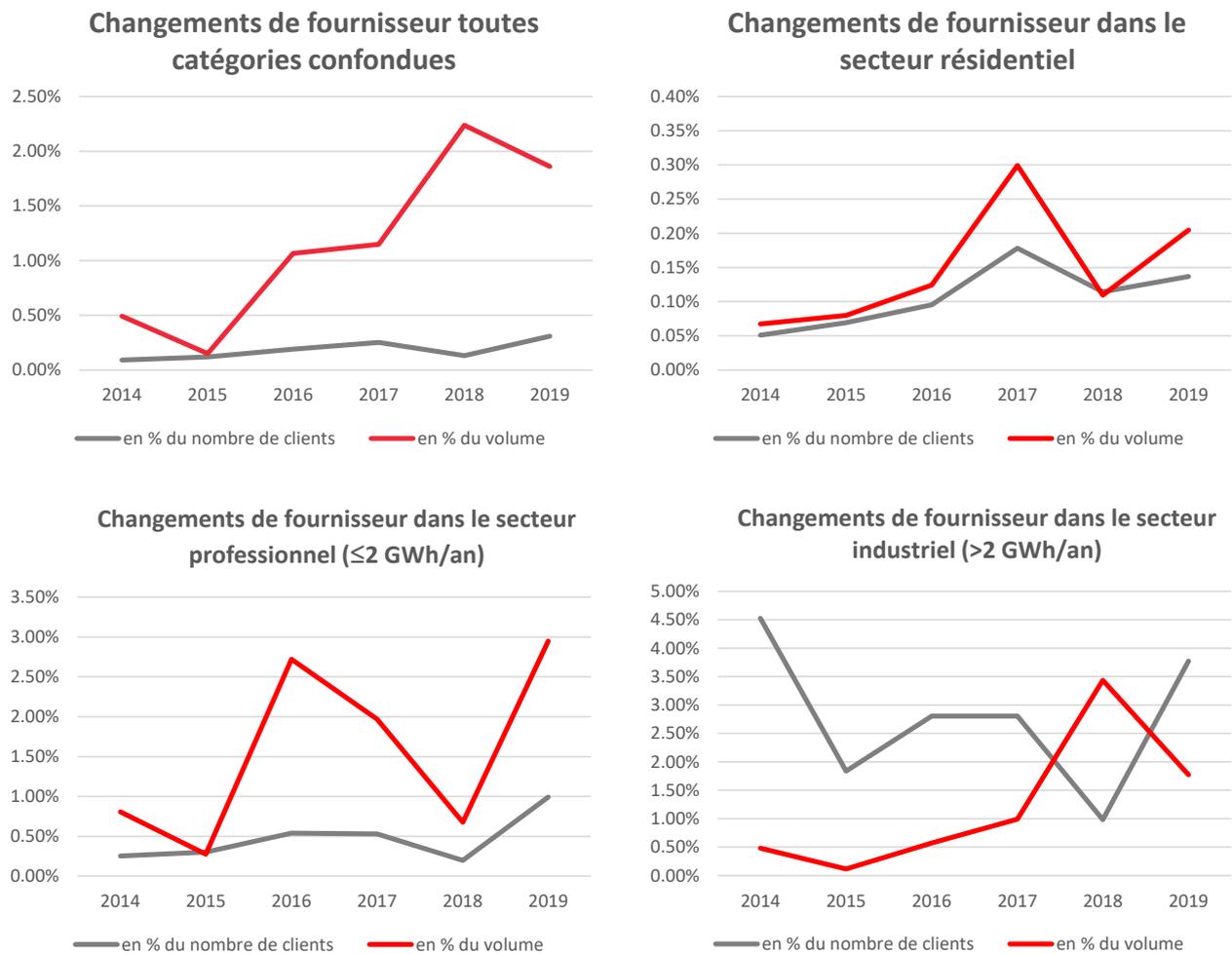
Graphique 22 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail de l'électricité

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 2020, 1 046 consommateurs ont changé de fournisseur, ce qui est comparable au nombre de changements 2019 (1 000). Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 0,7 %, en termes de volume et de 0,3 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 23 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 23 : 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 2019 et 2020.

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	2019		2020	
	EN TERME DE VOLUMES	EN TERME DE NOMBRE DE CLIENTS	EN TERME DE VOLUMES	EN TERME DE NOMBRE DE CLIENTS
Segment résidentiel	0,2 %	0,1 %	0,3 %	0,2 %
Segment professionnel (≤2GWh)	3,0 %	1,0 %	2,0 %	0,8 %
Segment industriel (>2GWh)	1,8 %	3,8 %	0,2 %	1,0 %
TOUTES CATÉGORIES CONFONDUES	1,9 %	0,3 %	0,7 %	0,3 %

Tableau 15 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2019 et 2020

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs⁵⁷ 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 100 € 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'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.

2.2.2.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 15,7 % du marché de l'électricité, 525 changements de fournisseur ont été opérés en 2020 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,2 % en termes de nombre de clients et de 0,3 % en termes de volume (voir 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 et les taxes. Étant donné que les frais de réseau et les 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 contrat 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 en 2020 88 % des contrats dans le secteur résidentiel (92 % en 2019).

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 12 % des de l'ensemble des contrats en cours en 2020.

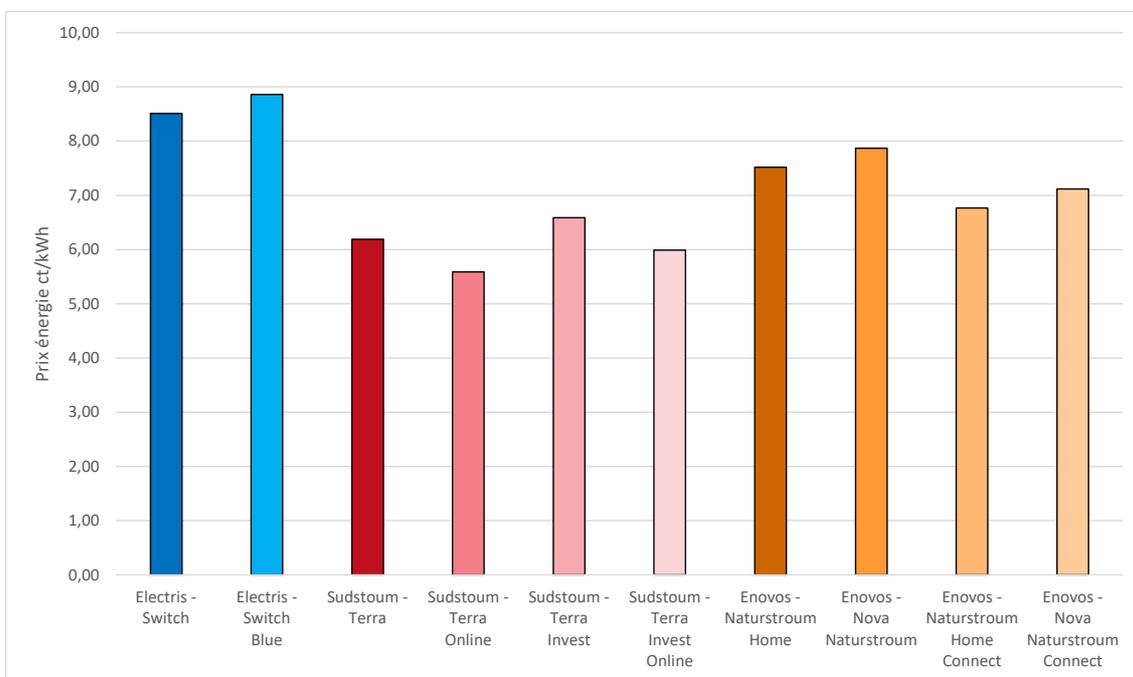
⁵⁷ Le rapport « Performance on European Retail markets in 2017 » de la CEER montre en page 32 que le taux de changement des fournisseurs, par les ménages au Luxembourg est parmi les plus bas en Europe (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/31863077-08ab-d166-b611-d862b039d79>).

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

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 2020 se sont situés entre 224 € et 340 € sur la base d'une consommation annuelle de 4 000 kWh, répartie sur l'année en fonction du profil standard pour ménages H0⁵⁸. Une répartition de la consommation à l'aide d'un profil permet de mieux déterminer les coûts annuels, surtout si le fournisseur adapte ses prix en cours d'année. La fourchette des prix inclut les frais fixes des fournisseurs, qui se situent entre 1,5 et 4 € par mois. Exprimé en ct/kWh les prix de ces produits varient entre 5,59 et 8,86 ct/kWh.

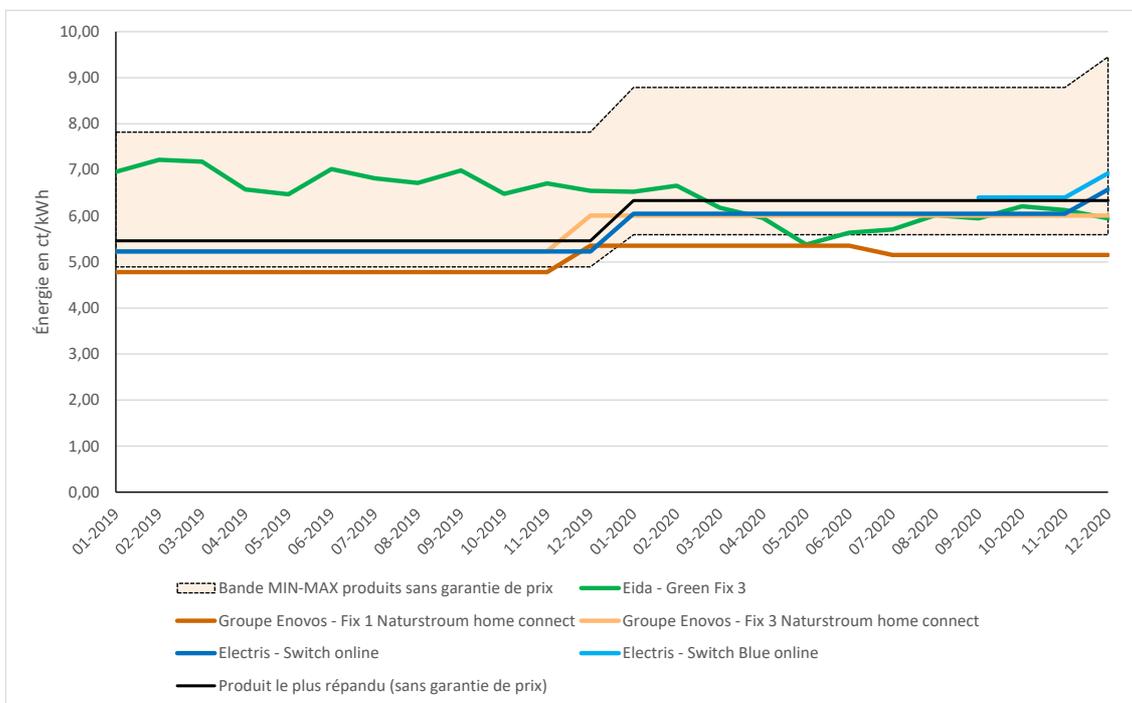


Graphique 24 : Prix annuel 2020 de l'énergie des produits sans garantie de prix pour une consommation annuelle de 4 000 kWh sur base du profil standard pour ménages H0

Pour les produits avec garantie de prix, une analyse des coûts annuels comme dans le Graphique 24 est moins parlante. Bien que le consommateur connaît 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 indique aussi la bande de prix, dans laquelle se sont situés tous les produits sans garantie de prix. En ignorant les frais fixes du fournisseur, 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 montre aussi le prix par kWh du produit sans garantie de prix, le plus répandu au Luxembourg. Tout comme pour le graphique 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.

⁵⁸ 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



Graphique 25 : 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 Calculix⁵⁹ 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 peuvent constituer une option intéressante. Il est cependant important de bien s'informer sur les conditions de tels produits.

2.2.2.2.2 SEGMENT PROFESSIONNEL (≤ 2 GWH)

Dans le secteur industriel, 2 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 9 GWh. Par rapport à 2019, le nombre de clients (-6) ainsi que le volume d'énergie de ces clients a diminué (-58 GWh). Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2020 de 1,0 % en termes de nombre de clients et de 0,2 % en termes de volume.

2.2.2.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL (> 2 GWH)

Dans le secteur industriel, 2 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 9 GWh. Par rapport à 2019, le nombre de clients (-6) ainsi que le volume d'énergie de ces clients a diminué (-58 GWh). Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2020 de 1,0 % en termes de nombre de clients et de 0,2 % 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 raccordement⁶⁰, ainsi que pour la communication entre le fournisseur

⁵⁹ www.calculix.lu

⁶⁰ 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.

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

par défaut et le client n'ayant pas encore de fournisseur attribué⁶¹. 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 le réseau de moyenne tension 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 par un fournisseur d'électricité 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.

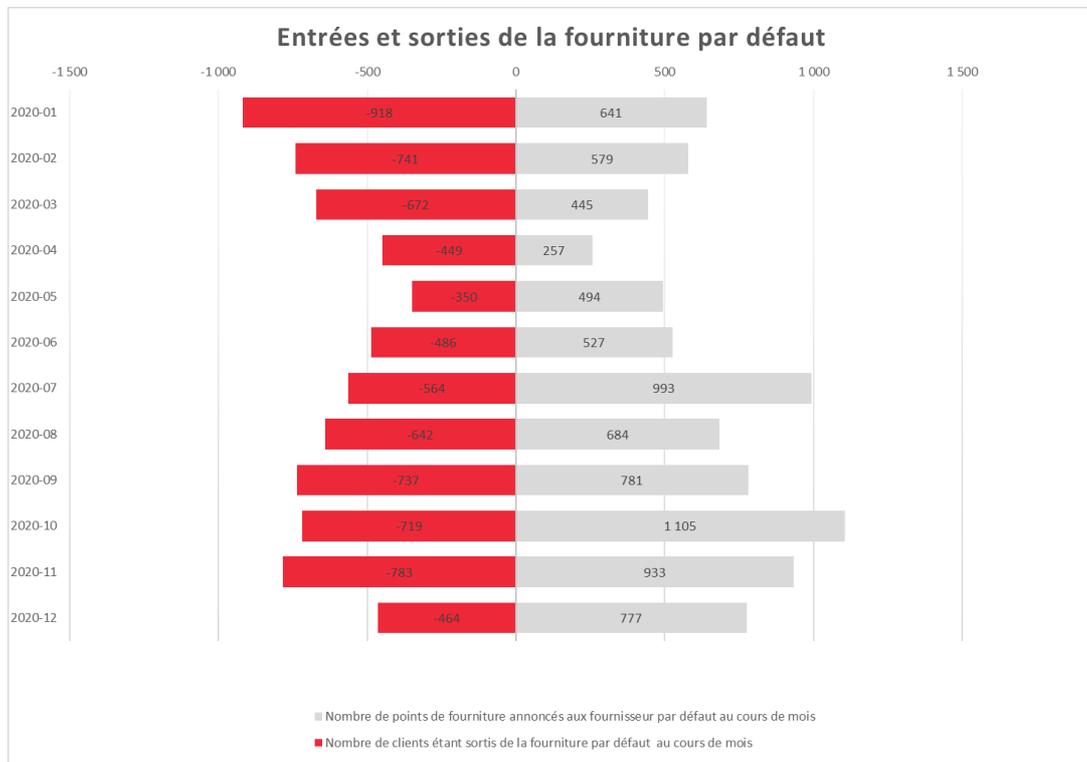
En novembre 2019, l'Institut a lancé une consultation publique proposant une nouvelle procédure de désignation des fournisseurs par défaut. Cette nouvelle procédure prévoit un appel à candidature et désignation sur dossier plutôt qu'une désignation du fournisseur candidat ayant le plus grand nombre de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

L'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut ; au 31 décembre 2020, 3.289 clients étaient concernés au niveau national dans le réseau de basse tension tandis que 88 clients en étaient concernés dans les réseaux de moyenne et de haute tension.

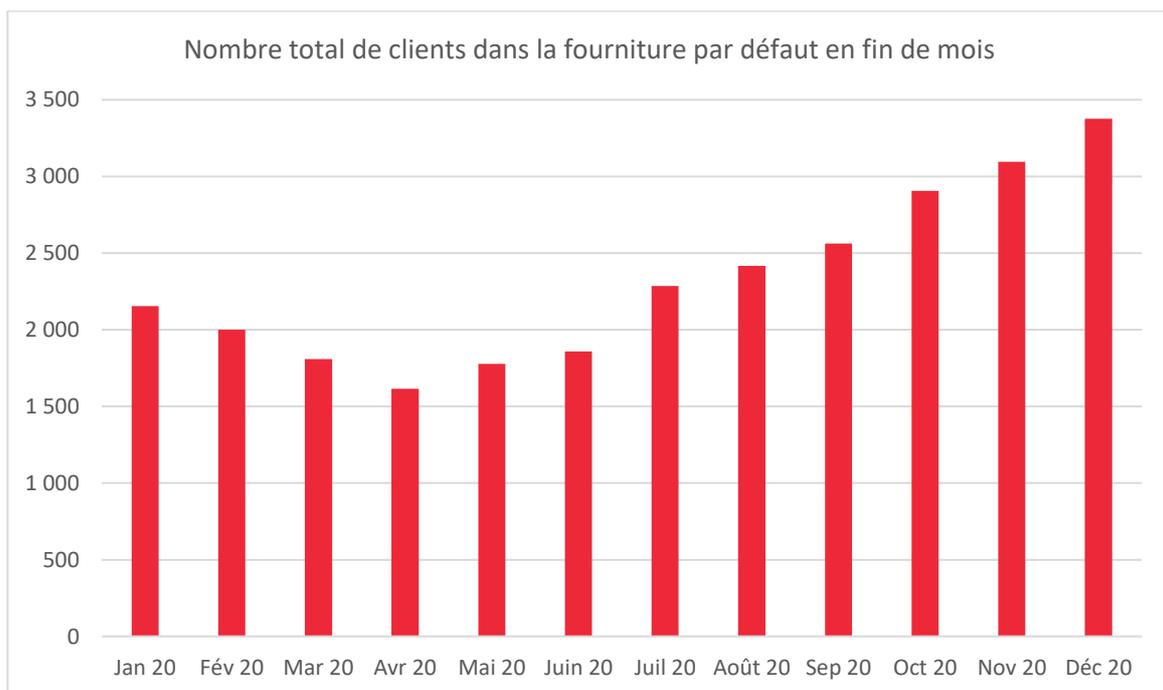
Le nombre d'entrées et sorties de la fourniture par défaut sont représentés au Graphique 26 pour chaque mois de l'année 2020

⁶¹ 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



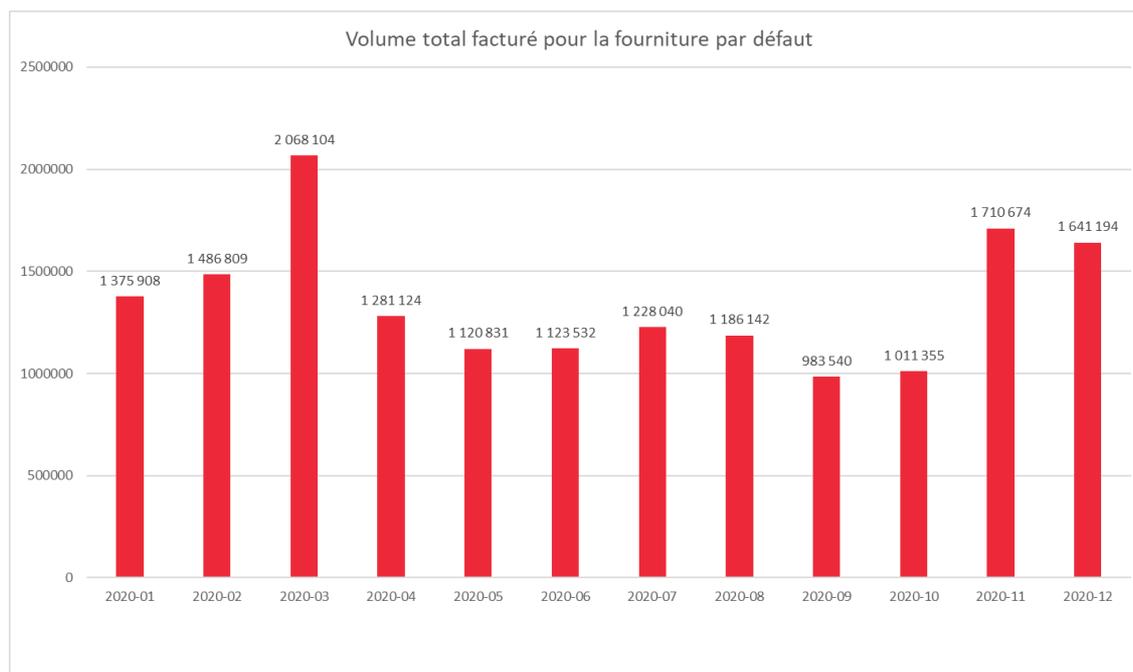
Graphique 26 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2020



Graphique 27: Évolution du nombre total de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2020

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

Les volumes facturés par les fournisseurs par défaut varient selon les mois, comme l'on peut l'observer sur le Graphique suivant. En tout, les fournisseurs par défaut ont facturé 16,2 GWh pour le compte de la fourniture par défaut en 2020, ce qui représente une diminution de 17% par rapport à 2019 (19,5 GWh).



Graphique 28 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2020 (en kWh)

Quand on considère toute l'énergie consommée dans le réseau de basse tension en 2020 (1.588.053.038,- kWh), on constate que l'énergie électrique dans la fourniture par défaut pour la même période (16.217.253,- kWh) s'élève approximativement à un pour cent du volume total.

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 2020, entre 25,68 € et 29,49 € par mois pour la fourniture par défaut, ce qui représente une différence de 37,92 % à 58,38 % par rapport à l'offre la moins chère du marché et de 2,56 % à 17,77 % par rapport à l'offre standard du plus grand fournisseur.

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.

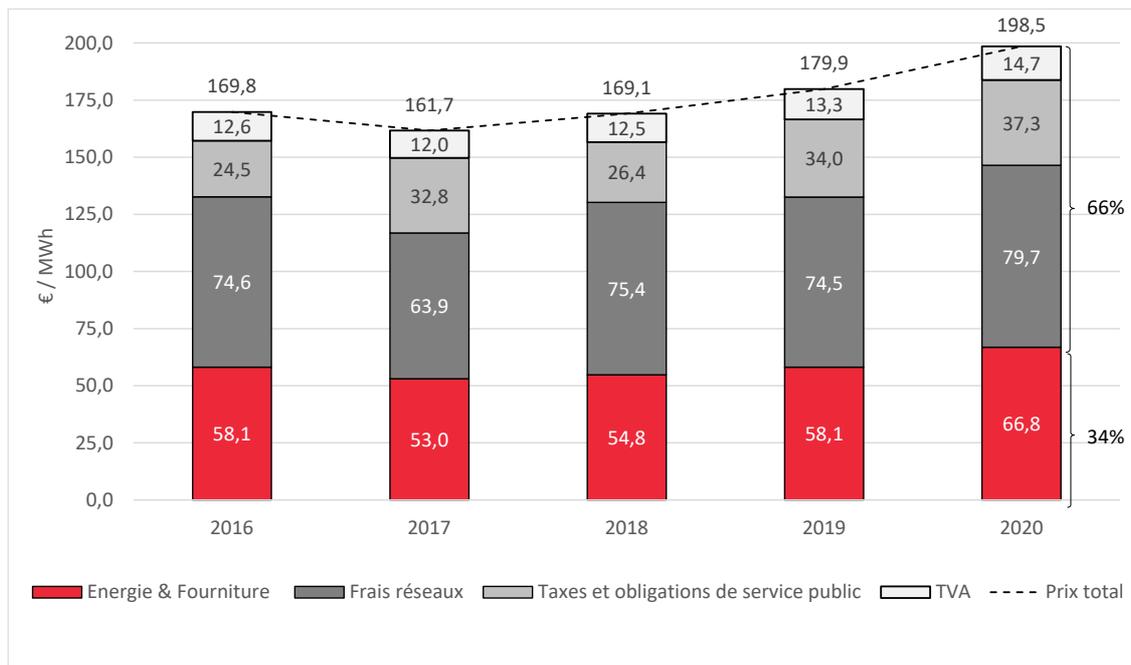
2.2.2.4.1 PRIX DU MARCHÉ DE DÉTAIL

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 ;
- la TVA.

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

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 29 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁶² des années 2016 à 2020.



Graphique 29 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants)

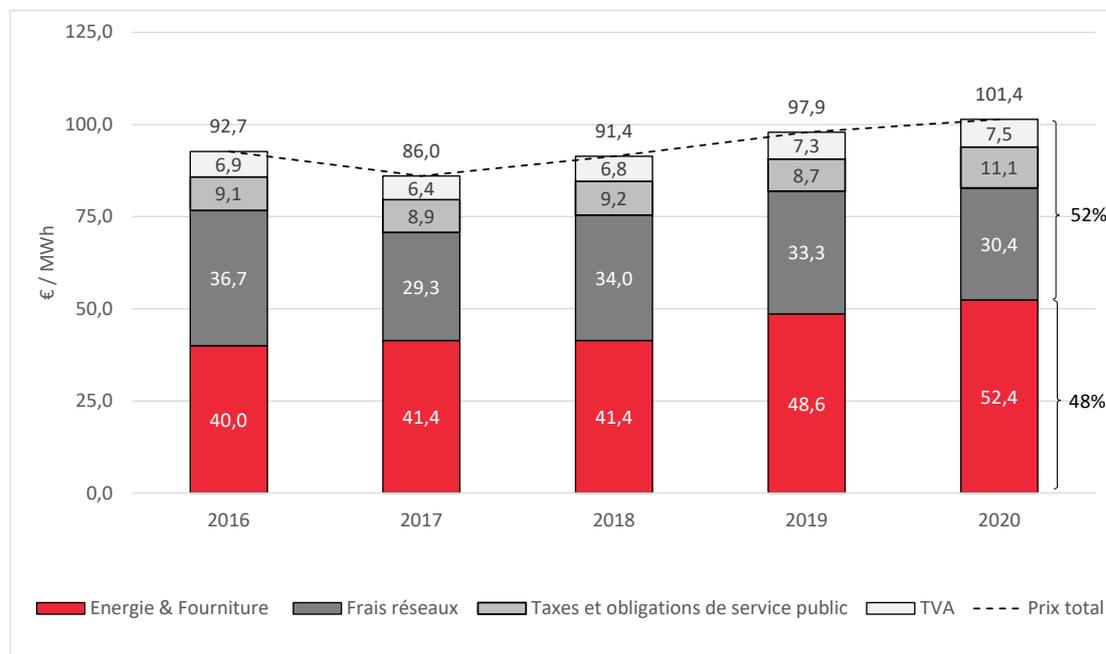
Par rapport à l'année précédente, la hausse de près de 10% du prix total de l'électricité pour les ménages s'explique avant tout par la hausse significative (15%) du prix de l'énergie et de fourniture, ainsi que par l'augmentation des taxes et obligations de service public (10%) et des tarifs d'utilisation du réseau (7%).

L'évolution de la décomposition du prix de l'électricité d'un client industriel type⁶³, tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 26 suivant.

⁶² Le graphique se rapporte au client-type DC qui a une consommation annuelle en électricité entre 2500 et 5000 kWh (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

⁶³ 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.

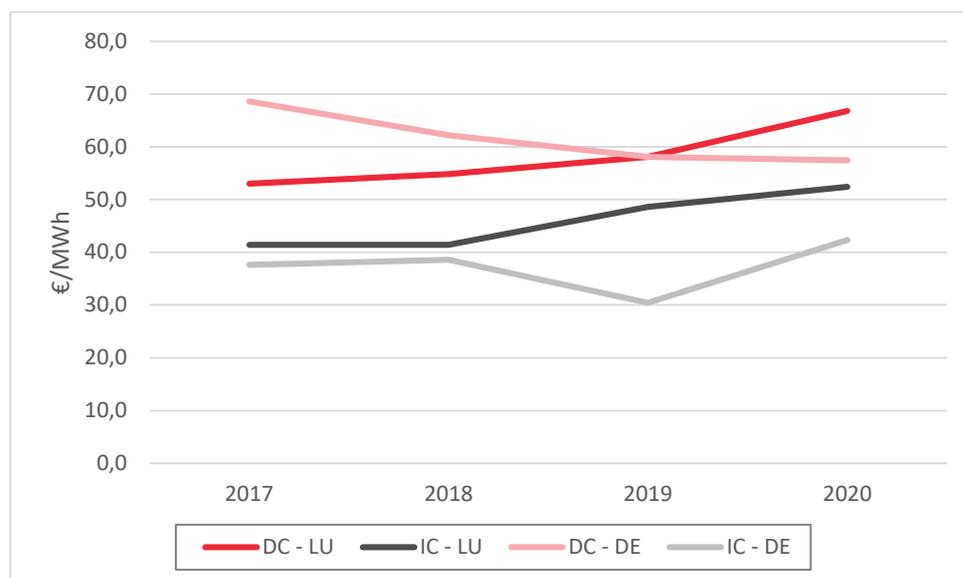
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 30 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants)

Par rapport à l'année précédente, la hausse de 4% du prix total de l'électricité pour les industriels s'explique avant tout par la hausse (8%) du prix de l'énergie et de fourniture, ainsi que par l'augmentation significative des taxes et obligations de service public (27%) alors que pour ce segment de clients les tarifs d'utilisation du réseau ont diminué (-9%).

Comme le Luxembourg fait électriquement partie du système allemand, étant donné qu'il n'y a pas de congestions aux interconnexions, les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes en Allemagne qu'au Luxembourg de manière à ce qu'il fait du sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.



Graphique 31 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)

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

La comparaison des composantes « Énergie et Fourniture » permet de s'apercevoir que les coûts de l'énergie ont augmenté pour les catégories de consommateurs DC et IC au Luxembourg de 2019 à 2020. En Allemagne nous constatons une diminution du prix de l'énergie pour les clients DC alors que le prix pour les clients IC rejoint le niveau d'avant 2019. Notons que le régulateur allemand Bundesnetzagentur publie sa propre analyse du prix d'électricité à payer pour un ménage de la catégorie de consommateurs DC. Cette analyse diffère des chiffres publiés sur Eurostat et montre un prix de l'énergie plus élevé qu'au Luxembourg pour un client DC⁶⁴.

Selon Eurostat, le prix de l'énergie au Luxembourg est plus élevé qu'en Allemagne pour le même type de clients. La différence de prix augmente à 9,4 €/MWh pour le segment DC et 10,1 €/MWh pour le segment IC entre 2019 et 2020. Elle correspond à 15% respectivement 20% du coût de l'énergie et de fourniture.

2.2.2.4.2 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

Le Graphique 32 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)⁶⁵ - EEX⁶⁶ Power Derivatives -Phelix Futures) avec livraison entre 2016 et 2020 ainsi que le développement sur le marché *spot* (Power Spot Market (SM)⁶⁷ - 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*)⁶⁸ 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 32 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.

⁶⁴ Page 15 du rapport « Verbraucher Kennzahlen 2020 – Monitoringbericht » de la Bundesnetzagentur -

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_VerbraucherKennzahlen2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3

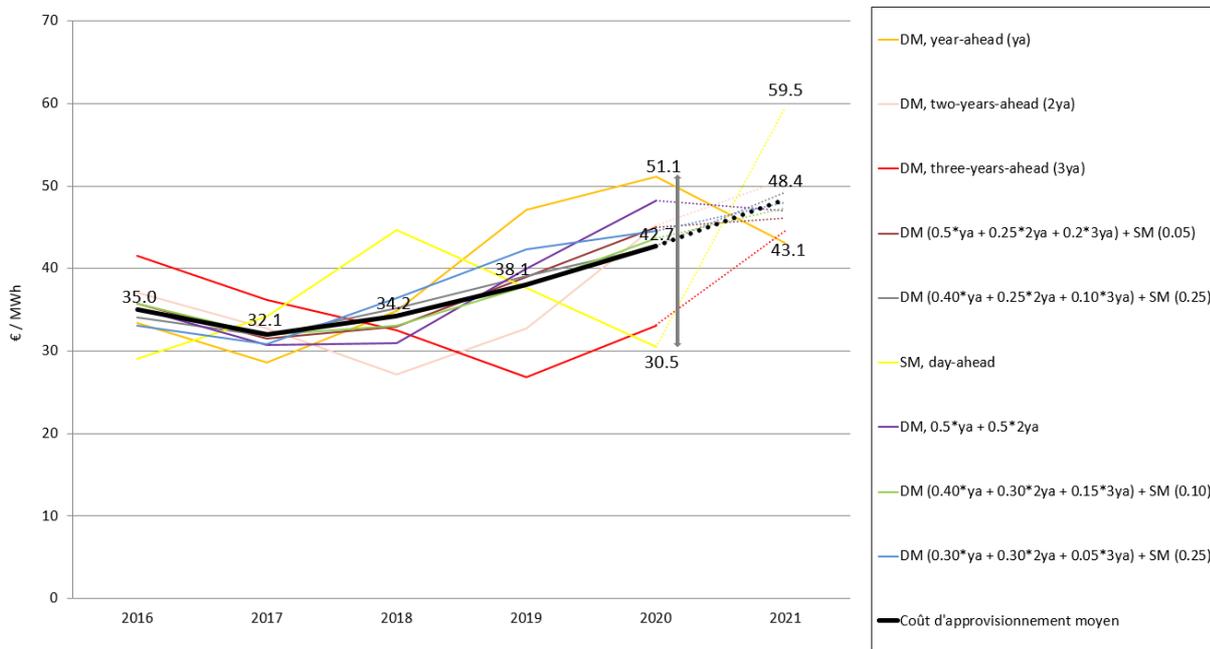
⁶⁵ Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

⁶⁶ 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.

⁶⁷ 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.

⁶⁸ 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



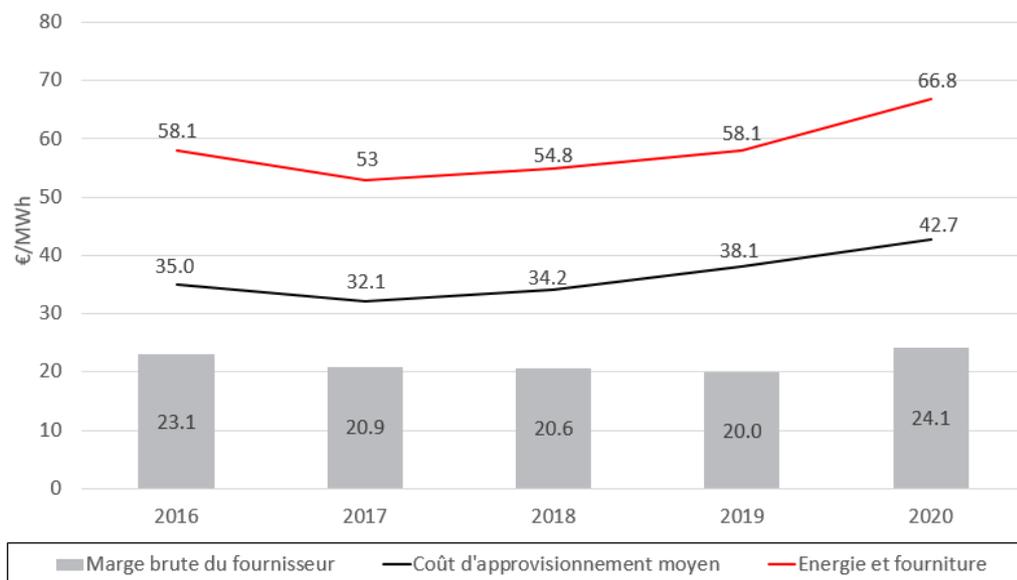
Graphique 32 : Développement sur le marché de gros de l'électricité⁶⁹

Un domaine repéré sur le Graphique 32 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 2020, les coûts d'approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 30,5 €/MWh et 51,1 €/MWh. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d'approvisionnement de l'électricité, se situe à 42,7 €/MWh.

L'Institut remarque que le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité (ligne noire dans le Graphique 32) a été en augmentation depuis 2017 et a augmenté entre 2019 et 2020 de 12%. Ce constat est dû à l'augmentation des prix pour chaque stratégie représentée, sauf pour les prix de marché spot (ligne jaune dans le Graphique 32, SM day-ahead); cette stratégie est encore en diminution entre 2019 et 2020. La tendance à la hausse des prix avait été initiée par l'augmentation depuis 2017 des prix du marché à court terme sur 1 année (ligne orange dans le Graphique 32, DM year-ahead). L'année 2020 a marqué des différences importantes 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.

⁶⁹ 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 $P_{m,sm} = (0,8+X) \cdot (DA_Base)_m + (0,2-X) \cdot (DA_Peak)_m$; à partir du rapport 2020, l'Institut a changé de méthodologie et appliqué aux données 2016-2020 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 28, pour les années 2016-2019.

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



Graphique 33 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2016 - 2020

Comme le Graphique 33 ci-dessus le montre, depuis 2016 on constate une corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. Pourtant, entre 2019 et 2020 l'augmentation de 12% du coût moyen d'approvisionnement d'électricité sur le marché de gros (ligne noire) a causé pour les consommateurs résidentiels une augmentation plus prononcée de 15% de la composante « Énergie et fourniture » (ligne rouge) sur leur facture finale.

Par conséquent, l'Institut constate que la marge brute des fournisseurs a augmenté en 2020 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.⁷⁰ 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.

Dans le contexte de la hausse des prix de marché de gros en 2021, des augmentations des prix au détail seront vraisemblablement pratiqués par tous les fournisseurs dans les mois qui suivent. 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 offres 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 appelle 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

⁷⁰ 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

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, qui font toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information qui sont disponibles sur le site Calculix susmentionné et 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'Institut⁷¹ ainsi que 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 déclarations faites aux clients finals et en 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 année⁷². 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 2020, le mix national se compose de 64,3% d'énergies renouvelables, de 26,9% d'énergies fossiles, de 7,3% d'énergie nucléaire et de 1,5% d'autres sources non-identifiables⁷³. Cette composition montre une augmentation d'énergies renouvelables par rapport à 2019.

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 »)⁷⁴ émises pour les centrales du mécanisme de compensation, auxquelles tous les titulaires de compte d'un registre interconnecté à « l'AIB Hub »⁷⁵ 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.

⁷¹ Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité et gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité et gaz naturel](#).

⁷² Pour l'année 2019 les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental ont été publiées par le [règlement ILR/E20/9 du 31 mars 2020](#) portant fixation du mix résiduel de l'année 2019 - secteur électricité.

⁷³ [règlement ILR/E20/30 du 10 juillet 2020](#) portant publication de la composition et de l'impact environnemental du mix national pour l'année 2019 - secteur électricité.

⁷⁴ 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>.

⁷⁵ Via l'AIB Hub, tous les registres nationaux et régionaux des GOs de pays membres de l'AIB sont interconnectés.

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

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 2020 le résultat des Garanties d'Origine vendues aux enchères sur la plateforme de l'Institut⁷⁶ 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
SOURCE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	Éolienne	310.746 MWh
	Biomasse	254.061 MWh
	Solaire	7.723 MWh
	TOTAL	572.530 MWh

Tableau 16 : Volumes attribués au travers des enchères 2020

Au 31 décembre 2020, 23 entreprises sont enregistrées sur la plateforme Le différentiel de prix des offres retenues s'élève à 0,30 EUR/MWh pour les sources éolienne et biomasse ainsi qu'à 0,04 EUR/MWh pour la source solaire. Le prix unitaire moyen des offres retenues s'élève à 0,22 EUR/MWh pour la source éolienne, 0,41 EUR/MWh pour la source biomasse et 0,61 EUR/MWh pour la source solaire.

Le revenu de la vente aux enchères des garanties d'origine de l'année 2020 s'élève à 175.497,61 euros. Ces revenus constituent, après déduction des coûts pour l'organisation des enchères, des coûts évités pour le calcul des coûts nets de l'électricité du mécanisme de compensation et réduisent donc la participation des clients finals en termes de contributions au mécanisme de compensation.

2.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

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

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

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 2020⁷⁷.

⁷⁶ <https://auction.grexel.com/ilr/>.

⁷⁷ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electricite/VS-Bericht-Strom-2020.pdf>.

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

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. Néanmoins, à terme et au vu d'une croissance de la charge du réseau Creos de +70% prévue en 2033 (voir ci-après), 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.

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 522 MW en 2020, contre 488 MW en 2019. L'augmentation de la capacité de 34 MW est principalement due à la mise en service des nouvelles centrales éoliennes et de nouvelles centrales photovoltaïques alors que 11MW de centrales de cogénération ont été mis hors service.

Dans la zone Creos, les unités de production les plus importantes sont des centrales de cogénération fonctionnant au gaz naturel ou 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 et Wandpark Hengischt S.A. avec 20,7 MW.

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

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

	31.12.2019		31.12.2020	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
COGÉNÉRATION :				
Centrales industrielles	9 600	1	9 600	1
Petites centrales	83 451	75	72 680	70
Microcentrales	672	39	700	40
Autoproduction	0	0	0	0
TOTAL :	93 723	115	82 890	111
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	1 965	27	2 019	29
TOTAL :	1 330 473	32	1 330 527	34
ÉOLIENNE	135 794	73	152 744	74
BIOGAZ	9 870	25	9 980	24
GAZ DES STATIONS D'ÉPURATION D'EAUX USÉES	2 258	7	2 258	7
GAZ DE DÉCHARGE	75	1	75	1
PHOTOVOLTAÏQUE ⁷⁸	159 736	7 752	186 643	8 361
BOIS DE REBUT	31 750	3	31 750	3
BIOMASSE SOLIDE	3 395	3	3 395	3
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES	1 784 324	8 012	1 817 602	8 619
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALES DE POMPAGE)	488 324	8 011	521 602	8 618

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.

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

⁷⁸ 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

les capacités d'importation pour couvrir les besoins à long terme. Dans ce cadre, Creos a communiqué publiquement son intention de renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne via la construction d'une double ligne de 380 kV utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays, ce qui permettra d'accroître la capacité d'environ 1.000 MW entre le Luxembourg et l'Allemagne en respectant le critère N-1 incluant une avarie de pylônes ; ce projet fait partie du plan de 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).

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 »), a été notifié à l'Institut en février 2020. Il a été élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg. Il reprend principalement les mesures opérationnelles de déconnexion manuelle des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg et complète le plan de délestage national en y intégrant la coordination entre les gestionnaires de réseaux de pays voisins et les derniers développements du réseau électrique du Grand-Duché de Luxembourg tels que les compteurs intelligents et les bornes de charge publiques. Différents niveaux de priorité pour la déconnexion sont définis, les derniers utilisateurs / consommateurs à être délestés étant les clients protégés.

Si malgré tout une partie du réseau ou l'entièreté du réseau se retrouvait sans alimentation, un plan de reconstitution tel que prévu au chapitre III du règlement ER serait activé par le gestionnaire de réseau de transport Creos. Ce plan décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par Creos pour rétablir le plus rapidement possible et d'une manière coordonnée l'alimentation de ses clients après un black-out partiel ou total, en fixant notamment les procédures opérationnelles applicables à l'ensemble des acteurs concernés (gestionnaire de réseau de transport Creos, utilisateurs du réseau de transport, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et responsables d'équilibre). Ce plan est publié sur le site Internet de Creos⁷⁹. Une version mise à jour de ce plan a été transmise à l'Institut en octobre 2020.

Des discussions ont démarré entre Creos, l'Institut et le Ministère ayant l'Énergie dans ses attributions concernant les plans de défense et de reconstitution, ainsi que sur les éléments de l'article 4 du règlement ER à approuver par le régulateur.

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 SCADA⁸⁰ 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.

D'ici fin 2020, tous les ménages et entreprises luxembourgeois devraient être équipés de compteurs intelligents d'électricité.

D'autre part, Creos, le plus grand gestionnaire de réseau du pays, envisage d'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

⁷⁹ <http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>.

⁸⁰ 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

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.

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 suit de près l'émergence du futur « Network Code on Cybersecurity⁸¹ », qui est développé par la Commission européenne et par l'association ENTSO-E.

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.

Au cours de l'année 2020, l'Institut a tenu plusieurs réunions avec les OSE actifs dans le secteur de l'énergie afin de les familiariser d'abord avec les aspects procéduraux et techniques de leur nouveau rôle. Par la suite, un inventaire desdits « assets » a été réalisé. Il s'agit de domaines d'activité et d'équipements spécifiques qui sont importants pour l'acteur respectif dans le cadre de l'accomplissement de ses tâches (*primary assets*) et dont le bon fonctionnement dépend en quelque sorte d'un système d'information fonctionnel et sécurisé (*secondary assets*).

⁸¹ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/critical-infrastructure-and-cybersecurity_en?redir=1.

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

Après avoir déterminé ces informations tant pour les gestionnaires de réseau que pour les fournisseurs des secteurs de l'électricité et du gaz, il a été possible de configurer une plateforme informatique spécifique, développée par l'Institut et le « Luxembourg Institute of Science and Technology⁸² », pour pouvoir encoder et transmettre les éventuels incidents constatés et les analyses de risque annuels obligatoires pour chaque OSE.

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).

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

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

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

Si les fournisseurs d'énergie ne parviennent pas à remplir leurs obligations dans le temps imparti, ils devront s'acquitter d'une amende d'ordre à prononcer par le régulateur.

L'article 48bis 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 des sanctions administratives sous forme d'amende, dès qu'un fournisseur ne remplit pas ses objectifs en matière d'économies d'énergie. Or, la fourchette de l'amende est fixée de manière assez restrictive, de sorte qu'il sera difficile à l'Institut de sanctionner de manière appropriée et proportionnée.

La loi du 3 juin 2021 est venu 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 2016-2019, l'Institut n'a pas reçu le dossier définitif de la part du Ministère de l'Énergie sur les entreprises qui ont été non conformes aux obligations d'efficacité énergétique. Ainsi aucune sanction n'a été prononcée par l'Institut pour cette période.⁸³

⁸² www.list.lu

⁸³ Situation au moment de la publication de ce rapport.

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

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.

En juillet 2020, le gouvernement a déposé le projet de loi 7649 relatif au mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique et portant sur la période 2021-2030. 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.

En 2020, dans le cadre de l'implémentation 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, l'Institut a contribué à la consultation nationale sur le plan national intégré en matière d'énergie et de climat. La version finale du PNEC⁸⁴ pour la période 2021-2030 a été adoptée par le Gouvernement en conseil en sa séance du 20 mai 2020, après une phase de consultation publique. Il décrit les politiques et mesures permettant d'atteindre les objectifs nationaux ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-55%), d'énergies renouvelables (25%) et d'efficacité énergétique (de 40 à 44%) à l'horizon 2030. Le PNEC établit notamment les objectifs en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à 2251 GWh pour le scénario cible et 1731 Wh pour le scénario de référence, par comparaison aux 979 GWh réalisés en 2020. Ce développement tout comme celui des bornes de charge, des pompes à chaleur et des nouveaux logements impactera significativement les coûts du réseau de distribution pour lesquels le PNEC anticipe une hausse de 70% pour le scénario cible et une hausse de 30% pour le scénario de référence à l'horizon 2030. L'expansion du réseau et la hausse des coûts de distribution pourra être atténué par le développement de la flexibilité et des systèmes de stockage.

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.

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.

⁸⁴ <https://environnement.public.lu/content/dam/environnement/actualites/2020/05/Plan-national-integre-en-matiere-d-energie-et-de-climat-du-Luxembourg-2021-2030-version-definitive-traduction-de-courtoisie.pdf>

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

2.4.2.1.1 RÈGLES DE MARCHÉ

L'Institut a participé aux discussions portant sur les propositions pan-européennes et 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 :

- la conception régionale des droits de transport à long terme pour la région de calcul de capacité Core ;
- la méthodologie pour la répartition de la capacité d'échange entre zones pour la région de calcul de capacité Core ;
- les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange prévu d'énergie pour la zone géographique comprenant tous les GRT qui échangent intentionnellement de l'énergie à l'intérieur de la zone synchrone Europe continentale, et les amendements y relatifs ;
- les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange imprévu d'énergie pour la zone synchrone Europe continentale, et les amendements y relatifs ;
- les modalités d'expédition entre les différentes contreparties centrales et les différents agents de transfert pour les échanges d'énergie résultant du couplage unique infrajournalier dans toutes les zones de dépôt des offres de l'Union européenne.

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 (6 premiers points) ou par processus décisionnel direct (3 derniers points) :

- les procédures en mode dégradé pour la région Core ;
- l'harmonisation des principaux éléments du règlement des déséquilibres ;
- la méthodologie pour le processus d'allocation fondé sur le marché de la capacité entre zones de la région de calcul de capacité Core ;
- la méthodologie pour un processus d'allocation de la capacité entre zones fondé sur une analyse d'efficacité économique ainsi que la liste de chaque allocation individuelle de capacité entre zones sur la base d'une analyse d'efficacité économique de la région de calcul de capacité Core ;
- la méthodologie de classification aux fins de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage ;
- les dispositions communes applicables la région de calcul de la capacité Core aux fins de la gestion régionale de la sécurité d'exploitation.
- l'algorithme ;
- les produits qui peuvent être pris en compte par les NEMO dans les processus de couplage unique journalier et infrajournalier ;
- la méthodologie pour le processus d'allocation conjointement optimisé de la capacité entre zones.

En 2020, Nordpool-Emco n'a pas souhaité renouveler sa désignation pour les marchés day-ahead et intraday au Luxembourg et a donc opté pour notifier son intention d'offrir ses services pour ces marchés, après le renouvellement de sa désignation en France par décision de la CRE, régulateur français de l'énergie, et en Allemagne par décision de la Bundesnetzagentur, régulateur allemand de l'énergie. Fin 2020, 3 NEMOs (EpexSpot, Nordpool-Emco et Nasdaq) utilisaient ainsi le passeport pour le Luxembourg, les 2 premiers pour les marchés day-ahead et intraday, le troisième pour le marché day-ahead uniquement.

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.

L'Institut a également participé aux discussions pour l'établissement de la décision prise par l'ACER en ce qui concerne les dispositions communes applicables la région de calcul de la capacité Core aux fins de la gestion régionale de la sécurité d'exploitation, après transfert de décision par les régulateurs concernés.

2.4.2.2 ÉVOLUTION DU CADRE COMMUNAUTAIRE

Le cadre législatif communautaire n'a pas changé au cours de l'année 2020.

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

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

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 reçu le vote favorable des États membres en octobre 2020. La publication est intervenue début 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 l'élaboration de la décision de l'ACER concernant les régions d'exploitation du réseau. D'autre part, il a approuvé la proposition des gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau Centre visant à créer des centres de coordination régionaux. Ainsi 2 centres (Coreso, TSCNet) exerceront la coordination de la région d'exploitation du réseau Centre à partir du 1^{er} juillet 2022.

Concernant l'adéquation des ressources, l'Institut et la Bundesnetzagentur ont conjointement établi le questionnaire pour déterminer le coût de l'énergie non distribuée pour la zone de marché commune DE/LU conformément à l'article 11(1) du règlement (UE) n° 2019/943 et à l'annexe I de la décision ACER n° 23/2020 du 2 octobre 2020 portant sur la méthode pour calculer le coût de l'énergie non distribuée, le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir pour la production ou la participation active de la demande, et la norme de fiabilité. L'enquête a été réalisée début 2021. Une même norme de fiabilité pour la zone de marché commune DE/LU sera établie sur base des résultats de cette enquête, et permettra ainsi à l'Allemagne de définir un mécanisme de capacité.

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 a développé les programmes informatiques à la fourniture des données concernant la charge totale sur son réseau. Ainsi les données de production sont désormais publiées par technologie et par heure, le lendemain de la production alors que le règlement exige 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.

2.4.2.2.2 PRÉPARATION AUX RISQUES

Dans le cadre du règlement n° 2019/941, l'Institut a participé aux discussions ayant eu lieu lors du processus d'approbation par l'ACER des méthodologies pour l'identification de scénarios régionaux de crise électrique et pour l'évaluation de l'adéquation à court terme et saisonnière telles que prévues aux articles 5 et 8 du règlement.

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

3 LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

3.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

Au niveau national, Creos est à la fois gestionnaire de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. En plus de Creos il existe encore deux autres gestionnaires de réseaux de distribution, Sudgaz S.A.⁸⁵ et la Ville de Dudelange. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 18 du chapitre 3.1.2. 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. Pour assurer la gestion de l'équilibrage, une nouvelle entité, la société Balansys S.A., a été créée conjointement par Creos et Fluxys Belgium S.A. (le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en Belgique) et désignée comme coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg par arrêté ministériel du 27 juillet 2015. Dans ce rôle, la société doit également se doter d'un « Compliance Officer » et établir un programme d'engagements à soumettre à la CREG pour avis et à l'approbation de l'ACER – l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie. La procédure d'approbation par l'ACER est clôturée par la décision d'approbation du 16 octobre 2019.

3.1.1.2 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Les exigences de dissociation posées par l'article 26 de la directive 2009/73/CE et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 37 de la Loi Gaz pour s'appliquer indistinctement aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution. Néanmoins, les entreprises intégrées de gaz naturel, qui ne gèrent pas de réseau de transport et qui approvisionnent moins de 100.000 clients raccordés, sont exemptées des obligations de dissociation juridique. Ces entreprises sont néanmoins tenues d'appliquer une dissociation comptable, tel que fixée par l'article 41 de ladite loi et transposant l'article 31 de la directive 2009/73/CE. Cette obligation est équivalente aux dispositions applicables dans le secteur de l'électricité (voir chapitre 2.1.1).

En vertu de l'obligation générale de non-discrimination, chaque gestionnaire de réseau de distribution est, en outre, tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de ses activités et d'en empêcher toute divulgation de manière discriminatoire (article 16 de la directive 2009/73/CE tel que transposé à l'article 38 de la Loi Gaz).

3.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg, l'intégralité du gaz naturel consommé - soit 8 090 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-

⁸⁵ En date du 20 mai 2021 l'Institut avait été informé par écrit par la société Sudgaz S.A. qu'elle allait changer son nom en Sudenergie S.A.

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

Bas, abstraction faite des 5,65 millions de mètres cube - soit 62 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2020, 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), allemand (OGE) et français (GRTgaz) au niveau de quatre 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 ;
- Point d'Entrée d'Esch-sur-Alzette (L) pour l'interconnexion avec la France.

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.

3.1.2.2 AJUSTEMENT ET ÉQUILIBRAGE

Depuis le 1^{er} octobre 2015, 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, a été mis en place au sein du marché intégré BeLux. Depuis lors, la société Balansys gère l'équilibre pour le Grand-Duché de Luxembourg, tandis que Fluxys continuait de gérer l'équilibre en Belgique sur base de ces règles communes. Après l'approbation en octobre 2019 par l'ACER du programme d'engagements de Balansys conformément aux dispositions nationales transposant l'article 7(4) de la Directive 2009/73/CE, les documents réglementaires de Balansys mis à jour ont été approuvés par la CREG et l'Institut, de sorte que Balansys a pu également être actif en Belgique, et ainsi gérer l'équilibre sur l'ensemble de la zone BeLux à partir du 1^{er} juin 2020. Ceci a également conduit à quelques amendements des documents réglementaires du gestionnaire du réseau de transport Creos, approuvés par l'Institut.

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

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

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

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 2020, les interventions ont principalement eu lieu pour compenser un déficit de gaz : 162 interventions réparties sur 48 jours, pour un coût global de 3,1 millions €, le jour le plus actif et le plus coûteux étant le 23 octobre. Les interventions pour compenser un excès de gaz sont au nombre de 6. L'occurrence des interventions a augmenté par rapport à 2019 (168 au total en 2020 au lieu de 84 en 2019), alors que le coût moyen y relatif a légèrement diminué (0,015 €/kWh en 2020 au lieu de 0,018 €/kWh en 2019).

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 2020, la situation du marché BeLux en fin de journée a été déficitaire en gaz sur 52% des jours et excédentaire en gaz sur 48% des jours. Les actions d'achat et de ventes de gaz ont ainsi représenté respectivement 6,9 millions € (avec un coût maximal de 0,3 millions € le 27 décembre) et 5,8 millions d'euros (avec un coût maximal de 0,2 millions € le 11 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 2019 pour la tarification 2020 a été revue courant 2020 afin de compenser le déséquilibre financier survenu du fait d'un prix de gaz sur le marché court terme exceptionnellement bas en 2020 (9,4 €/MWh en 2020 au lieu de 13,7 €/MWh en 2019), pour ainsi passer de -0.004 €/MWh à 0 €/MWh pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 31 décembre 2020. La tarification approuvée fin 2020 pour l'année 2021 prévoit une charge de neutralité de +0.006 €/MWh. 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.	283,6	457,4	1.416,7
GRD	Sudgaz S.A	13,5	327,0	804,3
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,0	92,4

Tableau 18 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2019

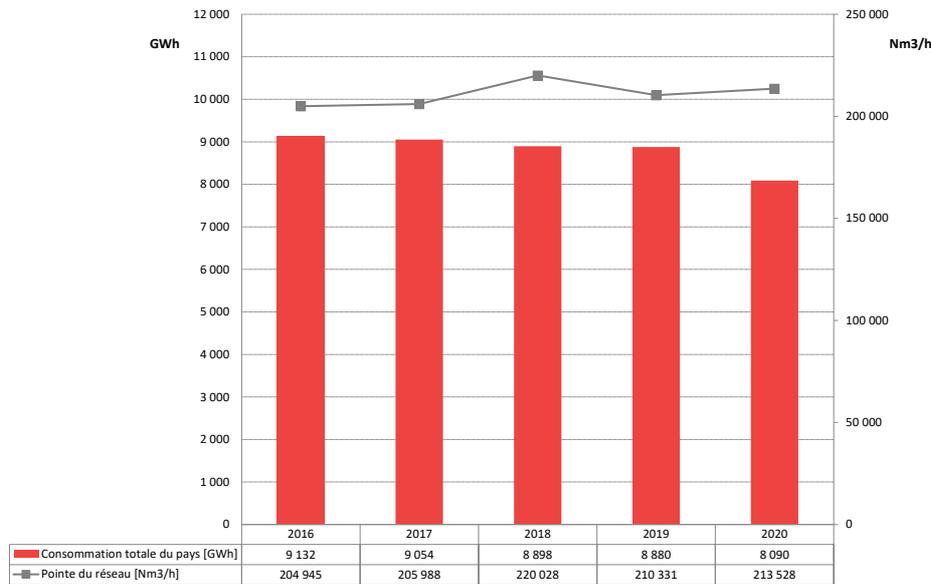
Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg » (ci-après « Code de Distribution »), décrit 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 communication automatisée, le Code de Distribution a connu une mise à jour majeure en 2017 (Règlement ILR/E17/56 du 3 octobre

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

2017 arrétant le Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg). En 2020 le code de distribution a été révisé à deux reprises, la dernière version ayant été arrêtée par le Règlement ILR/G20/49 du 12 octobre 2020.

3.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2020, la consommation nationale (8,090 TWh) était inférieure par rapport à l'année précédente (8,880 TWh en 2019), notamment à cause de l'impact du confinement et des températures plus douces.



Graphique 34 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel

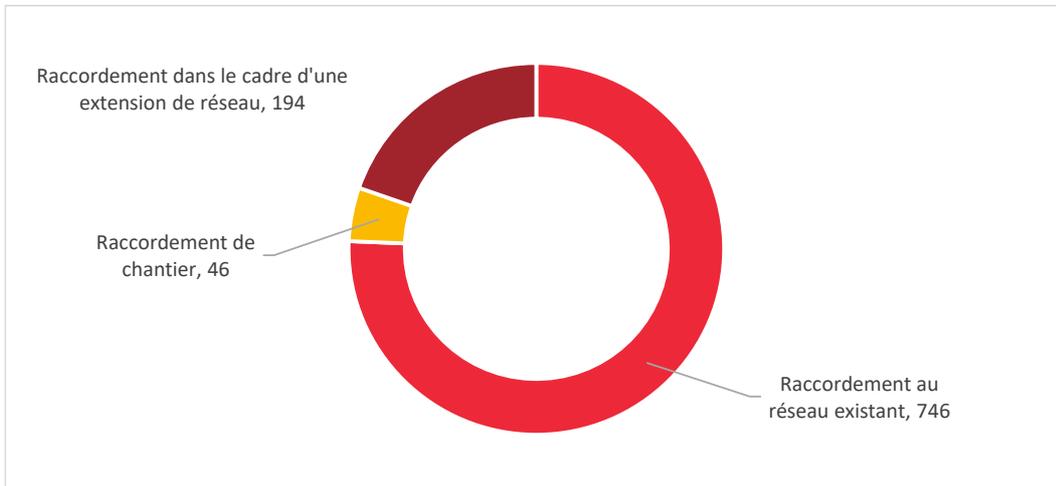
3.1.2.5 QUALITÉ DE SERVICE

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.

3.1.2.5.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS

En 2020, les GRDs ont mis en service un total de 986 nouveaux raccordements. Ils indiquent ne pas avoir dépassé le délai maximal des 30 jours pour le traitement d'une demande de raccordement en 2020. Les types de raccordements effectués sont repris dans le Graphique 35.

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



Graphique 35 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2020 par type de raccordement

3.1.2.5.2 DÉCONNEXIONS POUR NON-PAIEMENT

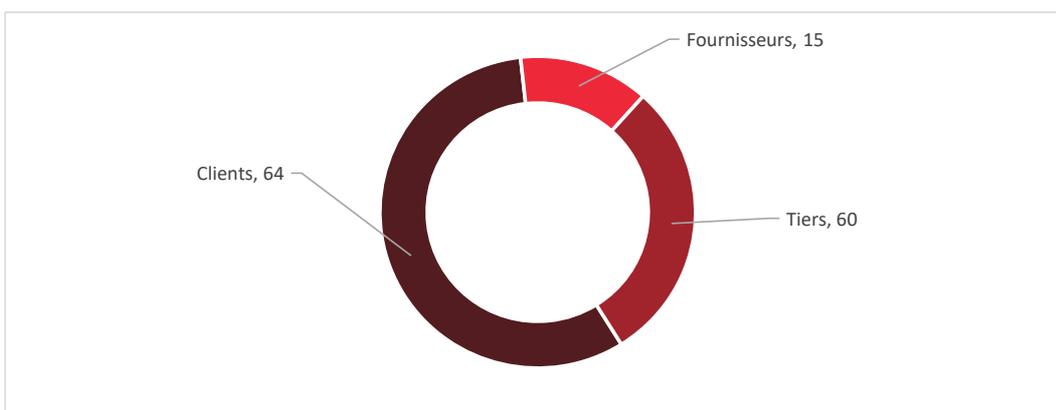
En 2020, 52 clients résidentiels et 21 autres clients ont été déconnectés pour cause de non-paiement. 37 clients résidentiels et 21 clients non résidentiels ont par la suite été reconnectés. Dans un seul cas, cette reconnexion n'a pas eu lieu dans les 3 jours ouvrables prévus par la loi.

3.1.2.5.3 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Les GRD indiquent qu'il y a eu 8 interruptions planifiées et 119 interruptions non planifiées dans les réseaux de gaz naturel au Luxembourg en 2020. 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 125 demandes de données de consommation en 2019. Le Graphique 36 renseigne la répartition des catégories de demandeurs.



Graphique 36 : Nombre de demandes de consommation de gaz naturel en 2020 par type de demandeurs

3.1.2.5.5 RÉCLAMATIONS

Les Gestionnaires de réseau indiquent n'avoir reçu que 2 réclamations en 2020, qui n'ont toutes deux pas été traitées endéans des 5 jours ouvrables.

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

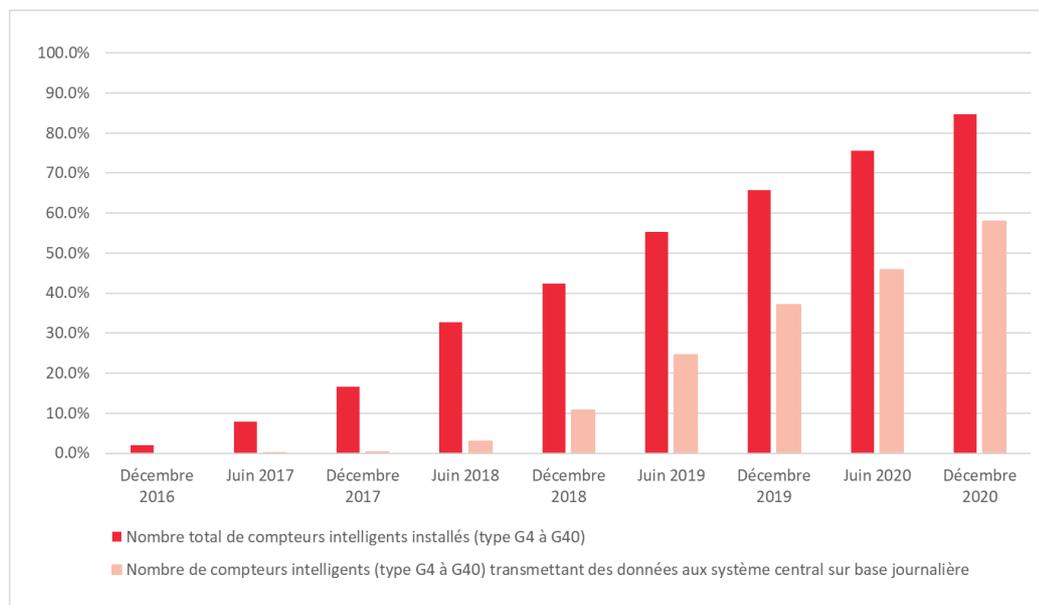
3.1.2.6 LE COMPTAGE INTELLIGENT

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 »⁸⁶ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90% au 31 décembre 2021 pour le gaz naturel⁸⁷. 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.



Graphique 37 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel

Au 31 décembre 2020, 84,8 % de tous les points de fourniture étaient équipés d'un compteur de gaz Smarty (vis-à-vis de 65,8 % à la fin de l'année précédente). 68,4 % des 77.130 compteurs intelligents ont pu transmettre leurs données de consommation horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif.

Cependant, aucun compteur de gaz n'avait transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire du gestionnaire de réseau de distribution au fournisseur concerné en fin 2020.

Ceci est, d'une part, dû au fait que tous les compteurs électriques ne sont pas encore « intelligents » et, d'autre part, dû au fait que le taux de connexion entre les compteurs de gaz et les compteurs d'électricité n'a pas encore été progressé de manière satisfaisante, même si les deux compteurs Smarty sont, dans la plupart des cas, physiquement très proches les uns des autres.

⁸⁶ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

⁸⁷ 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

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 2020 était la quatrième et dernière année de la période de régulation 2017-2020, encadrée par le règlement E16/13/ILR du 13 avril 2016.

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.

Tout comme dans le secteur de l'électricité, en 2020 l'Institut a finalisé les travaux sur un nouveau règlement fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021-2024. Ces travaux avaient pour but d'incorporer la méthodologie, des éléments favorisant la transition énergétique, les réseaux intelligents ainsi que la digitalisation. La consultation publique a eu lieu entre le 6 février et le 13 mars 2020⁸⁸. Les travaux ont été conclus par l'arrêt du 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. Les adaptations sont identiques à celles décrites au chapitre 2.1.3.5, à l'exception des commentaires relatifs au facteur qualité qui n'existe pas dans le secteur du gaz naturel, et ceux relatifs à la structure tarifaire.

3.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

En 2020, 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;

⁸⁸ [Consultation publique](#) sur le site de l'ILR

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

- 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 2020, 32 clients se sont enregistrés comme clients effaçables pour une capacité maximale de 241 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 2020, 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 2021. Contrairement aux tarifs d'utilisation réseau en électricité, les tarifs en gaz naturel diffèrent d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

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.

		Client résidentiel 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	Client industriel 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
Frais d'utilisation du réseau selon Eurostat (EUR / MWh)	2017	15,2	7,8
	2018	14,2	7,8
	2019	13,4	6,6
	2020	14,2	7,6

Tableau 19 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon Eurostat

3.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

3.1.4.1 ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

À partir du 1^{er} octobre 2015 avec le marché intégré BeLux, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité en ce point pour acheminer du gaz au Luxembourg. La capacité doit être réservée aux points de sortie et elle est ferme hormis les restrictions pour clients effaçables. La réservation est faite 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.

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

Pour le 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 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 2020-2021 ont toutes donné lieu à un premium par rapport au prix de réserve préalablement approuvé par l'Institut. 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)
01/10/2020	-	1.000.000	1.000.000	3,604	8,604
01/01/2021					
01/01/2021	-	1.000.000	1.000.000	3,604	33,604
01/04/2021					
01/04/2021	-	555.000	555.000	3,604	18,604
01/07/2021					
01/07/2021	-	555.000	555.000	3,604	8,604
01/10/2021					

Tableau 20 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2020-2021

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, suite à l'approbation par l'ACER du programme d'engagements de Balansys (voir Chapitre 3.1.2), les documents réglementaires de Balansys (contrat d'équilibrage, code d'équilibrage) ont été finalisés et approuvés à la fois par l'Institut et la CREG pour permettre la mise en œuvre opérationnelle de Balansys sur l'ensemble de la zone BeLux au 1^{er} juin 2020.

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

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.

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.

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 2.1.1.

3.2.1.2 ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

En 2020, neuf 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 91.271, 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.

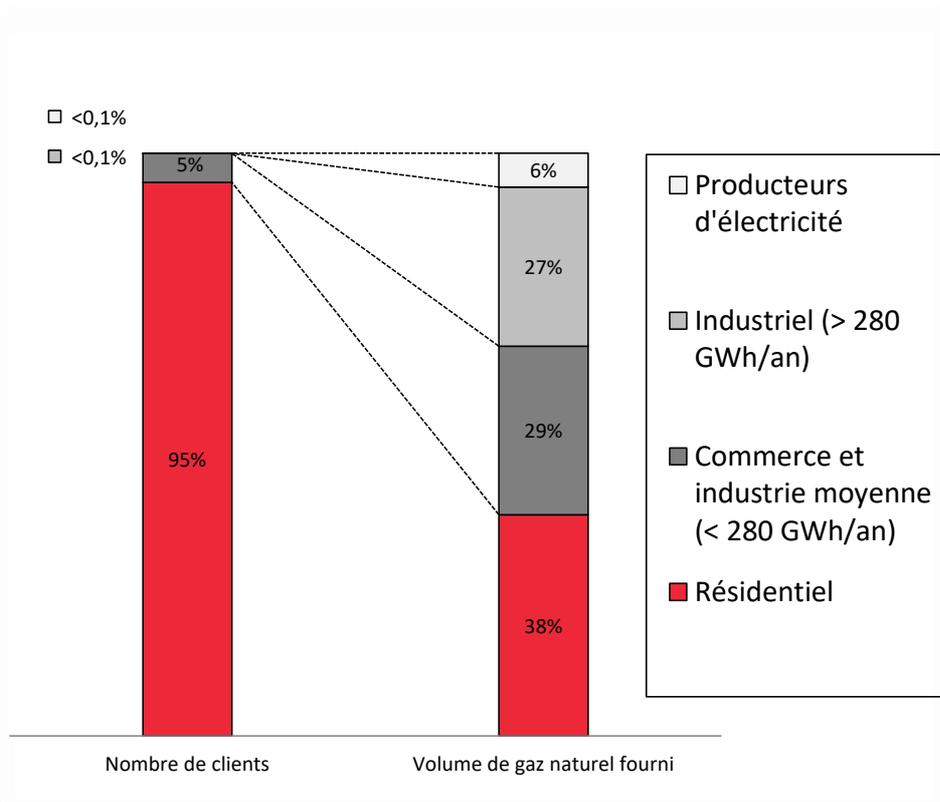
3.2.2.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 21 et le Graphique 38 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 2020 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	3,0	86 688
Secteur professionnel (≤ 280 GWh/an)	2,3	4 517
Secteur industriel (> 280 GWh/an)	2,2	5
Production d'électricité	0,5	61

Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2020

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

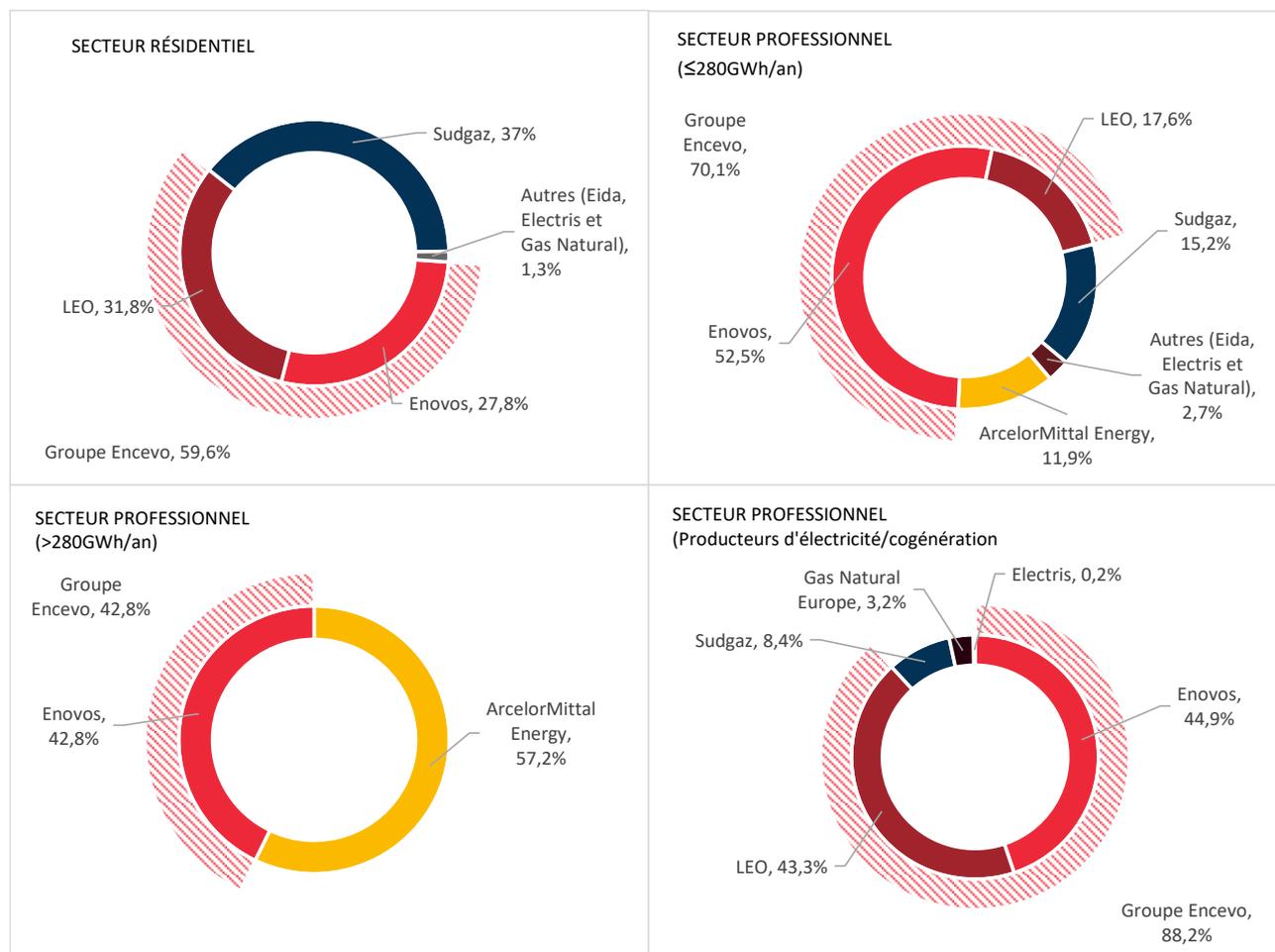


Graphique 38 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients

Six entreprises de fourniture de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et sept sur le marché de détail (résidentiel et non résidentiel) en 2020. Parmi ces fournisseurs, six 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 38.

Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg S.A., LEO - Luxembourg Energy Office S.A.). Très peu de changements ont été observés dans les parts de marché par rapport à 2019.

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



Graphique 39 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail du gaz naturel

3.2.2.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2020, le taux de changement de fournisseur, avec 191 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,2 % en termes de points de fourniture, et à 0,7 % en termes de volume d'énergie.

Le Tableau 22 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2019 et 2020.

ANNÉE	2019		2020	
	En termes de volumes	En termes de nombre de clients	En termes de volumes	En termes de nombre de clients
Taux de changement de fournisseur sur le marché de gaz naturel				
Segment résidentiel	0,5 %	0,2 %	0,1 %	0,2 %
Segment professionnel (<280 GWh/an)	8,2 %	2,1 %	2,3 %	0,8 %
Segment industriel (>280 GWh/an)	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Segment producteurs d'électricité	0,0 %	0,0 %	0,6 %	1,6 %
Toutes catégories de client confondues	2,5 %	0,3 %	0,7 %	0,2 %

Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2019 et 2020

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

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs⁸⁹ 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 38 % en volume du marché du gaz naturel. 156 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2020, un chiffre inférieur par rapport aux 207 changements en 2019.

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 Calculix⁹⁰.

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 2020 98 % 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 2 % des cas en 2020.

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.

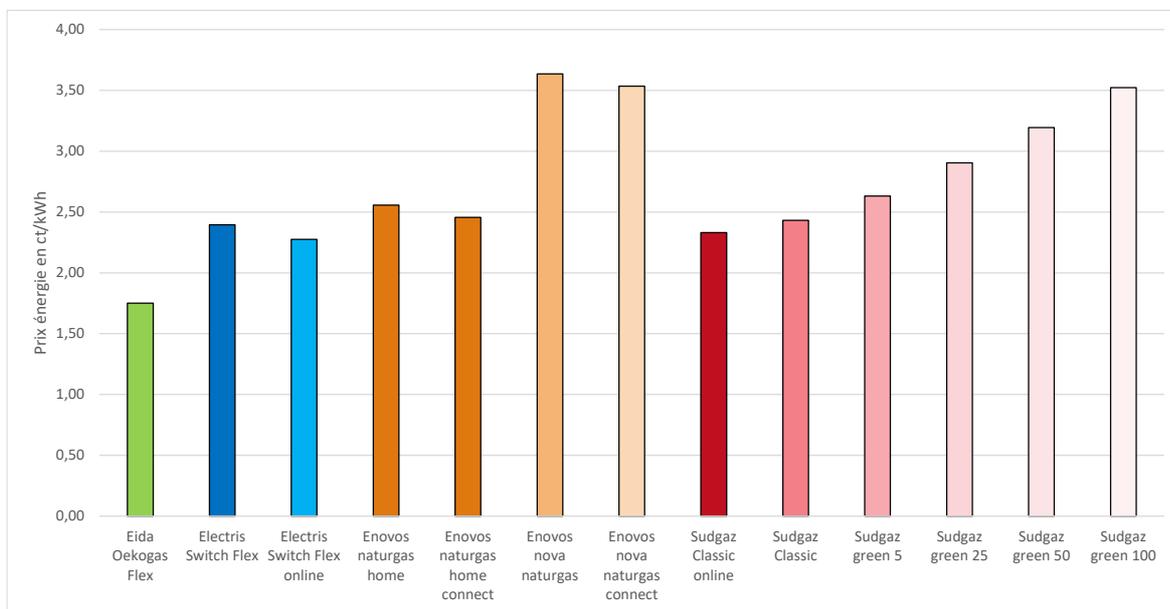
Pour les produits sans garantie de prix, et le produit avec adaptation automatique du prix, les prix annuels de l'énergie en 2020 se sont situés entre 525 € et 1 091 €. Cette comparaison s'est fait sur base d'une consommation annuelle de 30 000 kWh, répartie sur l'année en fonction d'un profil communément utilisé par un fournisseur pour facturer les ménages⁹¹. 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.

⁸⁹ 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>).

⁹⁰ www.calculix.lu

⁹¹ 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 %

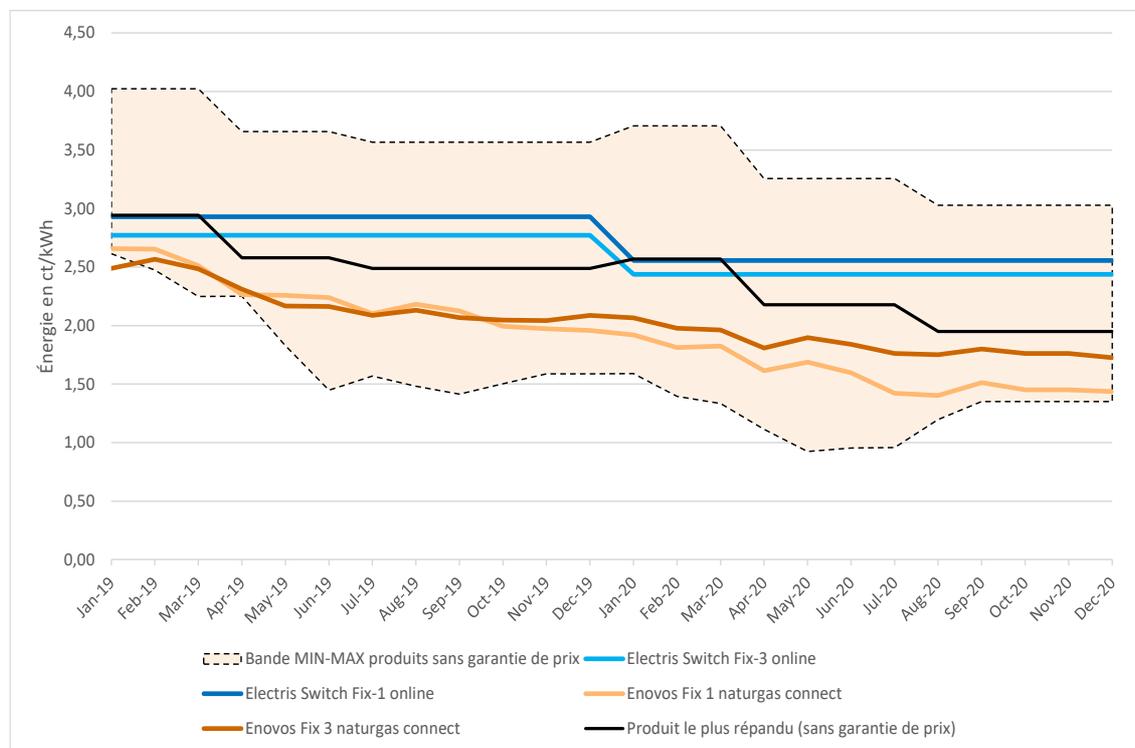
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 40 : Prix annuel 2020 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 40 est moins parlante. Bien que le consommateur connaît 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 indique aussi la bande de prix, dans laquelle se sont situés tous les produits sans garantie de prix. Tout comme pour le graphique 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 montre aussi le prix par kWh du produit sans garantie de prix, le plus répandu au Luxembourg.

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



Graphique 41 : 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 Calculix⁹² 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 500 € 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.

Des contrats fixes peuvent constituer une option intéressante. Il est cependant important de bien s'informer sur les conditions de tels produits.

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 21 par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 280 GWh, il y a eu 34 changements de fournisseurs, par rapport à 88 en 2019. Le taux de changements dans ce segment, qui représente environ 29 % du marché national et un taux de changement de fournisseur en termes de volume de 2,3 % en 2020, est en diminution par rapport à 2019 (8,2 %).

3.2.2.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL

Uniquement 5 clients finals à consommation annuelle supérieure à 280 GWh représentent le segment industriel, qui compte cependant pour 28 % du marché en termes de volume. Pour l'année 2020 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 2020.

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

3.2.2.3 FOURNITURE PAR DÉFAUT

La fourniture par défaut dans le secteur du gaz naturel est moins prévalent qu'en électricité puisque les emménagements/déménagements impliquent moins souvent un changement du client de gaz naturel – les appartements n'ont en règle générale pas de raccordement individuel au gaz – et la mise en service d'un raccordement est souvent conditionnée par la conclusion d'un contrat de fourniture.

L'Institut n'a donc pas procédé à une adaptation comparable à celle en électricité du cadre réglementaire de la fourniture par défaut en gaz naturel jusqu'à présent. L'Institut va néanmoins continuer à observer l'évolution du marché et, le cas échéant, lancer une analyse du fonctionnement de la fourniture par défaut en gaz naturel.

3.2.2.4 SURVEILLANCE DES PRIX

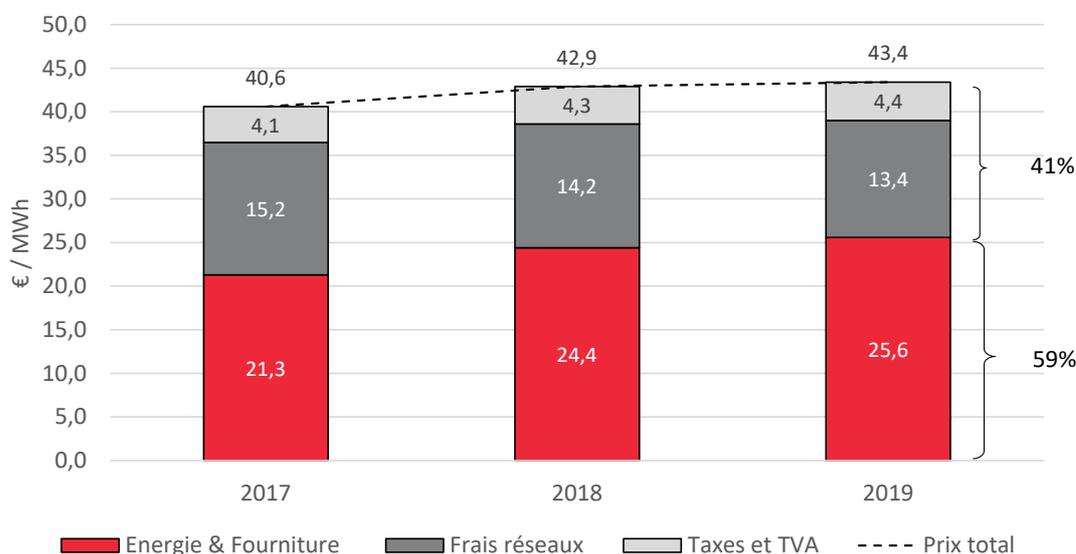
3.2.2.4.1 PRIX DU DÉTAIL

Au Luxembourg, le marché du gaz naturel a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Un prix de fourniture régulé n'ayant jamais existé⁹³, l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

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

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

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 42 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁹⁴.



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

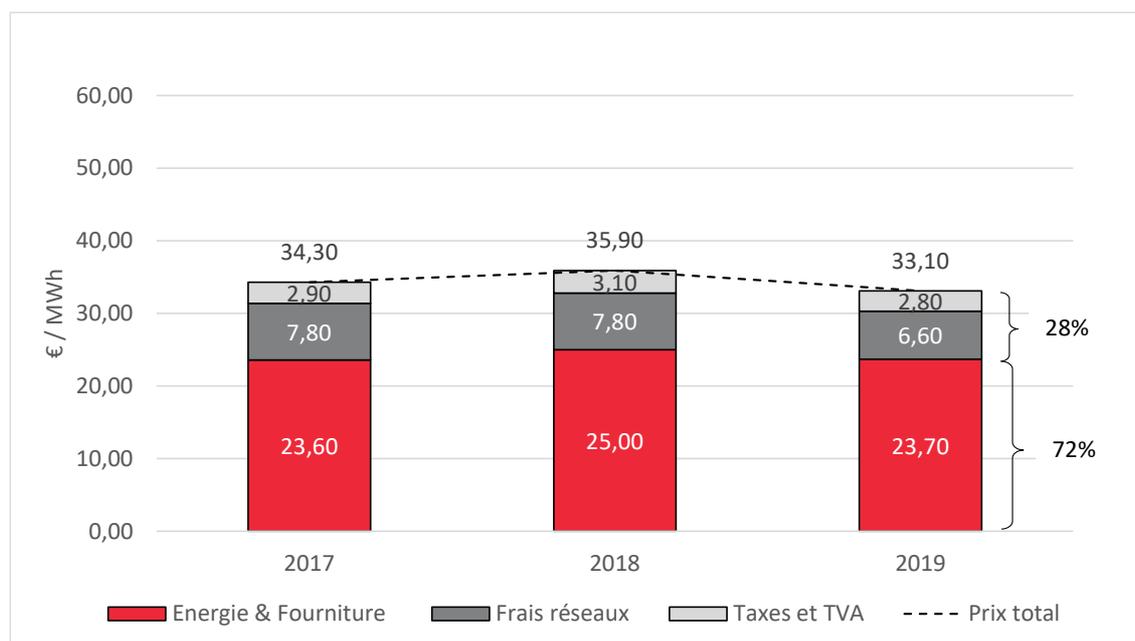
⁹³ Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

⁹⁴ 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

L'augmentation de la facture totale a donc son origine dans une augmentation de la composante énergie, entraînant aussi une légère augmentation de la composante des taxes et TVA. La composante « Énergie et Fourniture » a augmenté de 1,2 €/MWh en 2019. Les ménages ont payé 1,2% de plus par unité de gaz naturel consommé en 2019.

L'évolution de la décomposition du prix du gaz naturel d'un client industriel type,⁹⁵ tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 43 suivant.

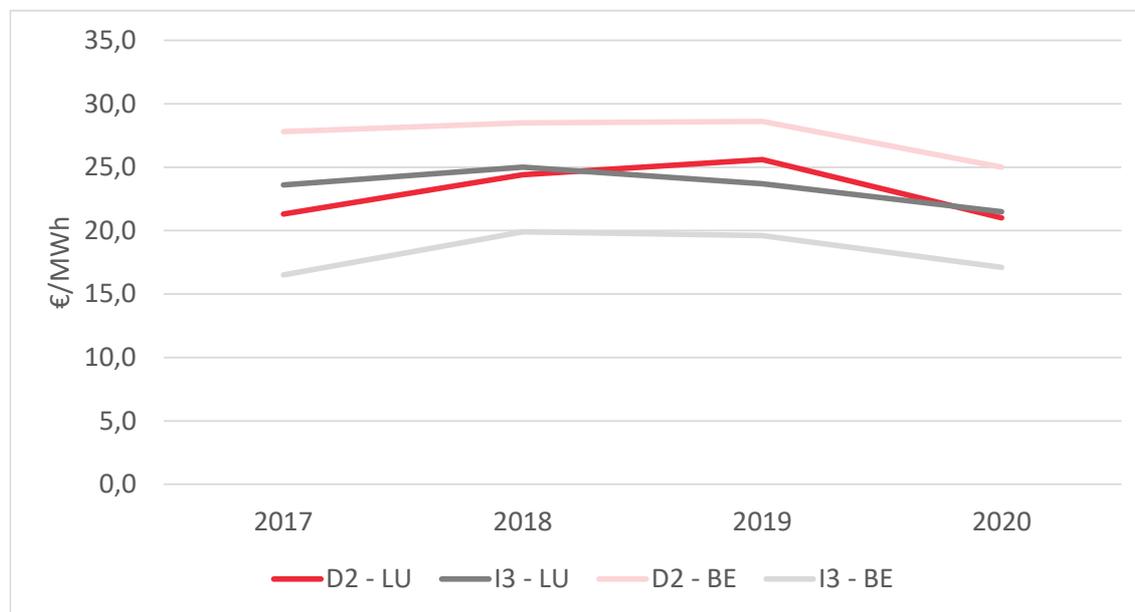


Graphique 43 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients industriels (prix courants)

Comme le Luxembourg fait partie du marché intégré belgo-luxembourgeois pour le gaz naturel (BELUX), les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes en Belgique qu'au Luxembourg de manière 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.

⁹⁵ 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 44 : 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 diminué pour toutes les catégories de consommateurs au Luxembourg comme en Belgique de 2019 à 2020.

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 augmente à 4 €/MWh pour le segment D2 et 4,4 €/MWh pour le segment I3 entre 2019 et 2020. Elle correspond à environ 20% du coût de la molécule de gaz naturel en 2020.

Déjà en octobre 2018, l'Institut avait publié son analyse intitulée « Le prix du gaz naturel pour les petites et moyennes entreprises et industries »⁹⁶. 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 représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF⁹⁷- Gas Base Load Futures - DM year-ahead⁹⁸, ligne rouge) avec livraison entre 2016 et 2020 ainsi que le développement sur le marché *spot* (TTF – SM *day-ahead*⁹⁹, ligne jaune) pour les années 2016 à 2020.

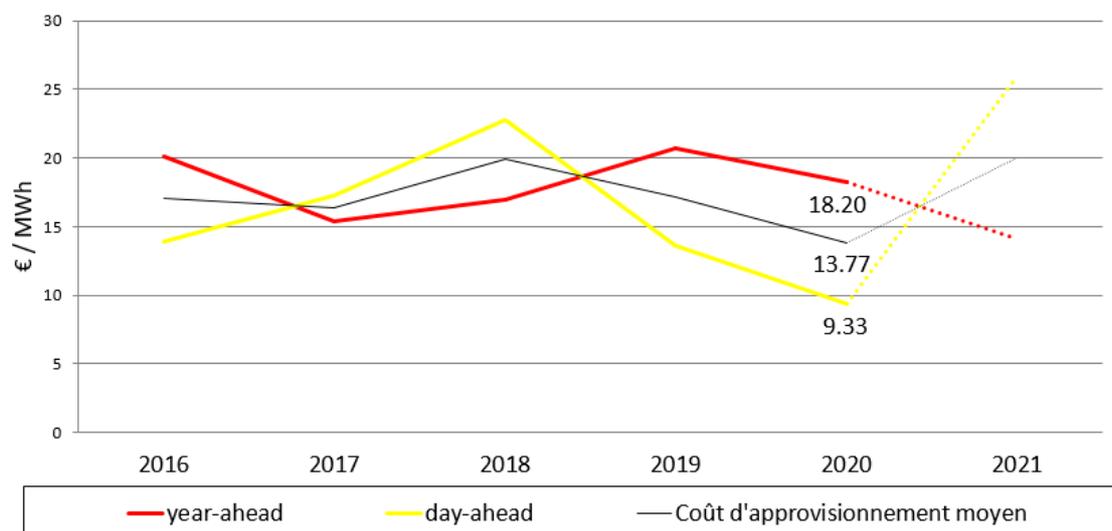
⁹⁶ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-559.pdf>.

⁹⁷ « Title Transfer Facility » (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

⁹⁸ 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.

⁹⁹ Il s'agit du prix du marché au comptant pour le jour suivant, intrajournalier. Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement. La valeur annuelle pour le présent graphique est la moyenne des prix mensuels moyens sur une année.

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



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

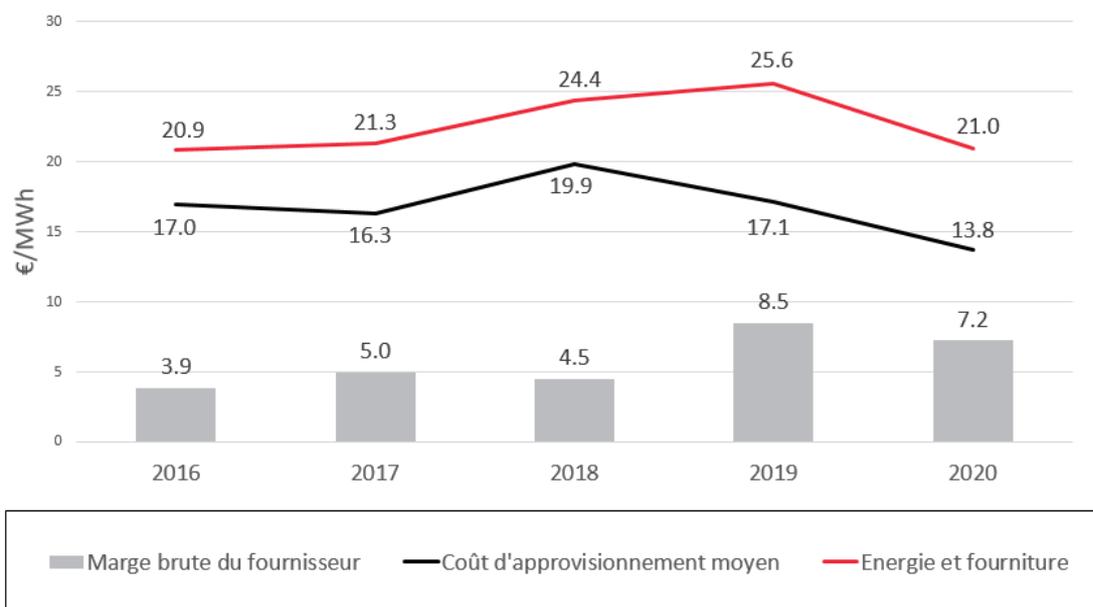
Entre 2019 et 2020, les coûts d'approvisionnement en gaz naturel ont diminué (ligne noire dans le Graphique ci-dessus). Cette chute des prix est le résultat d'une diminution significative du produit *spot* (ligne jaune) ainsi qu'une diminution du produit à terme (ligne rouge). Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché *spot*, est estimé à 13,77 €/MWh en 2020.

Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à 7,2 €/MWh en 2020. La baisse de la marge brute entre 2019 et 2020 est en corrélation avec la baisse du prix moyen d'approvisionnement sur les marchés de gros.

	MOYENNE 2018	MOYENNE 2019	MOYENNE 2020
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	20 %	18 %	15 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts	8 %	9 %	7 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	0 %	0 %	1 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans et ≤ 5 ans (p.ex. OTC)	13 %	13 %	14 %
Contrats à long terme avec des fournisseurs > 5 ans	45 %	59 %	63 %
Autres (p.ex. injecteurs nationaux)	14 %	0 %	0 %

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

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



Graphique 46 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2016 - 2020

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 publié¹⁰⁰ son rapport le plus récent en juillet 2020.

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.

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.

¹⁰⁰ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/VS-Bericht-Gas-2020.pdf>.

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

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 1er 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 préventif¹⁰¹ et le plan d'urgence¹⁰² prescrits par ce Règlement, y inclus le renfort de la coopération régionale dans ce domaine. Le plan d'action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel au Luxembourg dans le cadre législatif en vigueur, les résultats de l'évaluation des risques, une évaluation de la situation de Luxembourg vis-à-vis des normes d'infrastructures et d'approvisionnement, ainsi qu'une présentation des mesures préventives visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement. Le plan d'urgence contient le cadre législatif luxembourgeois, la définition des niveaux de crise, une vue d'ensemble des acteurs et de leurs rôles respectifs, les modalités de déclenchement des niveaux de crise, ainsi que la présentation des étapes clés des procédures de crise et des flux d'information entre acteurs.

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

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

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

Pour des raisons géologiques, techniques et économiques, le Luxembourg n'est pas en mesure d'assurer lui-même les étapes de production/exploration de gaz naturel, ainsi que le stockage. En effet, le Luxembourg ne dispose ni de champs d'exploration, ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou en nappe aquifère. La seule source indigène est constituée par la biométhanisation et son injection directe dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite possible sur le territoire luxembourgeois, la flexibilité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande doit être assurée par les moyens mis à disposition par les systèmes limitrophes. À cette fin, Creos a conclu un accord opérationnel d'équilibrage avec Fluxys pour gérer les flux en temps réel.

L'évolution des besoins en gaz naturel sont dépendants de la température et de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l'Institut. La Loi Gaz attribue la collecte et l'analyse de ces informations au Ministère ayant l'Énergie dans ses attributions dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement.

3.3.3 DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS

Depuis le 1^{er} octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux permettent de couvrir la dernière pointe la plus élevée, mesurée en 2012, soit 300.000 m³/h avec de la capacité ferme. 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.

¹⁰¹ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-action-preventif-gaz-naturel.pdf>.

¹⁰² <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-urgence-gaz-naturel.pdf>.

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

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg¹⁰³ a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, 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 « Sécurité de l'information », sous-titre « Sécurité des informations » en Chapitre 2.3.

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

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).

¹⁰³ <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

4 PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS

Les directives du Paquet énergie propre pour tous les européens¹⁰⁴ 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 les rendre 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 réseau¹⁰⁵. 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 2020, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel¹⁰⁶ en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016¹⁰⁷. 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 électronique¹⁰⁸.

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 Européenne¹⁰⁹. La directive électricité 2019/944 réitère dans son Article 26 du Chapitre III le droit des consommateurs à un règlement extrajudiciaire des litiges.

En 2020, l'Institut a traité 8 nouvelles demandes de médiation dans le secteur de l'énergie : 5 pour le secteur électricité, 2 pour le secteur gaz naturel, et 1 sur l'électricité et le gaz conjointement.

Les 8 nouveaux dossiers concernaient principalement la facturation, notamment des contestations au niveau de la fixation des avances mensuelles, du décompte final, ou encore des contestations relatives au changement de compteur ou à une contribution au mécanisme de compensation pour ne citer que quelques exemples. Les 8 demandes de médiation ont trouvé des issues très différentes au cours de l'année 2020 : 1 demande a été retirée, 2 dossiers ont été refusés par le défendeur, 4 litiges ont été réglés grâce à la médiation et 1 demande de médiation a dû être refusée par l'ILR, puisqu'elle ne concernait pas un litige contractuel entre

¹⁰⁴ 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>.

¹⁰⁵ Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

¹⁰⁶ 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.

¹⁰⁷ 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.

¹⁰⁸ Site Internet dédié au Service Médiation de l'Institut [mediation.ilr.lu](https://web.ilr.lu). Contact : mediation@ilr.lu.

¹⁰⁹ Liste des Organismes de règlement des litiges sur le [site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs](https://ec.europa.eu/consumers/odr/).

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

un consommateur et un fournisseur ou gestionnaire de réseau. Le service médiation publie son rapport annuel sur le site Internet de l'Institut¹¹⁰.

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 loi¹¹¹. 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 2020.

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 2020.

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 2020, le Service Énergie de l'Institut a enregistré 115 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, autres autorités et instituts de recherche) parvenues par voie électronique¹¹². Le Service Énergie est également joignable par téléphone via la Hotline Énergie¹¹³. 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.

¹¹⁰ <https://web.ilr.lu/mediation/FR/Mediation/Informations-utiles/Publications/Pages/default.aspx>.

¹¹¹ 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.

¹¹² 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.

¹¹³ 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'Institut¹¹⁴.

Au cours de l'année 2020 l'Institut a publié 2 communiqués de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 8 consultations publiques, respectivement 4 pour le marché de l'électricité et 4 pour le marché du gaz naturel.

Pour rester informés des travaux menés par l'Institut, les consommateurs sont invités à s'inscrire au newsletter de l'Institut en choisissant les secteurs d'intérêt¹¹⁵.

4.2.1 GUICHET UNIQUE EN LIGNE

L'Institut, en sa qualité de guichet unique¹¹⁶, 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'Institut¹¹⁷, 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.

4.2.2 SONDAGE AUPRÈS DE MENAGES LUXEMBOURGEOIS

Entre septembre et octobre 2019 en collaboration avec l'institut de sondage TNS-Ilres, le Service Énergie a réalisé un tout premier sondage auprès de 1.212 ménages résidents au Luxembourg. Ce sondage avait comme objectif d'analyser le niveau de connaissance et de compréhension des consommateurs luxembourgeois concernant le marché de l'électricité et du gaz naturel.

Les résultats du sondage montrent que fin 2019 les consommateurs sont favorables à l'ouverture du marché de l'électricité et du gaz naturel, mais que peu d'entre eux font jouer la concurrence entre fournisseurs. D'un côté, les consommateurs résidentiels se montrent complètement satisfaits de leurs fournisseurs d'énergie, 97% en électricité et 98% en gaz naturel, d'un autre côté les piliers de la libéralisation du marché de l'énergie, comme par exemple la distinction entre activités du gestionnaire de réseau et du fournisseur, ne sont pas encore clairs 12 ans après la libéralisation du marché de détail de l'énergie au Luxembourg.

Ainsi, les taux de changement de fournisseur dans le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel, qui restent parmi les plus bas en Europe¹¹⁸, peuvent au-delà de la satisfaction des consommateurs avec les fournisseurs existants, être en partie expliqués par une méconnaissance du fonctionnement du marché de l'énergie ainsi que par une passivité de la part de consommateurs. Fin 2019, seulement 4% de répondants avait utilisé l'outil de comparaison des offres d'électricité et de gaz naturel, calculix.lu, mis à disposition des consommateurs par l'Institut depuis septembre 2013 pour l'électricité et depuis mars 2015 intégrant aussi le gaz naturel.

Les consommateurs se montrent, en outre, prêts à s'investir plus dans la transition énergétique, notamment en achetant de l'électricité verte, en installant des panneaux solaires ou encore en changeant de comportement de consommation. L'Institut constate qu'en 2020, 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.

¹¹⁴ Sources : (i) Communiqués de presse : [électricité](#) et [gaz naturel](#); (ii) consultations publiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹¹⁵ Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le [formulaire d'inscription en ligne](#).

¹¹⁶ Article 2(13) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

¹¹⁷ Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#); (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹¹⁸ Comparaison dans le rapport du CEER « Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets » : <https://www.ceer.eu/list-of-publications>.

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

L'infographie¹¹⁹ établie pour la conférence de presse, qui a eu lieu le 3 mars 2020, sur les résultats du sondage ainsi que la présentation des résultats de l'Institut « TNS Ilres » et les réponses agrégées et anonymisées se trouvent sur le site Internet de l'ILR¹²⁰.

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.

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 2020 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 à tarification dynamique.

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 en novembre 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 ainsi 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 nouvelle rubrique « Calculix Business ». calculix.lu est ainsi prêt pour les développements et innovations de produits offerts par les fournisseurs suite au déploiement des compteurs intelligents.

¹¹⁹ Infographie Sondage ILR 2019 : <https://assets.ilr.lu/Documents/ILRLU-1797567310-221.pdf>.

¹²⁰ <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

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 2018/1999¹²¹ 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)¹²².

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.

Parmi les mesures prises au niveau national pour combattre la précarité énergétique, le 3^{ème} rapport sur la précarité énergétique¹²³ publié par l'Observatoire européen de la précarité énergétique¹²⁴ informe qu'au Luxembourg la plateforme myenergy¹²⁵, financée par le Gouvernement du Grand-Duché de Luxembourg, propose un accompagnement aux ménages en situation de précarité énergétique et octroie des subventions pour le remplacement des appareils électroménagers consommateurs d'énergie. Le projet « STEP IN »¹²⁶ financé par « Horizon 2020 » dont l'objectif est d'améliorer la maîtrise de l'énergie et la sensibilisation des consommateurs touchés par la pauvreté énergétique est mené au Luxembourg par le Luxembourg Institute of Science and Technology, qui coordonne le projet au niveau européen. L'Institut, dans le cadre de la surveillance du marché de l'énergie au Luxembourg, est censé de transmettre au CEER les statistiques en relation avec la pauvreté énergétique. Pour l'année 2020 l'Institut ne possédait pas de telles statistiques.

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 différents formes d'aide qu'il(s) octroie(nt) ». Ils doivent de même fournir « les conseils et renseignements et (effectuer) les

¹²¹ 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.

¹²² Les mesures pour lutter contre la précarité énergétique sont définies à la section 2.4.4. du [PNEC](#).

¹²³ Towards an inclusive energy transition in the European Union: Confronting energy poverty amidst a global crisis.

¹²⁴ <https://www.energy-poverty.eu>.

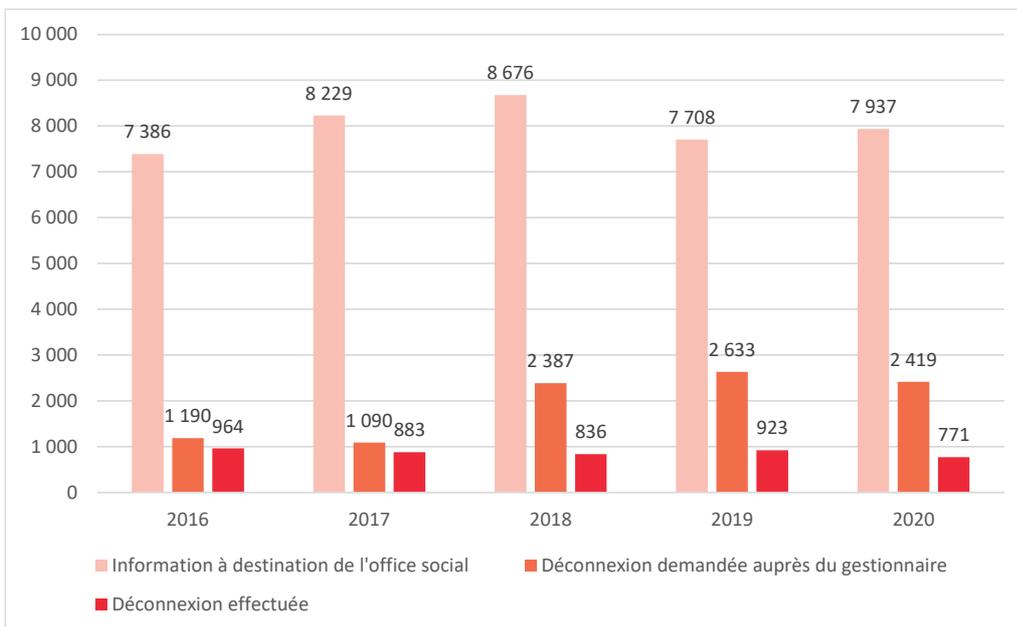
¹²⁵ Myenergy, Assistance aux ménages en situation de précarité énergétique <https://www.myenergy.lu/fr/particuliers/electricite/assistance-aux-menages-en-situation-de-precarite-energetique>.

¹²⁶ <https://www.step-in-project.eu/>

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

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 »¹²⁷.

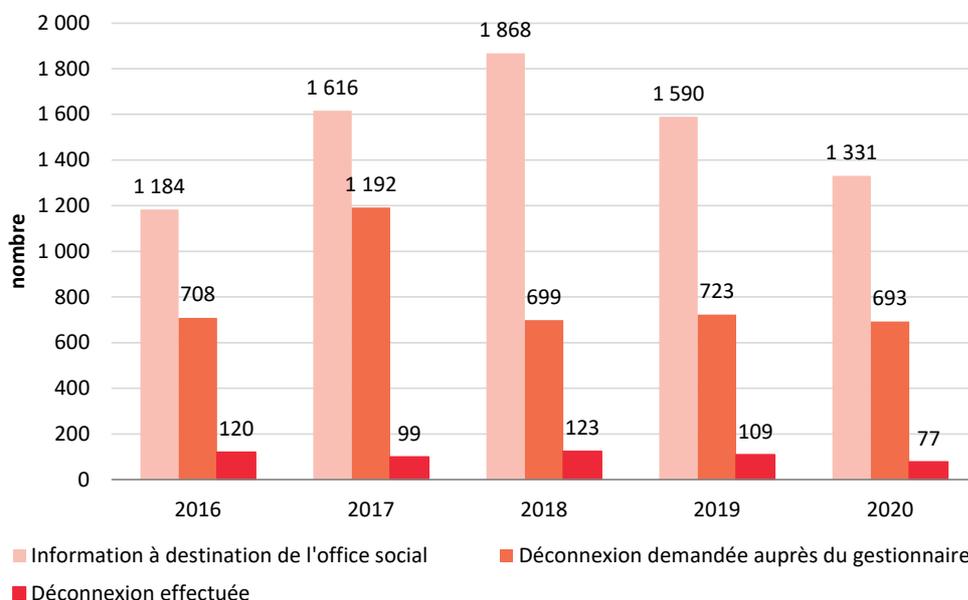
Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Le Graphique 47 et le Graphique 48 renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2016 et 2020 auprès des clients résidentiels. Dans le secteur électricité, les GRD indiquent avoir effectué toutes les déconnexions et reconnexions dans les délais légaux.



Graphique 47 : Procédures de déconnexion - secteur électricité

¹²⁷ Loi modifiée du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale.

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



Graphique 48 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel

Dans le secteur de l'électricité, on constate une augmentation de 3 % des procédures de déconnexion entamées, donc des dossiers envoyés à l'office social. Néanmoins, on constate une diminution de 16 % du nombre de déconnexions effectivement exécutées.

Dans le secteur du gaz naturel, on constate une baisse aussi bien des dossiers envoyés à l'office social (-16 %) que des déconnexions exécutées (-30 % par rapport à 2019).

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 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 2020, 410 clients ont été fournis par le fournisseur du dernier recours dans le secteur de l'électricité. Tous les cas de fourniture du dernier recours en 2020 étaient des clients dont la fourniture par défaut est venue à échéance. Aucun client n'est tombé en fourniture du dernier recours suite à la défaillance d'un fournisseur.

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.

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 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
GTM	Gas Target Model
HT	Haute tension

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

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.	17
Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.	18
Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2020	21
Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions	28
Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées	28
Tableau 6 : demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité	31
Tableau 7 : Résultats de la 3e procédure d'appel d'offres pour installations PV de capacité 200 kW à 5 MW	34
Tableau 8 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau	41
Tableau 9 : Importations d'électricité	43
Tableau 10 : Exportations d'électricité	44
Tableau 11 : Prix moyens annuels du marché <i>day-ahead</i> dans la zone DE/LU	46
Tableau 12 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité	46
Tableau 13 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2020	48
Tableau 14 : Évolution du volume d'énergie fournie aux différents segments du marché de détail	49
Tableau 15 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2019 et 2020	52
Tableau 16 : Volumes attribués au travers des enchères 2020	64
Tableau 17 : Centrales de production au Luxembourg	66
Tableau 18 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2019	75
Tableau 19 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon Eurostat	80
Tableau 20 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2020-2021	81
Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2020	82
Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2019 et 2020	84
Tableau 23 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel	91

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

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Réseaux électriques	14
Graphique 2 : Le groupe Encevo en 2019	17
Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux	22
Graphique 4 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW	23
Graphique 5 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2020	24
Graphique 6 : Courbe de charge sur la zone Creos au cours de la deuxième semaine de confinement	24
Graphique 7 : Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2020	25
Graphique 8 : Courbe de charge du jour de la pointe de production en 2020	25
Graphique 9 : Taux de couverture de la consommation par la production le 23 mars 2020	26
Graphique 10 : Courbe de charge zone Creos – pointe Creos	26
Graphique 11 : Déplacement des périodes de charge	27
Graphique 12 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur	29
Graphique 13 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause	29
Graphique 14 : Capacités Photovoltaïques mise en service au cours de l'exercice	30
Graphique 15 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes	31
Graphique 16 : Évolution de la capacité totale installée pour les technologies photovoltaïque et éolienne	32
Graphique 17 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables	33
Graphique 18 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité	33
Graphique 19 : Effets désirés de l'autoconsommation	35
Graphique 20 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité	37
Graphique 21 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients	48
Graphique 22 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail de l'électricité	50
Graphique 23 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)	51
Graphique 24 : Prix annuel 2020 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	53
Graphique 25 : Évolution du prix de l'énergie des produits avec garantie de prix - comparé aux produits sans garantie de prix	54
Graphique 26 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2020	56
Graphique 27 : Évolution du nombre total de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2020	56
Graphique 28 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2020 (en kWh)	57
Graphique 29 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants)	58
Graphique 30 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants)	59
Graphique 31 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)	59
Graphique 32 : Développement sur le marché de gros de l'électricité	61
Graphique 33 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2016 - 2020	62
Graphique 34 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel	76
Graphique 35 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2020 par type de raccordement	77
Graphique 36 : Nombre de demandes de consommation de gaz naturel en 2020 par type de demandeurs	77
Graphique 37 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel	78
Graphique 38 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients	83
Graphique 39 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail du gaz naturel	84
Graphique 40 : Prix annuel 2020 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	86
Graphique 41 : Évolution du prix de l'énergie des produits avec garantie de prix - comparé aux produits sans garantie de prix	87
Graphique 42 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients résidentiels (prix courants)	88
Graphique 43 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients industriels (prix courants)	89
Graphique 44 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg	90
Graphique 45 : Développements sur le marché de gros du gaz naturel	91
Graphique 46 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2016 - 2020	92

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

Graphique 47 : Procédures de déconnexion - secteur électricité	100
Graphique 48 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel	101
