

Rapport

26 juillet 2022

Rapport National 2022 de la Belgique à la Commission européenne et à Acer

Article 23, § 3*bis*, de la loi du 29 avril 1999, relative à l'organisation du marché de l'électricité et l'article 15/14, § 3*bis* de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	6
1.1. Niveau Fédéral	6
1.2. Région Flamande.....	13
1.3. Région Wallonne	15
1.4. Région Bruxelles-Capitale.....	18
2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	19
2.1. Régulation du réseau	19
2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia).....	19
2.1.2. Réseaux fermés industriels	20
2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	20
2.1.4. Réseaux fermés professionnels.....	21
2.2. Fonctionnement technique.....	22
2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires	22
2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	30
2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations.....	34
2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde	39
2.2.5. Énergie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée <i>offshore</i> et <i>on-shore</i> et de l'électricité verte produite.....	44
2.3. Tarifs de transport et de distribution.....	51
2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)	51
2.3.2. Tarif de distribution.....	53
2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	71
2.4. Questions transfrontalières	71
2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités	71
2.4.2. Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion	77
2.4.3. Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)	79
2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers.....	82

2.4.5.	Monitoring des plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne.....	85
2.4.6.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER.....	89
2.5.	Conformité	91
2.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	91
2.5.2.	Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, des GRDs et des entreprises d'électricité actives sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives	91
2.6.	Concurrence	92
2.6.1.	Marché de gros	92
2.6.2.	Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau et de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de la concurrence pour le marché de gros	93
2.6.3.	Marché de détail	100
2.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence	102
2.6.5.	Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective	123
2.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	128
2.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	128
2.7.2.	Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	130
2.7.3.	Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs	130
3.	LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL.....	130
3.1.	Régulation du réseau	130
3.1.1.	Dissociation et la certification du gestionnaire de transport.....	130
3.1.2.	Réseaux fermés industriels	133
3.1.3.	Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	133
3.1.4.	Réseaux fermés professionnels.....	133
3.2.	Fonctionnement technique.....	134
3.2.1.	Services d'équilibrage et les services auxiliaires	134
3.2.2.	Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture.....	135
3.2.3.	Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations.....	138

3.2.4.	Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires	140
3.2.5.	Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage.....	141
3.2.6.	Monitoring des mesures de sauvegarde	141
3.3.	Tarifs de transport et de distribution.....	142
3.3.1.	Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited.....	142
3.3.2.	Tarifs de distribution	144
3.3.3.	Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	152
3.4.	Questions transfrontalières	152
3.4.1.	Monitoring « <i>Cross-border interconnection capacity</i> »	152
3.4.2.	Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques	153
3.4.3.	Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne	155
3.4.4.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER	157
3.5.	Conformité	158
3.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	158
3.5.2.	Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRDs et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives	158
3.6.	Concurrence	158
3.6.1.	Marché de gros	158
3.6.2.	Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros.....	161
3.6.3.	Marché de détail	166
3.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence	167
3.6.5.	Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective	183
3.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	186
3.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	186
3.7.2.	Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire	188
3.7.3.	Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	192

3.7.4.	Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs	192
4.	PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ÉLECTRICITÉ ET GAZ.....	193
4.1.	Protection des consommateurs	193
4.1.1.	Obligations de service universel et de service publique	193
4.1.2.	Consommateurs vulnérables.....	218
4.1.3.	Informations aux consommateurs	225
4.1.4.	Changement de fournisseur	229
4.1.5.	Smart metering	229
4.2.	Traitement des plaintes	230
4.2.1.	Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l’énergie et les régulateurs	230
4.2.2.	Classification des plaintes	233
4.2.3.	Procédure des plaintes.....	236
4.2.4.	<i>Alternative Dispute Resolution</i>	240

1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

1.1. NIVEAU FÉDÉRAL

Prix maximaux sociaux

Depuis le début de la crise sanitaire du COVID-19, le nombre de ménages en situation de précarité énergétique a augmenté de manière importante. Afin de limiter cette hausse, le gouvernement fédéral a décidé d'élargir temporairement le groupe cible des personnes bénéficiant du tarif social du 1^{er} février au 31 décembre 2021 inclus.

A cet égard, l'arrêté royal du 28 janvier 2021¹ a modifié la liste des clients protégés résidentiels dans la loi gaz du 12 avril 1965 (ci-après « loi gaz ») et la loi électricité du 29 avril 1999 (ci-après « loi électricité ») afin d'y inclure les personnes qui bénéficient de l'intervention majorée (ci-après « statut BIM »). Cette intervention majorée est une aide octroyée aux personnes percevant certaines allocations sociales, dont la plupart disposent déjà du droit au tarif social, ainsi qu'aux personnes dont les revenus sont inférieurs à un certain plafond. Afin de ne pas alourdir la facture énergétique de l'ensemble des clients finaux, le financement de l'extension n'est pas imputé à la cotisation fédérale mais au budget de l'Etat. Les ressources provenant de la cotisation fédérale ne peuvent être utilisées que pour les clients sociaux existants et les ressources provenant du budget de l'Etat ne peuvent être utilisées que pour la nouvelle catégorie de clients sociaux.

L'arrêté royal du 28 janvier 2021 modifie également l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge. Celui-ci prévoit des procédures adaptées et une avance sur le remboursement aux fournisseurs d'un montant de 88 millions d'euros (38,4 M€ en gaz naturel et 49,6 M€ en électricité). Par ailleurs, l'arrêté royal du 5 mars 2021² est venu modifier le calcul de la composante énergie de référence et de la cotisation énergie renouvelable et cogénération. Celles-ci servent à déterminer la composante énergie du prix de référence qui entre en compte dans le cadre des créances clients protégés à introduire par les fournisseurs en compensation de l'application des tarifs sociaux.

En outre, à la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a rédigé un avis³ (i) sur un projet d'arrêté royal pour l'attribution d'un forfait unique de 80 EUR aux clients qui bénéficient du tarif social électricité et (ii) sur un projet d'arrêté royal modifiant les arrêtés royaux électricité et gaz naturel

¹ Arrêté royal du 28 janvier 2021 complétant la liste des clients protégés résidentiels visée à l'article 15/10, § 2/2, alinéa 1^{er}, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et à l'article 20, § 2/1 alinéa 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge ainsi que de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge (Moniteur belge du 1^{er} février 2021). La CREG avait remis un avis sur le projet de texte le 17 décembre 2020 (voyez notre rapport annuel 2020).

² Arrêté royal du 5 mars 2021 portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge ainsi que de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge (Moniteur belge du 12 mars 2021).

³ Avis (A)2304 du 17 novembre 2021.

du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge. Dans son avis, la CREG a formulé certaines remarques sur ces deux projets d'arrêté royal et a notamment suggéré de prendre en compte dans l'attribution du forfait un nombre étendu de clients protégés étant donné l'impact minime sur le coût de la mesure.

L'entrée en vigueur de l'arrêté royal du 15 décembre 2021⁴ a confirmé l'octroi de l'avance supplémentaire de 100 millions d'euros aux fournisseurs. Il en est de même pour l'octroi d'un forfait unique de 80 EUR en 2022 à tous les clients résidentiels qui ont bénéficié au 30 septembre 2021 de l'application du tarif social électricité, confirmé par l'entrée en vigueur de la loi du 15 décembre 2021⁵ et par l'arrêté royal du 23 décembre 2021⁶.

Enfin, la loi-programme du 27 décembre 2021⁷ est venue prolonger jusqu'au 1^{er} avril 2022 l'extension de l'application des tarifs sociaux aux personnes ayant le statut BIM.

Le mécanisme de rémunération de capacité

Afin de garantir la mise à disposition d'une capacité suffisante à partir de l'hiver 2025 pour répondre à la demande d'électricité sur le territoire, et compte tenu de la fermeture prévue à cette date des centrales nucléaires actives en Belgique, un système de soutien pour tout type de capacité susceptible de contribuer à la sécurité d'approvisionnement (production, stockage⁸, gestion de la demande), appelé mécanisme de rémunération de capacité (ci-après « CRM »), a été introduit dans la loi électricité en 2019 (voir notre rapport annuel 2019).

A cet égard, la loi du 15 mars 2021⁹ est venue à nouveau modifier la loi électricité afin d'adapter le CRM, compte tenu en particulier du Règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Dans la mesure où le CRM vise à octroyer un soutien financier aux détenteurs de capacité ayant été retenus au terme des mises aux enchères annuelles organisées quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, le besoin de capacité ainsi que les paramètres relatifs à ces enchères doivent être préalablement déterminés. La loi électricité a donc été adaptée afin que les paramètres destinés à déterminer le volume à contracter dans le cadre du CRM soient approuvés par l'Etat membre sur la base d'une proposition de la CREG. Avant cette modification, la CREG ne disposait que d'une compétence consultative.

⁴ Arrêté royal du 15 décembre 2021 portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge ainsi que de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge (Moniteur belge du 21 décembre 2021).

⁵ Loi du 15 décembre 2021 portant des mesures en vue de la hausse des prix de l'énergie en 2021 et confirmant l'arrêté royal du 22 décembre 2020 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (Moniteur belge du 23 décembre 2021).

⁶ Arrêté royal du 23 décembre 2021 fixant les modalités relatives au forfait unique visé à l'article 4 de la loi du 15 décembre 2021 portant des mesures en vue de la hausse des prix de l'énergie en 2021 et confirmant l'arrêté royal du 22 décembre 2020 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (Moniteur belge du 27 décembre 2021).

⁷ Loi programme du 27 décembre 2021 (Moniteur belge du 31 décembre 2021).

⁸ Circulaire relative à l'obligation pour des installations de stockage d'énergie d'obtenir une autorisation dans le cadre de l'article 4 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'Arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité (Moniteur belge du 19 juillet 2021).

⁹ Loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 19 mars 2021).

L'ensemble de la procédure est désormais décrit au nouvel article 7undecies, § 2 de la loi électricité qui prévoit dans un premier temps que le Roi fixe¹⁰, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, sur proposition de la CREG¹¹, après consultation des acteurs du marché et avis de la direction générale de l'Énergie, les paramètres à appliquer pour déterminer la capacité à acheter. En outre, il est prévu que le Roi fixe¹² également par arrêté délibéré en Conseil des ministres les autres paramètres nécessaires à l'organisation des mises aux enchères, y compris leur méthode de calcul, sur la proposition du gestionnaire de réseau qui est établie après consultation des acteurs du marché et avis de la CREG¹³.

Afin de garantir une capacité suffisante d'ici l'hiver 2025, l'arrêté royal du 25 mars 2021 a fixé la date de la première vente aux enchères T-4 en octobre 2021¹⁴.

Dans un second temps, le nouvel article 7undecies, § 2, de la loi électricité prévoit que le gestionnaire du réseau établit chaque année et sur la base de la méthodologie fixée par le Roi deux rapports distincts, à savoir un rapport présentant les calculs nécessaires à l'établissement de la proposition par la CREG et un rapport contenant une proposition des paramètres nécessaires à l'organisation des mises aux enchères. Quant à cette proposition, la CREG donne un avis au ministre.

En application de la méthode de calcul visée à la première étape et fixée par arrêté royal du 28 avril 2021¹⁵, la CREG fait une proposition¹⁶ au ministre concernant les valeurs spécifiques sur la base desquelles le volume de capacité à acheter est déterminé. Cette proposition contient également une proposition du volume minimal à réserver pour les enchères organisées un an avant la période de fourniture de capacité. La direction générale de l'Énergie et le gestionnaire de réseau disposent d'un pouvoir d'avis sur cette proposition de la CREG. Sur la base des rapports et avis, le ministre de l'Énergie

¹⁰ Arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 30 avril 2021) ; Arrêté royal du 4 juillet 2021 modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 7 juillet 2021).

¹¹ Proposition CREG (E)2064 du 24 mars 2020.

¹² Arrêté royal du 28 avril 2021, *op. cit.*

¹³ Avis CREG (A)2030 du 6 décembre 2019.

¹⁴ Arrêté royal du 25 mars 2021 fixant pour l'année 2021 au 30 avril 2021 la date ultime à laquelle le ministre donne au gestionnaire du réseau l'instruction pour l'organisation de la mise aux enchères visées à l'article 7undecies § 6 (Moniteur belge du 29 mars 2021).

¹⁵ Arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 30 avril 2021).

¹⁶ Proposition CREG (C)2192/2 du 30 avril 2021.

donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères et définit les paramètres de celles-ci pour 2021¹⁷ et 2022¹⁸.

La procédure de sélection comprend une première phase de préqualification à la suite de laquelle les détenteurs de capacités préqualifiés sont admis à participer aux enchères. Les détenteurs de capacité dont la capacité, individuellement ou agrégée, est au moins égale au seuil minimal, fixé à 1 MW, sont éligibles à participer à la procédure de préqualification¹⁹. Les détenteurs de capacité étrangère indirecte sont également en mesure de participer à la procédure de préqualification. Entre autres conditions à cette participation, il doit s'agir de capacité d'un Etat membre de l'Union européenne qui est limitrophe du territoire belge et dont le réseau électrique est interconnecté avec le réseau électrique belge, et un accord doit avoir été conclu entre les gestionnaires de réseau concernés, puis approuvé par la CREG. Une pré-enchère est organisée pour chaque Etat membre européen limitrophe pour lequel un tel accord existe. Le gestionnaire du réseau fixe chaque année la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacité étrangère indirecte de chaque Etat membre européen limitrophe.

¹⁷ Arrêté ministériel du 30 avril 2021 portant instruction au gestionnaire du réseau pour organiser la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité débutant le 1^{er} novembre 2025, les paramètres nécessaires à l'organisation de la mise aux enchères précitée, le volume maximal de capacité pouvant être contracté avec tous les détenteurs de capacité non prouvée, et portant le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité, conformément à l'article 7undecies, § 6, alinéa 1^{er} de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 30 avril 2021) ; Arrêté ministériel du 30 avril 2021 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2021 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limite(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité (Moniteur belge du 12 mai 2021) ; Arrêté ministériel du 30 avril 2021 déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2021 en application de l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités (Moniteur belge du 17 mai 2021).

¹⁸ Arrêté ministériel du 14 septembre 2021 déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2022 en application de l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités (Moniteur belge du 28 septembre 2021) ; Arrêté ministériel du 15 septembre 2021 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2022 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 28 septembre 2021) ; Arrêté ministériel du 23 septembre 2021 modifiant l'arrêté ministériel du 14 septembre 2021 déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2022 en application de l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités (Moniteur belge du 28 septembre 2021).

¹⁹ Arrêté royal du 21 mai 2021 relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1^{er}, 1^o et 2^o, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification et en ce qui concerne le seuil minimal, en MW (Moniteur belge du 31 mai 2021).

En vue de l'octroi d'un contrat pluriannuel (3, 8 ou 15 ans), les critères d'éligibilité des coûts d'investissement permettant de classer toute capacité dans une catégorie de capacité, les seuils d'investissements distinguant les catégories de capacité, ainsi que la procédure de classement sont fixés dans un arrêté royal du 4 juin 2021²⁰.

Conformément à l'article 7undecies, § 12 de la loi électricité, les règles du fonctionnement du CRM décrivant en détail les méthodologies, règles et principes du CRM sont établies par la CREG, sur proposition du gestionnaire de réseau. Celles-ci, établies par décision de la CREG du 14 mai 2021, ont été approuvées par arrêté royal du 30 mai 2021²¹.

Enfin, un arrêté royal du 30 mai 2021 établit certaines modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de capacité par la CREG²²; cet arrêté fixe notamment les conditions d'intervention de l'Auditeur du marché de capacité, à désigner par la CREG, qui est appelée à aider cette dernière à contrôler la bonne tenue des procédures de préqualification ainsi que les résultats des mises aux enchères.

La Commission européenne a approuvé le CRM belge par décision du 22 septembre 2021²³.

- La norme de fiabilité

Dans le cadre de l'introduction du CRM, le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre par le mécanisme correspond à la norme de fiabilité, tel que visée 7undecies, § 7, alinéa 2, de la loi électricité.

La norme de fiabilité indique de manière transparente quel est le niveau requis de sécurité d'approvisionnement en Belgique et permet de déterminer si un mécanisme de capacité peut être appliqué et à quel coût. Compte tenu de l'effet potentiel de distorsion du marché que pourrait engendrer un mécanisme de rémunération de capacité, il est important que la norme de fiabilité soit calculée aussi précisément que possible à la lumière du marché de l'électricité concerné. Ainsi, la valeur attribuée à une panne d'électricité et le coût de la mise sur le marché d'une nouvelle capacité doivent être évalués les uns par rapport aux autres.

Le 28 mai 2021, la CREG a publié, à la demande de la ministre de l'Energie, une proposition de norme de fiabilité pour le territoire belge²⁴. Sur la base du VoLL (« *value of lost load* ») et du CoNE (« *cost of new entry* ») déterminés par la direction générale de l'Energie du SPF Economie, la CREG a constaté que l'application aux deux valeurs de l'équation pour déterminer la norme de fiabilité selon la méthodologie ACER aboutit à une norme de fiabilité de 2 h 43 min. L'arrêté royal du 31 août 2021²⁵ fixe la norme de fiabilité à 3 h.

Cette valeur repose sur une estimation unique du coût de l'énergie non distribuée, visée à l'article 7undecies, § 7, alinéa 3, de la loi électricité de 16 033 €/MWh et sur les valeurs fixe et variable du coût d'un nouvel entrant de la technologie de référence, visées à l'article 7undecies, § 7, alinéa 4, de la loi

²⁰ Arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement (Moniteur belge du 11 juin 2021 et du 25 juin 2021).

²¹ Arrêté royal du 30 mai 2021 portant approbation des règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité conformément à l'article 7undecies, § 12, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 1^{er} juin 2021).

²² Arrêté royal du 30 mai 2021 déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la commission de régulation de l'électricité et du gaz (Moniteur belge du 7 juin 2021).

²³ Approbation du mécanisme de rémunération de capacité de la Belgique par la Commission européenne (Moniteur belge du 22 septembre 2021).

²⁴ Proposition CREG (C)2243 du 28 mai 2021.

²⁵ Arrêté royal du 31 août 2021 relatif à la détermination de la norme de fiabilité et à l'approbation des valeurs du (Moniteur belge du 3 septembre 2021).

électricité pour la technologie de gestion de la demande de respectivement 45 €/kW/an et 736,73 €/MWh²⁶.

L'harmonisation des lois électricité et gaz avec la politique européenne en matière d'énergie

Suite à l'arrêt du 3 décembre 2020 de la Cour de justice de l'Union européenne condamnant l'Etat belge pour transposition incorrecte des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE, la loi du 21 juillet 2021²⁷ est venue modifier plusieurs dispositions des lois gaz et électricité afin de se conformer à la décision de la Cour. Conformément à ces directives, le régulateur fédéral de l'énergie reçoit davantage de compétences concernant des éléments qui sont actuellement déterminés par le Roi. En effet, ces nouvelles dispositions des lois gaz et l'électricité prévoient que la CREG devra établir un code de bonne conduite définissant les conditions en matière de raccordement et d'accès au réseau, de prestation de services d'équilibrage et d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures pour l'attribution des capacités et la gestion des congestions. L'entrée en vigueur de ces dispositions est toutefois prévue pour 2022.

En outre, le régulateur fédéral reçoit de nouveaux pouvoirs lorsqu'il constate des problèmes en matière de concurrence et de pratiques commerciales déloyales ou de comportement anticoncurrentiel. Enfin, la loi du 21 juillet 2021 transpose l'article 18 de la directive 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE qui concerne la facture énergétique. Bien que les exigences de cet article de la directive ne concernent que la facture d'électricité, elles sont également introduites pour la facture de gaz. Ainsi, il est désormais expressément prévu que les fournisseurs et les intermédiaires fournissent gratuitement aux clients finals toutes les factures ainsi que les informations de facturation. En outre, les clients finals ont la possibilité d'opter pour des factures électroniques. Enfin, lorsque le contrat de fourniture prévoit une modification future du produit ou du prix, ou une remise, les fournisseurs et intermédiaires doivent l'indiquer sur la facture, ainsi que la date à laquelle la modification prend effet.

La modification de la loi gaz

La loi du 18 mai 2021²⁸ a modifié un certain nombre de dispositions de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations ; elle transpose en droit belge la directive 2019/692 modifiant la directive 2009/73 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Cette directive vise à éliminer certains obstacles à l'achèvement du marché intérieur du gaz naturel résultant de la non-application des règles du marché de l'Union aux conduites de transport de gaz à destination et en provenance de pays tiers. Les modifications apportées par la présente directive visent à garantir que les règles applicables aux conduites de transport de gaz reliant deux États membres ou plus sont également applicables, au sein de l'Union, aux conduites de transport de gaz à destination et en provenance de pays tiers.

Par ailleurs, outre les adaptations à la définition de « gaz naturel » visant à inclure les gaz d'origine autre que souterraine ainsi que le grisou et la définition d'« interconnexion » visant à clarifier la situation de l'interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni suite au Brexit, les autres adaptations visent à clarifier le cadre juridique relatif aux autorisations de transport de certains autres gaz et leurs mélanges via le réseau de transport de gaz naturel.

²⁶ Arrêté royal du 21 novembre 2021 modifiant l'arrêté royal du 31 août 2021 relatif à la détermination de la norme de fiabilité et à l'approbation des valeurs du coût de l'énergie non distribuée et du coût d'un nouvel entrant (Moniteur belge du 7 décembre 2021).

²⁷ Loi du 21 juillet 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 3 septembre 2021).

²⁸ Loi du 18 mai 2021 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 27 mai 2021).

La prolongation des contrats de fourniture d'énergie des clients résidentiels et des PME

La loi du 4 juin 2021²⁹ a modifié diverses dispositions relatives à la prolongation des contrats de fourniture d'énergie des clients résidentiels et des PME afin que les contrats dit « dormants », à savoir des contrats qui ne sont plus proposés aujourd'hui mais auxquels des centaines de milliers de Belges sont encore liés, ne puissent plus être reconduits par les fournisseurs. Désormais, lorsque le contrat à durée déterminée d'un client résidentiel ou d'une PME arrive à expiration, le fournisseur fournit au moins deux mois avant la date d'expiration du contrat un aperçu de tous ses produits qui sont actifs.

Lorsque le produit correspondant n'est plus un produit actif ou lorsque le prix du produit diffère du prix actuel du produit actif, le fournisseur en informe le client résidentiel ou la PME et transmet en même temps une nouvelle proposition de contrat. Le fournisseur explique clairement, sans équivoque et de façon spécifique en quoi les nouvelles conditions proposées diffèrent du contrat existant et demande au client de confirmer explicitement son accord sur la nouvelle proposition.

Si le client résidentiel ou la PME n'a pas réagi à cette demande avant la date de fin du contrat en cours, le fournisseur lui attribue le produit équivalent le moins cher à durée déterminée qu'il propose sur le marché à ce moment-là. Il en est de même lorsque le contrat à durée indéterminée d'un client résidentiel ou d'une PME concerne un produit qui n'est plus actif et n'est pas soumis à une garantie contractuelle de prix. Une confirmation n'est pas exigée si, lors de la nouvelle proposition de contrat, le fournisseur a proposé le produit équivalent au tarif le moins cher et a mentionné qu'en l'absence de réaction, ce produit serait attribué.

Autre textes légaux promulgués en 2021 et produisant des effets en 2022

Un arrêté royal du 9 décembre 2021 (Moniteur belge du 20 décembre 2021) fixe les exigences minimales auxquelles doivent répondre les factures et les informations relatives à la facturation de gaz et d'électricité. Des obligations supplémentaires concernant les données à mentionner et la structure à utiliser sont ainsi imposées aux factures de décompte et de clôture, aux informations de facturation et aux factures d'acompte en ce qui concerne les ménages et les PME, dans le but de simplifier la facture et de faciliter sa consultation.

La loi-programme du 27 décembre 2021 (Moniteur belge du 31 décembre 2021) introduit, outre la prolongation de l'extension du bénéfice du tarif social jusqu'au 1^{er} avril 2022, un droit d'accise spécial électricité et gaz naturel géré par le SPF Finances qui remplace le système initial de cotisation fédérale électricité et gaz naturel à partir du 1^{er} janvier 2022 (voyez le point 5.9.1 du présent rapport).

²⁹ Loi du 4 juin 2021 modifiant diverses dispositions relatives à la prolongation des contrats de fourniture d'énergie des clients résidentiels et des PME (Moniteur belge du 30 juin 2021).

1.2. RÉGION FLAMANDE

Transposition de la quatrième directive électricité et de la directive révisée sur les énergies renouvelables

La quatrième directive électricité (directive 2019/944) a été entamée en octobre 2020. Nous avons rendu un avis sur cette question à la demande de la ministre flamande de l'Energie³⁰. Le décret de transposition,³¹ qui a été publié au Moniteur belge le 28 mai 2021, prévoit notamment ce qui suit :

- la définition et la délimitation des nouveaux concepts de « client actif », de « communauté énergétique citoyenne », de « communauté d'énergie renouvelable » ;
- le couplage de diverses activités, en partie nouvelles, à ces concepts, notamment dans le domaine des services énergétiques, de la [flexibilité](#), de l'[autoconsommation](#), du partage d'énergie et de l'échange *peer-to-peer* (d'[électricité verte](#)).

En plus du décret, des modalités d'exécution et des dispositions techniques seront nécessaires pour rendre tout cela possible dans la pratique. Une décision du gouvernement flamand sur la flexibilité est encore attendue pour la mi-2022. Nous avons rendu un avis sur cette décision à la demande de la ministre flamande de l'Energie.³²

L'article 30 (10) de la quatrième directive électricité, qui traite des tâches éventuelles du gestionnaire de réseau, est transposé par les articles 4.1.8/5 et 4.1.8/6 du décret énergie. Cependant, ces dispositions ne sont pas encore en vigueur, faute d'arrêté d'exécution. La mise en œuvre de cet arrêté nécessite un débat sur les tâches potentielles qu'un gestionnaire de réseau peut (continuer à) accomplir. La VREG a déjà rendu l'avis suivant à cet égard : <https://www.vreg.be/nl/document/adv-2020-20>. La VREG a un rôle explicite dans ce débat, car (sauf pour les activités de réseau) elle doit juger de la « nécessité » des activités.

Introduction du tarif de capacité

Dans la perspective de la [transition énergétique](#), les tarifs du réseau de distribution seront en partie facturés via un tarif de capacité dans le courant de l'année 2022, bien qu'un (nouveau) report jusqu'au 1er janvier 2023 soit à nouveau sur la table car les systèmes informatiques des acteurs du marché ne sont pas prêts. Cette décision, prise par la VREG en 2020, fait partie de la méthodologie tarifaire pour les années 2021-2024. Cette méthodologie tarifaire détermine comment les gestionnaires du réseau de distribution sont rémunérés pour leurs services et comment ils sont encouragés à fonctionner efficacement. Elle comprend les règles, les rapports et les calculs que doivent suivre les gestionnaires de réseau pour établir les tarifs de distribution de l'électricité et du gaz naturel.

³⁰ Avis de la VREG du 27 novembre 2020 relatif à l'avant-projet de décret modifiant le décret énergie du 8 mai 2009 transposant partiellement la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et transposant 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 (ADV-2020-20), disponible à l'adresse : www.vreg.be/nl/document/adv-2020-20.

³¹ Décret flamand du 2 avril 2021 modifiant le décret énergie du 8 mai 2009 transposant partiellement la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et transposant 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 (1), *MB* du 28 mai 2021.

³² Avis de la VREG du 9 Mars 2022, <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/adv-2022-01.pdf>.

L'introduction d'un tarif de capacité signifie que les « coûts de réseau » - c'est-à-dire les coûts effectivement liés à la construction, à la gestion et à l'entretien des réseaux électriques et au transport de l'électricité seront, pour les ménages et les petites entreprises raccordés à la basse tension, largement basés sur la capacité (et non plus sur la consommation), et pour les grandes entreprises, entièrement basés sur la capacité.

La raison de l'introduction d'un tarif de capacité est la transition énergétique : à l'avenir, l'augmentation de la part d'énergie renouvelable locale, du nombre de véhicules électriques et de pompes à chaleur aura pour conséquence que les réseaux de distribution seront utilisés davantage et différemment et seront exposés à des pics de charge plus importants et simultanés. Ces pics de charge pourraient obliger les gestionnaires de réseaux de distribution à réaliser de lourds investissements pour maintenir la fiabilité du réseau. Cela pourrait entraîner une forte hausse des tarifs des réseaux de distribution. Pour éviter cela, la VREG veut faire prendre conscience aux ménages et aux entreprises que les pics de consommation peuvent entraîner des coûts supplémentaires pour le réseau et les inciter à utiliser le réseau de manière efficace. De cette manière, le réseau peut rester abordable pour tous.

Fin du mécanisme de compensation pour les prosumers - introduction du compteur numérique

Avec l'introduction du compteur numérique, la compensation entre le prélèvement et l'injection d'électricité (« netting ») devient caduque. Les prosommateurs équipés d'un compteur numérique doivent donc être facturés sur la base de leur prélèvement total (brut) sur le réseau de distribution. Un système visant à maintenir le « netting » entre le prélèvement et l'injection pendant de nombreuses années, introduit par le législateur décrétoal, a été annulé par la Cour constitutionnelle le 14 janvier 2021 (arrêt numéro 5/2021). Cet arrêt est entré en vigueur le 1^{er} mars 2021. Les prosommateurs équipés d'un compteur classique (analogique), qui va à rebours et assure donc la compensation entre l'injection et le prélèvement d'électricité pour des raisons techniques, conservent cet avantage jusqu'à l'installation du compteur numérique. Le gouvernement flamand a reporté le déploiement du compteur numérique pour les propriétaires de panneaux solaires jusqu'en 2025.

Règlements techniques

La VREG, en tant que régulateur du marché flamand de l'énergie, fixe les règles techniques pour les réseaux de distribution (électricité et gaz naturel) et pour le réseau de transport local. En 2020, la VREG a adapté le règlement technique pour la distribution d'électricité en vue de supprimer l'« accès prioritaire » d'installations bien définies dans le cadre de la gestion de la congestion. L'adaptation était nécessaire en raison de diverses modifications du cadre réglementaire européen. Le 25 juin 2021, la VREG a approuvé un nouveau règlement technique pour la distribution d'électricité en Région Flamande. Le 9 Novembre 2021, la VREG a approuvé un nouveau règlement technique pour la distribution de gaz en Région Flamande.

Introduction du tarif de capacité

Dans la perspective de la [transition énergétique](#), les tarifs du réseau de distribution seront en partie facturés via un tarif de capacité dans le courant de l'année 2022. Cette décision, prise par la VREG en 2020, fait partie de la méthodologie tarifaire pour les années 2021-2024. Cette méthodologie tarifaire détermine comment les gestionnaires du réseau de distribution sont rémunérés pour leurs services et comment ils sont encouragés à fonctionner efficacement. Elle comprend les règles, les rapports et les calculs que doivent suivre les gestionnaires de réseau pour établir les tarifs de distribution de l'électricité et du gaz naturel.

L'introduction d'un tarif de capacité signifie que les « coûts de réseau » - c'est-à-dire les coûts effectivement liés à la construction, à la gestion et à l'entretien des réseaux électriques et au transport de l'électricité seront, pour les ménages et les petites entreprises raccordés à la basse tension,

largement basés sur la capacité (et non plus sur la consommation), et pour les grandes entreprises, entièrement basés sur la capacité.

La raison de l'introduction d'un tarif de capacité est la transition énergétique : à l'avenir, l'augmentation de la part d'énergie renouvelable locale, du nombre de véhicules électriques et de pompes à chaleur aura pour conséquence que les réseaux de distribution seront utilisés davantage et différemment et seront exposés à des pics de charge plus importants et simultanés. Ces pics de charge pourraient obliger les gestionnaires de réseaux de distribution à réaliser de lourds investissements pour maintenir la fiabilité du réseau. Cela pourrait entraîner une forte hausse des tarifs des réseaux de distribution. Pour éviter cela, la VREG veut faire prendre conscience aux ménages et aux entreprises que les pics de consommation peuvent entraîner des coûts supplémentaires pour le réseau et les inciter à utiliser le réseau de manière efficace. De cette manière, le réseau peut rester abordable pour tous.

Fin du mécanisme de compensation pour les prosumers - introduction du compteur numérique

Avec l'introduction du compteur numérique, la compensation entre le prélèvement et l'injection d'électricité (« *netting* ») devient caduque. Les prosommateurs équipés d'un compteur numérique doivent donc être facturés sur la base de leur prélèvement total (brut) sur le réseau de distribution. Un système visant à maintenir le « *netting* » entre le prélèvement et l'injection pendant de nombreuses années, introduit par le législateur décrétoal, a été annulé par la Cour constitutionnelle le 14 janvier 2021 (arrêt numéro 5/2021). Cet arrêt est entré en vigueur le 1^{er} mars 2021. Les prosommateurs équipés d'un compteur classique (analogique), qui va à rebours et assure donc la compensation entre l'injection et le prélèvement d'électricité pour des raisons techniques, conservent cet avantage jusqu'à l'installation du compteur numérique.

1.3. RÉGION WALLONNE

Mécanisme du fournisseur de substitution

En Région wallonne, tout comme dans les autres régions du pays, le législateur a prévu un mécanisme de protection des consommateurs en cas de défaillance de leur fournisseur. Appelé « fourniture de substitution », il vise surtout à éviter les coupures pour les clients disposant d'un compteur YMR et empêcher ainsi des situations de précarité énergétique.

Les régulateurs régionaux se coordonnent, depuis un certain nombre d'années, pour développer une réflexion commune en matière de fourniture de substitution et inviter leurs gouvernements respectifs à adopter un cadre légal et réglementaire complet en la matière, sur la base d'une proposition mûrement étudiée. Cette réglementation a pour objectif d'encadrer les cas où un fournisseur d'électricité et/ou de gaz ne serait plus en mesure de poursuivre ses activités et de garantir la continuité de la fourniture d'énergie à ses clients.

Pour rappel, un premier projet d'avis a été publié début 2018 et soumis à consultation publique. Parallèlement à cela, les marchés régionaux de l'énergie ont été confrontés à deux événements peu communs, à savoir les défaillances :

- du fournisseur commercial Belpower SA, ce qui a nécessité d'enclencher dans chacune des Régions un régime spécifique de fourniture de substitution ;
- du responsable d'équilibre ANODE, en charge de l'équilibrage du portefeuille de plusieurs nouveaux fournisseurs, ce qui a illustré une fragilité de la régulation entourant les marchés régionaux de l'énergie.

Compte tenu de ces circonstances, les trois régulateurs régionaux, Brugel, la CWaPE et le VREG, ont dès lors rédigé au cours de l'année 2019, de manière concertée, un second projet d'avis relatif à la réglementation en matière de fourniture de substitution. Dans le cadre de ce second avis, les régulateurs régionaux ont tenté d'établir un nouveau projet de modèle à soumettre à consultation, en poursuivant un triple objectif :

- la prise en compte d'une grande partie des remarques formulées suite à la consultation relative au premier projet d'avis ;
- la simplification, notamment sous la forme de procédures de marché les plus efficaces possible;
- une répartition équilibrée des contributions des différents acteurs de marché, respectueuses des rôles de chacun, pour permettre au marché de gérer une situation de crise comme celle de la défaillance d'un fournisseur commercial.

En 2020, ce nouveau projet a fait l'objet d'une consultation publique auprès des parties prenantes, organisée par les trois régulateurs régionaux. Ce processus de consultation s'est clôturé le 1^{er} avril 2020. Constatant les divergences de vue qui subsistaient au sein du secteur, les régulateurs se sont accordés sur une proposition simple qu'ils ont soumise à leurs législateurs respectifs, afin de s'inscrire dans le calendrier de modification des décrets et ordonnance visant la transposition du *Clean Energy Package*. Du côté de la CWaPE, ces propositions ont été intégrées dans l'avis sur le projet de décret remis début 2021 (CD-21a29-CWaPE-1875).

En septembre 2021, au terme d'une procédure de réorganisation judiciaire, Energy2Business SA a été déclarée en faillite engendrant dans la foulée le retrait de ses licences de fourniture, la suspension des accès aux réseaux et le basculement de son portefeuille-client en substitution. En décembre 2021, la CWaPE a été confrontée à une nouvelle défaillance financière d'un fournisseur : Watz SPRL. Dans ces contextes de défaillances, le mécanisme de la fourniture de substitution a été activé conformément aux lignes directrices de la CWaPE³³.

Depuis 2021, une réflexion est menée sur l'opportunité d'une éventuelle refonte des lignes directrices de la CWaPE, notamment pour les rendre davantage applicables à des portefeuilles de clients de plus de 20.000 EANs, mais également afin d'intégrer les nouvelles adaptations en cours d'adoption dans le cadre du « *Clean Energy Package* ».

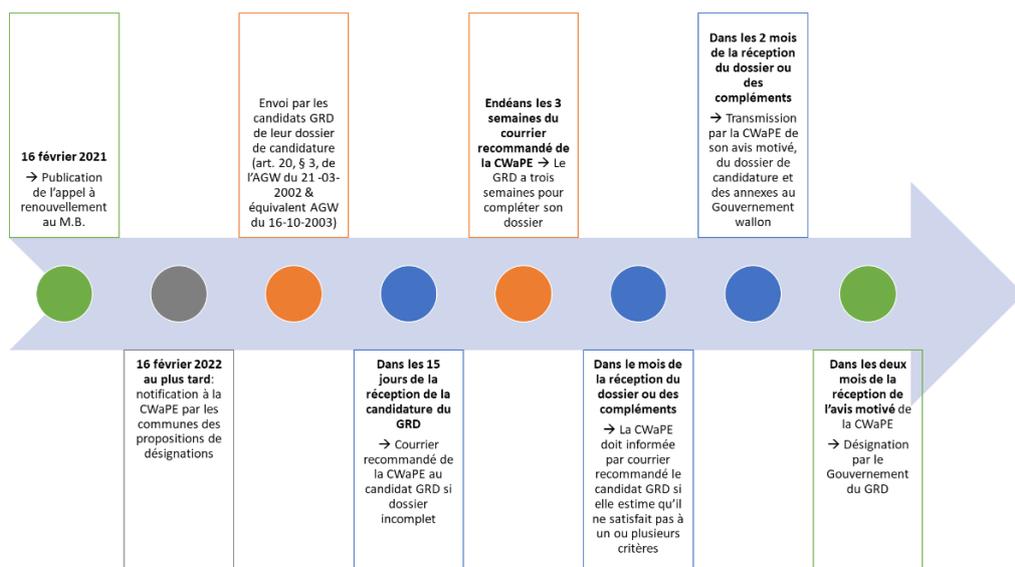
Pour le surplus, la CWaPE est d'avis qu'il est important d'assurer une pérennisation du mécanisme de la fourniture de substitution au vu de la protection qu'il offre contre la coupure aux clients YMR, en assurant l'applicabilité des conditions générales de fourniture des fournitures de substitution aux consommateurs ayant fait le choix de rester auprès de ce dernier.

La désignation des gestionnaires de réseaux de distribution

L'année 2021 a été marquée par le lancement de la procédure de renouvellement des désignations des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Région wallonne.

Par avis publié le 16 février 2021, le Ministre wallon de l'Énergie a lancé l'appel à renouvellement au Moniteur belge. La procédure à suivre est encadrée par l'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseau et par l'arrêté du Gouvernement wallon du 16 octobre 2003 relatif aux gestionnaires de réseaux gaziers et se décline comme suit :

³³ Lignes directrices CD-18b14-CWaPE-0011 relatives aux modalités pratiques pour la mise en œuvre de la réglementation wallonne en matière de fourniture de substitution en cas de défaillance d'un fournisseur.



Le processus est long et les délais relatifs à l'examen des dossiers soumis à l'appréciation de la CWaPE sont, quant à eux, courts et ne permettent que peu de demande d'informations complémentaires. C'est pourquoi il est apparu important pour la CWaPE de guider au mieux les candidats gestionnaires de réseaux de distribution dans cet exercice et d'assurer une forme de simplification administrative tout au long du processus. Ainsi, des lignes directrices CD-21e27-CWaPE-0033 portant sur la composition des dossiers de candidature à la désignation en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité en Région wallonne ont été élaborées par la CWaPE après consultation publique et publiées sur le site internet. La CWaPE s'est également tenue à la disposition des gestionnaires de réseaux de distribution pour examiner la complétude du dossier (quant à la forme) de manière informelle en amont du dépôt officiel auprès la CWaPE.

Pour rappel, la CWaPE dispose en cette matière d'une compétence d'avis. Le 16 décembre 2021, la CWaPE a remis un premier avis CD-21116-CWaPE-0611 relatif à la proposition de désignation de l'AIEG en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité pour le territoire de la ville d'Andenne ainsi que des communes d'Ohey, de Viroinval et de Rumes. Dans ce cadre, tant le respect des règles de gouvernance, que la capacité financière et technique ont notamment été examinés. Le processus se poursuivra en 2022 pour les autres communes et candidats.

La transposition du « Clean Energy Package »

L'année 2021 a été l'occasion de poursuivre les travaux relatifs à la mise en œuvre du *Clean Energy Package* en Région wallonne. A la demande du Ministre wallon de l'énergie, la CWaPE a remis un avis, en janvier 2021, sur un projet de décret modifiant les « décret électricité » et « décret tarifaire » en vue de la transposition partielle des directives européennes du « *Clean Energy Package* ». La transposition des directives constitue un levier supplémentaire qui devrait permettre à la Wallonie d'accélérer le train de ses ambitions en matière de transition énergétique à travers une série de mécanismes et de principes de fonctionnement des marchés innovants qui pourraient faciliter l'autoconsommation collective ou individuelle ou l'intégration de nouveaux volumes de productions d'énergie renouvelable dans le réseau de distribution.

Dans son avis, la CWaPE a émis des propositions d'adaptation et d'ajouts en vue de parfaire la correcte transposition des directives et a suggéré nombre de simplifications destinées à éviter certaines exigences administratives trop rigoureuses qui pourraient nuire à l'attractivité de ces nouveaux mécanismes ou à la raisonnable des coûts administratifs qu'ils engendreront. La CWaPE suggère par ailleurs une série de dispositions destinées à rendre plus aisément opérationnels les mécanismes de

partage d'énergie tout en s'interrogeant sur le choix de limiter l'éligibilité aux mécanismes de partage d'énergie aux seules unités de production qui seront mises en service après l'entrée en vigueur du décret en projet. En ce qui concerne le renforcement des mécanismes d'indemnisation déjà en place, la CWaPE salue l'automatisation envisagée du droit à en bénéficier en cas de défaillance du réseau, qui offrira une meilleure protection des consommateurs.

Concernant le fonctionnement et les pouvoirs du régulateur, la CWaPE formule certaines propositions destinées à actualiser ses pouvoirs de contrôle, d'injonctions et de sanctions en fonction du nouvel environnement et des nouvelles missions prévues par les dispositions en projet. Dans ce contexte, la CWaPE regrette que certaines de ces dispositions pourraient avoir pour effet de rendre moins transparentes certaines informations provenant des gestionnaires de réseau que le régulateur collecte dans le cadre de ses contrôles et missions. La CWaPE propose également une série de dispositions destinées à rendre plus praticable le recours au mécanisme du fournisseur de substitution prévu dans le décret en cas de défaillance d'un fournisseur. Le cadre actuellement prévu n'est en effet plus adapté au vu de l'évolution du paysage du secteur et de la taille des différents fournisseurs.

Enfin, la CWaPE a dressé un estimatif des missions supplémentaires qui incomberont au régulateur à la suite de du projet de décret et des besoins qui en résultent. En ce qui concerne les propositions de modification du décret tarifaire, la CWaPE exprime le souhait que soient davantage précisées les modalités d'application de ce décret tarifaire pour les gestionnaires de réseaux fermés professionnels. Elle recommande également que le périmètre des activités régulées des GRD soit davantage circonscrit en excluant de celui-ci les activités relatives aux points de recharge de véhicules électriques qui ne sont pas réservés à l'usage des GRD. Aussi, la CWaPE rappelle la sphère régulatoire de la compétence tarifaire et l'importance pour le politique de se limiter à des orientations de politiques générales sans empiéter sur la compétence du régulateur.

L'adoption du nouveau Règlement technique électricité

Le règlement technique actuellement en vigueur pour la distribution d'électricité (ci-après RTDE) est régi par l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, publié au Moniteur belge du 11 mai 2011.

Depuis son entrée en vigueur, un grand nombre de modifications législatives ont rendu une partie de son contenu obsolète, redondant ou incomplet. Il convient dès lors de procéder à une révision complète de ce texte, afin de le rendre compatible avec le cadre actuel. La CWaPE a donc établi un projet de proposition de révision du règlement technique.

Ce projet de texte a été soumis à consultation publique entre juin et septembre 2020. En application de l'article 13 du décret électricité, la concertation formelle avec les gestionnaires de réseaux a eu lieu. Le texte a été soumis à la consultation du Pôle Energie, jusqu'au 14 janvier 2021. Le texte du "règlement technique distribution électricité" a été adapté et transmis au Ministre en date du 8 février 2021. Ce dernier a été approuvé par le Gouvernement wallon le 27 mai 2021 et publié dans la foulée en annexe d'un arrêté du Gouvernement wallon.

1.4. RÉGION BRUXELLES-CAPITALE

En 2021, plusieurs licences ont été retirées en RBC pour la fourniture d'énergie. En effet, depuis le dernier trimestre 2021, le marché a été soumis à différents facteurs, dont certains imprévisibles, qui ont impacté toute la chaîne du marché de l'énergie : l'approvisionnement, la fourniture et par conséquent les prix. L'effet rebond du ralentissement économique induit par la pandémie COVID-19 couplée aux conditions climatiques peu clémentes observées en 2021 a induit une hausse de la

demande avec comme conséquence directe un niveau de prix dépassant le seuil observé historiquement.

En ce qui concerne le marché des services de flexibilité, 2021 a été marquée par l'évolution du cadre réglementaire. Ainsi, au niveau belge, géré par ELIA, les règles de transfert d'énergie ont été adaptées afin d'élargir leur champ d'application sur les marchés *day-ahead* et *intraday*. Au niveau de la distribution, SYNERGRID a mis à jour le cadre contractuel ainsi que la prescription C8/01 encadrant les *network flexibility study*. Finalement, les gestionnaires de réseau ont lancé des initiatives respectives permettant de faire évoluer le design du marché vers un système plus flexible et centré sur le consommateur. BRUGEL suit ces évolutions de près.

Au sujet du développement des compteurs intelligents, 2021 a principalement été caractérisée par les travaux préparatoires de modification de l'ordonnance électricité. BRUGEL constate que plusieurs de ses recommandations publiées fin 2020 dans son avis d'initiative décrivant sa vision pour 2020-2050 ont été considérées.

Consciente de l'enjeu que représente le développement des mobilités dites alternatives, tant d'un point de vue environnemental que sanitaire (qualité de l'air), BRUGEL a, en 2020 et à l'instar des dernières années, continué à mener un rôle actif dans ce domaine. Dans ce sens, BRUGEL a notamment collaboré avec Bruxelles Environnement, Bruxelles Mobilité et SIBELGA pour établir une vision stratégique en matière de déploiement d'une infrastructure de rechargement. BRUGEL a également réalisé une étude pour identifier les contraintes du réseau électrique bruxellois sur le développement de la mobilité électrique.

Enfin, en 2021, deuxième année de la période régulatoire 2020-2024, BRUGEL a poursuivi les travaux requis par la méthodologie tarifaire 2020-2024 tout en entamant les travaux préparatoires de l'établissement de la méthodologie 2025-2029 conformément à la vision stratégique développée par Brugel.

2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

2.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)

Par arrêté ministériel du 13 janvier 2020, Elia Transmission Belgium a été désignée comme gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour une période de vingt ans, mettant un terme au mandat d'Elia System Operator SA en tant que gestionnaire du réseau de transport³⁴. La CREG avait rendu un avis positif dans ce cadre le 25 octobre 2019.

Conformément à sa compétence de contrôle du respect des exigences de dissociation (*unbundling*) par le gestionnaire de réseau de transport, la CREG a vérifié en 2021 les diverses modifications qui lui ont été notifiées par rapport aux autres mandats/fonctions/activités de plusieurs administrateurs et membres du comité de direction d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset. Elle n'a pas constaté d'incompatibilités par rapport aux exigences légales de dissociation et d'indépendance.

³⁴ Arrêté ministériel du 13 janvier 2020 portant la désignation d'Elia Transmission Belgium SA en tant que gestionnaire du réseau conformément à l'article 10 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 27 janvier 2020).

En mai 2021, la CREG a reçu notification d'Elia Transmission Belgium de la nomination de madame Lieve Creten en tant qu'administrateur indépendant des conseils d'administration d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset pour une période de cinq ans à compter du 18 mai 2021 et expirant immédiatement après l'assemblée générale ordinaire des actionnaires de 2026 pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2025. Dans son avis du 3 juin 2021, la CREG a établi que l'administrateur indépendant satisfait aux exigences d'indépendance visées à l'article 2, 30° de la loi électricité³⁵.

Par ailleurs, la CREG a pris connaissance du rapport d'activités 2020 du comité de gouvernement d'entreprise d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset dans le cadre du contrôle de l'application des articles 9 et 9ter de la loi électricité et de l'évaluation de son efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité de la gestion du réseau de transport. La CREG a également pris connaissance du rapport de la personne responsable du suivi des règles d'engagements relatif au respect de ces règles par les collaborateurs d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset en 2020. Ces règles d'engagements servent à exclure toute pratique discriminatoire et contiennent les obligations spécifiques pour leurs membres du personnel pour que cet objectif soit atteint.

2.1.2. Réseaux fermés industriels

Sur proposition de la direction générale de l'Énergie, et après avis de la CREG et du gestionnaire du réseau, la ministre de l'Énergie peut conférer la qualité de gestionnaire de réseau fermé industriel, pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV, à la personne physique ou morale propriétaire d'un réseau ou disposant d'un droit d'usage sur celui-ci si elle en a fait la demande conformément à la loi électricité.

Selon la même procédure, la ministre peut reconnaître le réseau comme réseau fermé industriel sous réserve que les régions concernées aient la possibilité d'émettre un avis dans un délai de soixante jours. En 2021, la CREG n'a reçu aucune demande d'avis dans ce cadre de la part de la direction générale de l'Énergie.

2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

2.1.3.1. Région flamande

Le gestionnaire de réseau de distribution (ci-après : « GRD ») d'électricité et de gaz naturel est désigné par le VREG pour tous les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel situés en Flandre, à l'exception d'Enexis (pour le réseau de distribution de gaz naturel à Baerle-Duc).

Les GRDs Flamands, à l'exception d'Enexis (un GRD Néerlandais) font, pour leur fonctionnement opérationnel, appel à la société Fluvius System Operator. Fluvius System Operator est le résultat d'une fusion de deux opérateurs Eandis et Infrac.

Le décret énergie flamand prévoit que le *même* GRD doit être désigné pour la *distribution de l'électricité et du gaz naturel* pour une *zone géographique d'un seul tenant*. Conformément au même décret énergie, les gestionnaires de réseau de distribution ont jusqu'au 1^{er} janvier 2023 pour remplir ces conditions. Dans ce contexte, le territoire sur lequel les gestionnaires de réseau de distribution respectifs exploitent leur réseau devra encore être modifié ici et là au cours des années 2021 et 2022.

³⁵ Avis (A)2242 du 3 juin 2021 relatif à l'indépendance de madame Lieve Creten en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset.

En 2021, 10 GRD sont désignés pour le marché flamand de l'électricité³⁶.

Gestion des données par les gestionnaires de réseau de distribution

En 2021, la VREG a publié pour la première fois un rapport sur la gestion des données sur le réseau de distribution³⁷. Ce rapport contient le résultat du contrôle du respect des conditions auxquelles les gestionnaires de réseau doivent se conformer lors de l'exercice de leurs activités de gestion des données sur le réseau de distribution.

2.1.3.2. Région wallonne

Lors du premier semestre de l'année 2019, la CWAPE a accompagné les GRD dans leur processus de mise en conformité au décret du 11 mai 2018. Pour chaque GRD, la CWAPE a contrôlé le respect des nouvelles obligations prévues par le décret gouvernance. Elle a, à l'issue de ce contrôle, rédigé un rapport, adopté par la CWAPE le 25 novembre 2019, qui dresse une image la plus complète possible de la situation en matière de gouvernance des GRD ou de leurs filiales en Région wallonne, en ce compris les événements antérieurs au 1er juin 2019.

Au cours de l'année 2021, la CWAPE a assuré le suivi de la mise en conformité des GRD aux conclusions du rapport adopté le 25 novembre 2019.

2.1.3.3. Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.1.4. Réseaux fermés professionnels

2.1.4.1. Région flamande

Déjà par décret du 16 mars 2012 portant diverses dispositions en matière d'énergie les articles européennes concernant les réseaux de distribution fermés avaient été insérés dans le Décret sur l'Energie, plus précisément dans les articles 4.6.1 jusqu'à 4.6.9 et les dispositions transitoires 15.3.5/1 et 15.3.5/2.

Le principe est que la gestion d'un réseau de distribution fermé existant à la date de 1 juillet 2011, et l'aménagement et la gestion d'un réseau fermé de distribution nouveau sur le site propre, est permis après seule notification préalable au VREG. Les réseaux fermés de distribution nouveaux hors site propre, sont sujet d'une autorisation du VREG.

Si un réseau privé existant ne se qualifie pas comme réseau de distribution fermé parce qu'il ne répond pas aux critères comme défini dans l'article 1.1.3,56°/2, du Décret sur l'Energie, la gestion du réseau doit être reprise par le GRD de la région concernée.

Les tâches et les obligations que le gestionnaire de réseau de distribution fermé doit accomplir sont énumérés dans la législation. En vertu de l'article 4.6.4, du Décret sur l'Energie le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution peut entreprendre des activités en matière de livraison ou de production d'électricité et de gaz naturel, à condition que son réseau serve moins de 100 000 clients sous-jacents (= exemption au niveau de dégroupage) et il bénéficie de quelques exemptions, entre autre au niveau

³⁶ FLUVIUS ANTWERPEN, FLUVIUS LIMBURG, FLUVIUS WEST, GASELWEST, IMEWO, INTERGEM, IVEKA, IVERLEK, PBE et SIBELGAS.

³⁷ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2021-24>

de l'achat d'énergie pour compensation des pertes sur le réseau et comme capacité en réserve basé sur des procédures non-discriminatoires.

En 2021, un réseau de distribution fermé d'électricité a été reconnu par la VREG. Il s'agit d'un réseau de distribution privé qui existait déjà au 1^{er} juillet 2011 et qui pouvait être régularisé par une reconnaissance en tant que réseau fermé de distribution d'électricité.

2.1.4.2. Région wallonne

En 2021, il n'y a pas eu de modification législative en lien avec les réseaux fermés professionnels.

En 2021, un réseau fermé professionnel d'électricité a été régularisé auprès de la CWaPE.

2.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Les responsables d'équilibres (*Balance Responsible Parties* ou ci-après « BRP »), désignés à chaque point d'accès, veillent à maintenir l'équilibre entre les prélèvements et injections dans leur portefeuille de clients, et ce, sur base quart-horaire. Les producteurs, les clients importants, les fournisseurs d'énergie ou les traders peuvent tous faire office de BRP.

Le jour précédant la période concernée, le BRP doit soumettre à Elia un programme journalier d'équilibre pour son portefeuille au jour J, qui consiste en :

- les prévisions d'injections et de prélèvements à chaque point d'accès ;
- les échanges commerciaux, à savoir achats et ventes, avec d'autres BRP et/ou ceux liés aux importations et exportations aux frontières.

Le programme journalier d'équilibre doit être équilibré sur une base quart-horaire : la somme des injections et des achats doit être égale à la somme des prélèvements et des ventes. Pour maintenir l'équilibre au niveau de son portefeuille, un BRP peut faire appel à un hub ou à une bourse de l'énergie pour échanger de l'énergie avec d'autres BRP pour le lendemain (*day-ahead*) ou pour le jour même (*intraday*).

Cependant, lorsque le BRP n'en est pas capable, Elia peut entreprendre les actions nécessaires afin de réduire le déséquilibre résiduel entre la production et la consommation d'électricité. À cette fin, Elia organise un marché d'équilibrage par le biais duquel elle peut accéder à la flexibilité offerte par les fournisseurs de services d'équilibrage (*Balancing Service Providers* ou ci-après « BSP »).

Les services auxiliaires permettent à Elia d'exploiter le réseau en toute sécurité. Elia obtient ces services par le biais de contrats conclus avec des fournisseurs spécifiques et répartit ces services en cinq catégories distinctes :

1. Les responsables de la planification des indisponibilités (*Outage Planning Agents* ou ci-après « OPA ») fournissent des informations sur la disponibilité des unités de production ;

Pour préparer et veiller à une exploitation sûre du réseau, Elia utilise les informations prévues et planifiées des assets (c'est-à-dire les installations de production, de consommation ou de stockage). Une information en particulier traite de l'indisponibilité planifiée et forcée. Disposer de cette information au niveau des assets permet à Elia de planifier efficacement les opérations de maintenance sur le réseau et de réaliser des analyses et de prendre des mesures au besoin, pour garantir la disponibilité suffisante de la flexibilité offerte par les différents services auxiliaires.

À l'heure actuelle, Elia coordonne principalement la planification des indisponibilités des unités de production avec une capacité installée de 25 MW ou plus, qui sont raccordées au réseau Elia. D'autres unités de production peuvent aussi être incluses au contrat dans un but de coordination par Elia (unités susceptibles d'impacter gravement le réseau Elia) ou afin d'offrir des services auxiliaires spécifiques (si un contrat de coordination ou d'indisponibilité est une condition à la fourniture du service).

La coordination des assets est régie par Elia dans le contrat CIPU (*Contract for the Injection of Power Units*). Prochainement, Elia remplacera le contrat CIPU dans le cadre du programme iCAROS (*Integrated Coordination of Assets for Redispatching and Operational Security*) et conformément au nouveau cadre réglementaire établi par 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 (ci-après : « SOGL »).

2. Les responsables de la programmation (*Scheduling Agents* ou ci-après « SA ») fournissent des informations sur les programmes de production et la flexibilité disponible pour la gestion de la congestion ;

Connaître les programmes et l'aperçu de la flexibilité de chaque unité de production contribue aux éventuelles mesures correctives qu'Elia peut prendre pour atténuer les risques. Elia peut demander aux producteurs d'adapter leurs programmes de production, en augmentant ou en diminuant la production de puissance active, voire en demandant le démarrage ou l'arrêt d'une unité au besoin et si possible. Elia indemnise les producteurs en cas de telles demandes.

À l'heure actuelle, Elia reçoit principalement les programmes et les informations relatives à la flexibilité des unités de production avec une capacité installée de 25 MW ou plus, qui sont raccordées au réseau Elia. D'autres unités de production peuvent aussi être incluses au contrat dans un but de coordination par Elia (unités susceptibles d'impacter gravement le réseau Elia) ou afin d'offrir des services auxiliaires spécifiques (si un contrat de coordination est une condition à la fourniture du service).

La coordination des assets est régie par Elia dans le contrat CIPU. Prochainement, Elia remplacera le contrat CIPU dans le cadre du programme iCAROS et conformément au SOGL.

3. Les fournisseurs de services d'équilibrage (*Balancing Service Providers* ou « BSP ») offrent de la flexibilité pour l'équilibrage sous la forme de réserve de contrôle primaire (*Frequency Containment Reserves* ou ci-après « FCR »), secondaire (*Automatic Frequency Restoration Reserve* ou ci-après « aFRR ») ou tertiaire (*Manual Frequency Restoration Reserves* ou ci-après « mFRR ») ;

FCR : Les réserves FCR doivent être conformes aux caractéristiques définies dans le design spécifique du produit. La principale exigence technique pour le produit FCR est une réaction automatique et proportionnelle aux écarts de fréquence dans un délai de quelques secondes pour stabiliser la fréquence et éviter les *black-outs*. Les utilisateurs raccordés au réseau d'Elia ou à un réseau de distribution peuvent soit prendre directement le rôle de BSP afin d'offrir une flexibilité d'équilibrage à Elia soit établir un partenariat avec un tiers, qui peut regrouper plusieurs points de livraison pour offrir le service.

Des plateformes européennes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage transfrontalier. Dans ce cadre, Elia est membre de la Coopération FCR depuis 2016.

Le volume d'électricité de réglage primaire est acheté successivement sur la plateforme locale STAR pour la première enchère et pour la deuxième enchère sur la plate-forme régionale Regelleistung.net. Les achats à court terme du volume d'électricité secondaire et tertiaire sont exclusivement organisés par la plateforme locale STAR.

aFRR : la flexibilité utilisée pour la restauration automatique de la fréquence doit être conforme aux caractéristiques définies dans la conception du produit aFRR. En comparaison aux autres services d'équilibrage, en l'occurrence la FCR et la mFRR, l'aFRR se distingue par le fait qu'elle est activée automatiquement par Elia via l'envoi d'une consigne toutes les 8 secondes et que l'énergie demandée doit être activée en 7,5 minutes. Un utilisateur du réseau fournissant des réserves secondaires doit donc être équipé de moyens lui permettant de communiquer avec le centre de dispatching d'Elia. Ce service ne peut actuellement être offert que par des unités faisant l'objet d'une coordination de planification de l'indisponibilité et d'une de programmation (également appelés « unités CIPU »).

Un BSP doit présenter des offres d'énergie aFRR correspondant au minimum à ses obligations en matière d'aFRR (c'est-à-dire le volume réservé). Un BSP a également la possibilité de proposer des offres d'énergie non réservées.

Au niveau européen, des plateformes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage entre les pays. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage. Dans ce cadre, Elia a rejoint la plateforme IGCC en 2012 et est membre de la future plateforme PICASSO en cours de conception.

mFRR : En cas de déséquilibre substantiel entre la production et la consommation, que les activations des produits FCR et aFRR ne permettent pas de rétablir, Elia peut activer la flexibilité disponible comme mesure de réglage tertiaire : le produit mFRR.

La flexibilité utilisée pour la restauration manuelle de la fréquence doit être conforme aux caractéristiques définies dans la conception du produit mFRR. En comparaison aux autres services d'équilibrage, en l'occurrence la FCR et l'aFRR, la mFRR se distingue par le fait qu'elle est activée manuellement par Elia et que l'énergie demandée doit être activée en 15 minutes.

L'énergie d'équilibrage qu'Elia active aux fins de mFRR peut être disponible : soit sur les points de livraison sur lesquels Elia a réservé à l'avance la puissance d'équilibrage, soit sur des points de livraison que le BSP utilise librement tout au long de la journée pour offrir une flexibilité à Elia.

Au niveau européen, des plateformes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage entre les pays. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage. Dans ce cadre, Elia est membre de la future plateforme MARI en cours de conception.

Elia évalue et détermine le volume de services d'équilibrage qui pourraient être requis en vue de maintenir l'équilibre dans la zone de contrôle en tenant compte des prévisions quant aux unités de production actives ainsi que du risque d'incident de dimensionnement (par exemple, une baisse soudaine des unités de production actives après une indisponibilité non planifiée dans une centrale de production). En application de l'article 228 du RTF, Elia publie après approbation du régulateur:

- l'accord d'exploitation du bloc RFP (LFCBOA) précisant les règles de dimensionnement des Réserves de Restauration de Fréquence ou 'FRR' (également appelées aFRR et mFRR) ;
 - les LFC Means précisant la méthodologie qui détermine les volumes de capacité d'équilibrage avec lesquels les services d'équilibrage pour aFRR et mFRR seront fournis.
4. Les fournisseurs de réglage de la puissance réactive et de maintien de la tension (*Voltage Service Providers* ou ci-après « VSP ») répondent aux changements de tension, de manière automatique ou à la demande d'Elia ;

À tout moment, Elia doit disposer de suffisamment de capacité de réglage dans sa zone de réglage afin de stabiliser la tension en cas d'incident (par ex. indisponibilité non-planifiée d'une unité de production importante) et, une fois la tension dans la zone stabilisée, de la maintenir dans des limites garantissant la sécurité du réseau. La fourniture de puissance réactive à Elia est régie par un contrat de réglage de la tension entre Elia et le fournisseur concerné. Spécifiquement, Elia contracte des services de réglage de la tension et de la puissance réactive auprès des VSP.

Les services fournis par les VSP à Elia et au réseau électrique belge suivent un design particulier. La note de design décrit les règles et spécifications du service de réglage de la tension : exigences techniques, mécanisme de rémunération, contrôle de l'activation, processus de participation au service.

5. Les fournisseurs de services de reconstitution (*Restoration Service Providers* ou ci-après « RSP ») laissent des unités de production disponibles pour restaurer le système en cas de black-out.

En fonction de la situation, Elia réalimente le système à l'aide de l'énergie fournie par les GRT voisins (reconstruction « *top-down* ») ou, si ce n'est pas possible, en s'appuyant sur les services fournis par les acteurs de marché au sein de la zone belge (reconstruction « *bottom-up* »).

Les services « *Black Start* » fournis par les RSPs à Elia et au réseau électrique belge suivent un design particulier. Les unités de production utilisées pour ces services répondent à des exigences techniques spécifiques. Elia rémunère les fournisseurs pour la mise à disposition permanente de ce service.

Services d'équilibrage :

Le gestionnaire du réseau de transport a pour mission de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, entre autres suite à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. Elia doit soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de règles de fonctionnement du marché destiné à compenser les déséquilibres quart-horaires.

L'année 2021 est la première année calendrier complète suivant l'achèvement en 2020 des évolutions importantes du design des produits et des processus d'équilibrage avec, entre autres, le passage progressif à des enchères journalières pour la capacité de réserve des trois services FCR, aFRR et mFRR

et la contractualisation complète des puissances de réglage primaire via la plateforme d'enchères régionale.

Tableau 1 : Aperçu des caractéristiques pour les produits d'Elia (Source : données Elia)

Produit	Disponibilité	Reaction time	Durée minimale entre les activations consécutives	Durée maximale d'activation	Utilisateurs raccordés au GRT/GRD?
FCR	100%	30sec	-	-	GRT et GRD (moyenne et basse tension)
aFRR	100%	7,5min	-	-	GRT
mFRR Standard	100%	15min	-	-	GRT et GRD (moyenne tension)
mFRR Flex	100%	15 min	2h	4h	GRT et GRD (moyenne tension)

- *Contrat BSP pour FCR*

Il n'y a pas d'évolution en 2021 concernant le BSP pour FCR.

- *Contrat BSP pour aFRR*

Le 12 février 2021, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (*Balancing Service Provider*) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR). Les modifications concernent l'ajout d'une limite sur les volumes de capacité qui peuvent être achetés lors de l'enchère « per-CCTU ». Cette limite est variable et peut être adaptée aux conditions du marché à la demande de la CREG ou d'Elia. Ceci est d'ailleurs d'application depuis le 25 octobre 2021, date à

laquelle la limite a été réduite à 4MW dans le sens négatif. Le 22 avril 2021, la CREG a décidé d'approuver cette proposition³⁸.

- *Contrat BSP pour mFRR* :

Il n'y a pas d'évolution en 2021 concernant le BSP pour mFRR.

Dimensionnement et achats de capacités d'équilibrage

- *LFCBOA* :

Il n'y a pas d'évolution en 2021 concernant le LFCBOA.

Tableau 2 : Types de réserves requis pour 2021

	Volumes totaux requis pour 2021[MW]
Réglage primaire de la fréquence (0s - 30s) : <i>FCR – positive et négative – 200mHz</i>	87 MW
Réglage secondaire de la fréquence (30s – 15min) : <i>aFRR – positive et négative</i>	145 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15min) : <i>mFRR positive</i>	902 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15') <i>mFRR négative</i>	1.000 MW

- *LFC Means* :

Il n'y a pas d'évolution en 2021 concernant le LFC Means.

Par décision du 9 décembre 2021, la CREG a aussi approuvé la demande d'Elia d'être exemptée de l'obligation d'acquérir séparément de la capacité d'équilibrage à la hausse et à la baisse pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.³⁹

En 2021, tous les services FCR, aFRR et mFRR ont fait l'objet d'enchères journalières. La CREG reçoit donc désormais des rapports quotidiens et non plus des rapports hebdomadaires d'Elia. Une analyse détaillée de l'évolution des coûts de réservation est présentée dans le rapport de monitoring annuel de la CREG. Néanmoins, en 2021, et surtout pendant le deuxième semestre, des prix de réservation très élevés ont été observés, et donc aussi des coûts y afférents très élevés. L'origine de ces prix de réservation élevés est imputable à la hausse des prix gaziers. Par ailleurs, la CREG a identifié une série d'améliorations relatives aux processus de marché. Elle s'appliquera à mettre en œuvre ces améliorations dans le courant de 2022.

³⁸ Décision (B)2210 du 22 avril 2021 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR).

³⁹ Décision (B)2299 du 9 décembre 2021 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, d'exemption de l'obligation d'acquérir séparément de la capacité d'équilibrage à la hausse et à la baisse pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.

Les volumes ci-dessous sont achetés sur base d'enchères à court terme :

- FCR – 200 mHz réaction = 87 MW (direction positive et négative)
- aFRR = 145 MW (direction positive et négative)
- mFRR = 652 MW (direction positive), avec un volume minimale de 0 MW de produit mFRR standard
- mFRR = 0 MW (direction négative)

Les volumes activés et la concentration des offres

En 2021, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 5 % par rapport à 2020, pour s'élever à 1 202 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 35,0 % en 2021, contre 36,0 % en 2020 et 46,0 % en 2019. Cette forte diminution est principalement due à la forte augmentation des activations des autres ressources, principalement celles de l'IGCC, qui se sont élevées à 505 GWh pour l'année 2021, contre 490 GWh en 2020 et 412 GWh en 2019. L'IGCC reprend à son compte 42,0 % de la compensation des déséquilibres.

En 2021, il y a eu 0,4 GWh d'activation à la hausse et 1,3 GWh d'activation à la baisse des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, alors que ces activations étaient respectivement égales à 0 MWh et 0 MWh en 2020 et 300 MWh et 0 MWh en 2019 (source : données Elia). L'indice HHI relatif aux offres de réserves sur les unités CIPU s'élevait à 3 379 en 2021 contre 3 757 en 2020 et 3 538 en 2019.

L'indice relatif aux offres sur les unités non-CIPU s'élevait à 4 151 en 2021 contre 3 393 en 2020. Pour l'ensemble des offres, toutes technologies confondues, l'indice HHI s'élevait à 2 838 en 2021 contre 3 224 en 2020. Le nombre d'acteurs ayant remis offre s'élevait à six pour les unités CIPU, huit pour les unités non-CIPU (stable par rapport à 2020) et à dix toutes technologies confondues.

Prix de la compensation des déséquilibres individuels

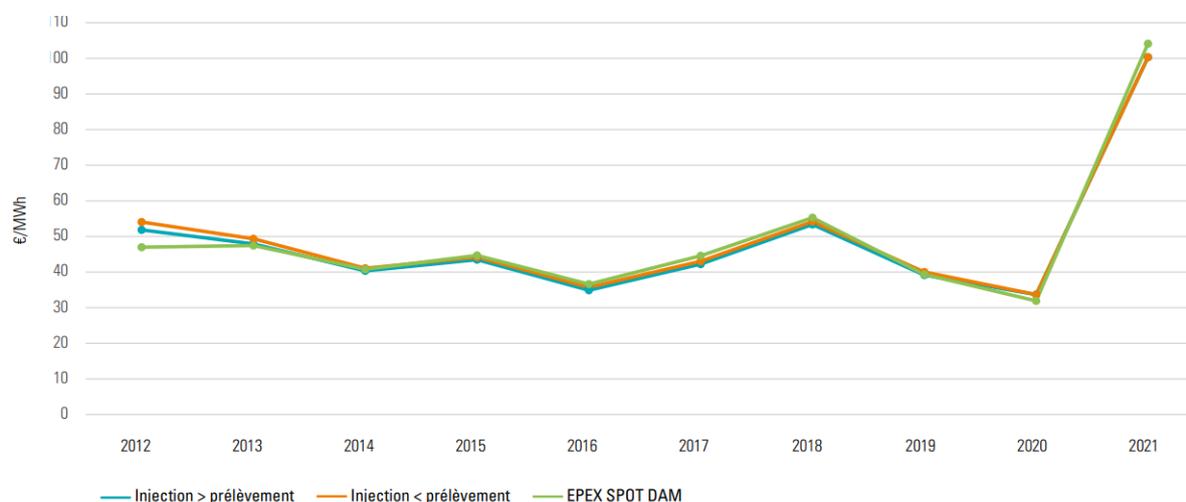
Le tarif de déséquilibre est basé sur le principe du prix marginal unique prenant en compte le déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage. Le tableau 3 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d'accès pour la période 2012-2021.

Tableau 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2021 (Source : données Elia)

	EPEX SPOT DAM	Injection < prélèvement	Injection > prélèvement
2012	46,98	54,05	51,84
2013	47,45	49,36	47,91
2014	40,79	41,07	40,33
2015	44,68	44,18	43,48
2016	36,62	35,73	34,90
2017	44,58	43,04	42,23
2018	55,27	54,18	53,37
2019	39,35	40,02	39,15
2020	31,91	33,68	33,68
2021	104,12	100,33	100,33

La figure 1 permet de comparer le tarif moyen non pondéré de déséquilibre et le prix du marché *day-ahead* de BELPEX/EPEX SPOT sur la période 2012-2021.

Figure 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2012-2021 (Sources : données Elia et Belpex/EPEX SPOT)



Afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, Elia doit pouvoir disposer en permanence d'un certain volume de services auxiliaires dont les modalités d'acquisition sont reprises dans le règlement technique du 22 avril 2019 pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

L'acquisition du service de réglage de la tension et de l'énergie réactive pour les volumes nécessaires et dans des conditions de prix raisonnables s'est encore révélée difficile.

La promulgation d'arrêtés royaux, évoqués ci-après, imposant des conditions de prix et de volume a été une nouvelle fois nécessaire pour assurer la fourniture de ce service à un prix raisonnable. Afin de maintenir les coûts des services auxiliaires à un niveau raisonnable, la loi électricité oblige Elia à adresser annuellement à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture des services auxiliaires. Ensuite, la CREG indique et motive le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix proposés. En 2021, la CREG a ainsi reçu un rapport d'Elia pour le service de réglage de la tension et de la puissance réactive.

Dans son rapport sur le service réglage de la tension et de la puissance réactive⁴⁰, la CREG a établi que les prix de la plupart des offres sélectionnées étaient manifestement déraisonnables. La ministre de l'Énergie a dans ce cadre rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés, qu'elle a soumis à la CREG pour avis⁴¹.

Congestions

Le 4 mars 2021, la CREG a statué sur la proposition d'Elia concernant les règles de coordination et de gestion des congestions. La CREG a approuvé la proposition moyennant un certain nombre d'adaptations. Elia a donné suite à la décision et apporté les modifications demandées. La proposition

⁴⁰ Rapport (RA)2300 du 28 octobre 2021 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia Transmission Belgium SA pour la fourniture du service de réglage de la tension et de la puissance réactive en 2022.

⁴¹ Avis (A)2309 à (A)2323 du 17 décembre 2021.

décrit les règles opérationnelles appliquées par Elia pour coordonner les unités techniques soumises à une planification des indisponibilités et à des obligations de programmation, ainsi que les règles de gestion des risques de congestion. La proposition avait été soumise en même temps que les modalités, conditions et méthodologies du responsable de la planification des indisponibilités (« T&C OPA »), d'une part, et les modalités, conditions et méthodologies du responsable de la programmation ou *scheduling agent* (« T&C SA »), d'autre part. Celles-ci avaient été approuvées par la CREG le 12 novembre 2020. La proposition approuvée de règles de coordination et de gestion des congestions reflète la situation actuelle. Une modification des règles de coordination et de gestion des congestions est prévue dans le cadre du projet iCAROS, comme c'est le cas pour les T&C OPA et T&C SA⁴².

Service de reconstitution

En 2019 la CREG avait demandé à Elia, dans sa décision (B)1928 du 18 juin 2019, de soumettre une proposition adaptée des modalités et conditions générales qui tiennent compte des remarques formulées par la CREG dans cette décision. Elia a donc soumis une proposition adaptée à la CREG.

En janvier 2020, Elia a ensuite étendu la base juridique de cette demande d'approbation en ajoutant l'article 4 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci et en fournissant à la CREG des informations complémentaires relatives à cette demande. Le 5 mars 2020, la CREG a pris la décision d'approuver la proposition adaptée de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, y compris le contrat-type pour les services de reconstitution.

Cette décision permet à Elia de démarrer à temps une procédure d'appel d'offres pour les services de *black-start* afin de disposer de réserves de *black-start* pour la nouvelle période contractuelle qui commence début 2021⁴³.

- *Plan d'essais, plan de défense du réseau et plan de reconstitution*

L'avis (A)2054 de la CREG donné le 13 février 2020 et évoqué dans le rapport annuel 2020 a donné lieu à l'arrêté royal du 13 juin 2021 modifiant les articles 2, 236, 259, 261 et 262 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (Moniteur belge du 28 juin 2021). Les modifications font suite à la demande du gestionnaire du réseau de transport de mieux exécuter son plan de défense du réseau et son plan de reconstitution du réseau, comme prévu par le règlement (UE) 2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique. D'autres corrections ont par ailleurs été proposées.

2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

2.2.2.1. Niveau fédéral

Sécurité et fiabilité du réseau :

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1 du présent rapport.

⁴² Décision (B)2056 du 4 mars 2021 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium des règles en matière de coordination et de gestion de la congestion.

⁴³ Décision (B)2049 du 5 mars 2020 relative à la proposition adaptée de la SA Elia Transmission Belgium de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, y compris le contrat-type pour les services de reconstitution, soumise par courriers des 20 décembre 2019 et 10 janvier 2020.

Les normes en matières de qualité de service et de fourniture :

Conformément aux dispositions des règlements techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement réponde aux dispositions de la norme EN 50160.

2.2.2.2. Région flamande

L'article 3.1.3. du Décret sur l'Energie mentionne que le VREG surveille la sécurité et la fiabilité des réseaux de distribution et du réseau de transport local d'électricité, ainsi que la qualité de la prestation de service des GRDs, notamment lors de l'exécution des réparations et de l'entretien et sur le plan du temps dont les GRDs ont besoin pour réaliser des raccordements et des réparations. Les GRDs sont tenus de remettre annuellement au VREG un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée. Le rapport concernant les réseaux d'électricité décrit principalement :

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution ;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits ;
- au norme NBN EN 50160 ;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci (principalement sur le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement : cf. infra).

L'introduction du compteur numérique sera un bon outil, tant pour le gestionnaire de réseau que pour l'utilisateur du réseau, pour avoir une meilleure idée de la qualité de la tension fournie. Bien qu'il ne soit pas encore problématique, le maintien d'une bonne qualité de tension deviendra un défi majeur dans les années à venir en raison de l'augmentation de la production décentralisée et du nombre de consommateurs d'électricité supplémentaires (pompes à chaleur et véhicules électriques).

2.2.2.3. Région wallonne

En concertation avec la CWaPE, les GRDs établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

Une nouvelle version de l'arrêté du Gouvernement wallon approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci a été publiée le 15/07/2021 au Moniteur belge. Les modalités pratiques d'établissement du plan d'adaptation sont reprises à l'article II.2 du règlement technique.

La CWaPE reçoit également, une fois par an et en annexe du plan d'adaptation, un rapport sur la qualité des prestations des GRDs. Les données communiquées dans ce rapport font l'objet d'une analyse et sont, au besoin, discutées lors d'une réunion de travail CWaPE-GRD.

Chaque année, la CWaPE remet une décision⁴⁴ sur les plans d'adaptation et les indicateurs qualité transmis par les GRDs.

Pour mémoire, la CWaPE a réalisé et finalisé en 2019 un audit approfondi de ces rapports qualité, destiné à évaluer et sécuriser les processus de manière à valider les contenus (démarche de certification) : interprétation des définitions, exactitude et exhaustivité des données. Cet audit devrait également permettre d'évaluer les indicateurs les plus pertinents sur lesquels développer des KPI.

L'audit s'est déroulé en deux temps :

- un audit « SYSTÈME » qui a consisté en l'analyse des procédures et autres documents de travail (formulaires, documents méthode, règlements, ...) propres à chaque GRD afin d'en vérifier la conformité par rapport à la législation et le respect des lignes directrices. Cette analyse a débuté en 2018 et s'est terminée dans le courant du premier semestre 2019 ;
- un audit « PROCESSUS » qui a résidé dans le contrôle de l'application des procédures in situ, notamment par la discussion avec les personnes responsables de chaque étape des processus et le contrôle de cas pratiques. Cet audit a été réalisé dans le second semestre 2019 ;
- Un rapport reprenant notamment les conclusions de l'audit a été transmis aux GRDs en avril 2020. Ce rapport est disponible sur le site de la CWaPE⁴⁵. Ce rapport a ensuite donné lieu à un processus de concertation avec les GRD électricité, en vue d'actualiser les lignes directrices relatives au rapport qualité qui seront mises en œuvre dès l'année 2022, un temps d'adaptation ayant été convenu avec les GRD en vue de leur appropriation, sur base d'un plan d'action soumis individuellement par chaque GRD et validé par la CWaPE.

2.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

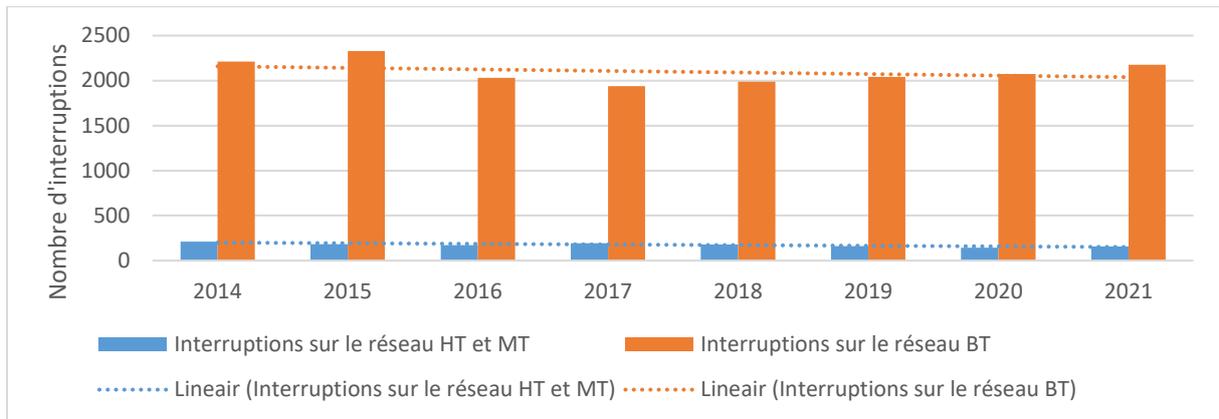
Le GRD est tenu de remettre chaque année un rapport sur la qualité de ses services à BRUGEL. Ce rapport constitue un des éléments importants pris en considération dans le cadre de l'analyse des plans d'investissements puisqu'ils permettent d'identifier des problèmes ponctuels ou structurels des réseaux concernés. La qualité d'alimentation est suivie sous deux principaux axes : la continuité de l'alimentation (liée aux interruptions) et la qualité de la fourniture (liée à la qualité de la tension ou de la pression du gaz) et évaluée sur base du nombre de plaintes introduites par les utilisateurs auprès de SIBELGA/ELIA.

Sur base de ces rapports, BRUGEL a publié en 2021 un rapport relatif à la qualité de service du GRD pour l'année 2020. Cette amélioration est notamment visible à travers l'évolution du nombre d'interruptions non planifiées qui se produisent annuellement sur le réseau.

⁴⁴ CD-21j28-CWaPE-0590 du 28 octobre 2021.

⁴⁵ CD-20d23-CWaPE-0072 du 24 avril 2020.

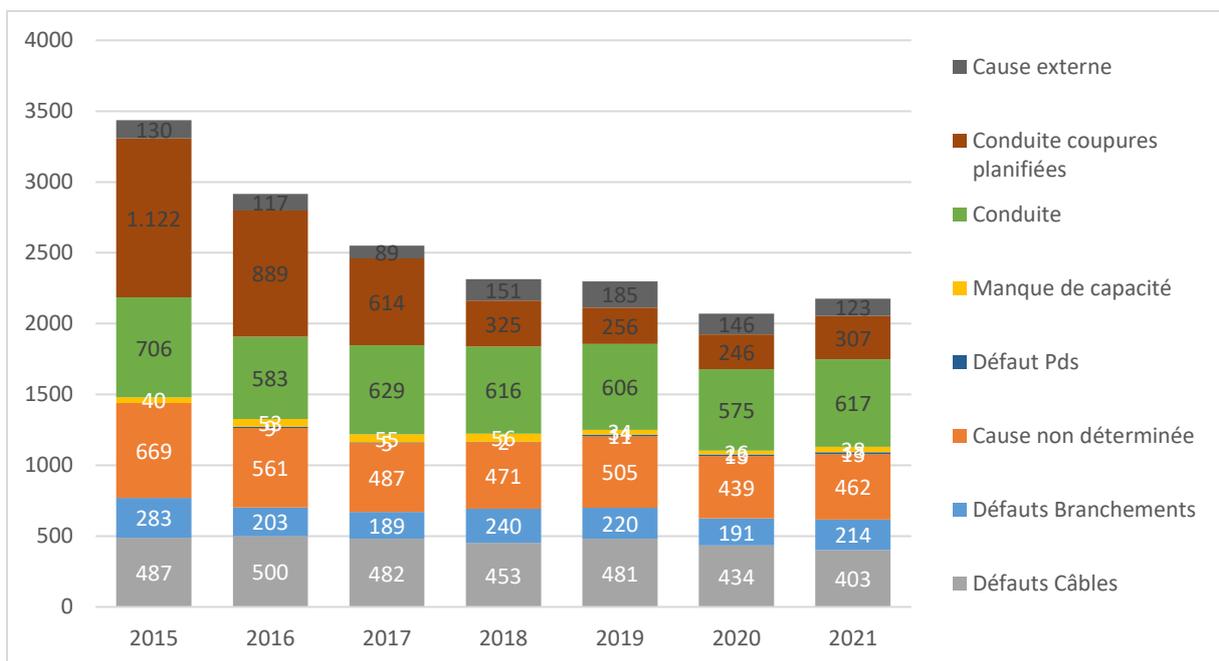
Figure 2 : Evolution du nombre d'interruptions non planifiées 2014-2021



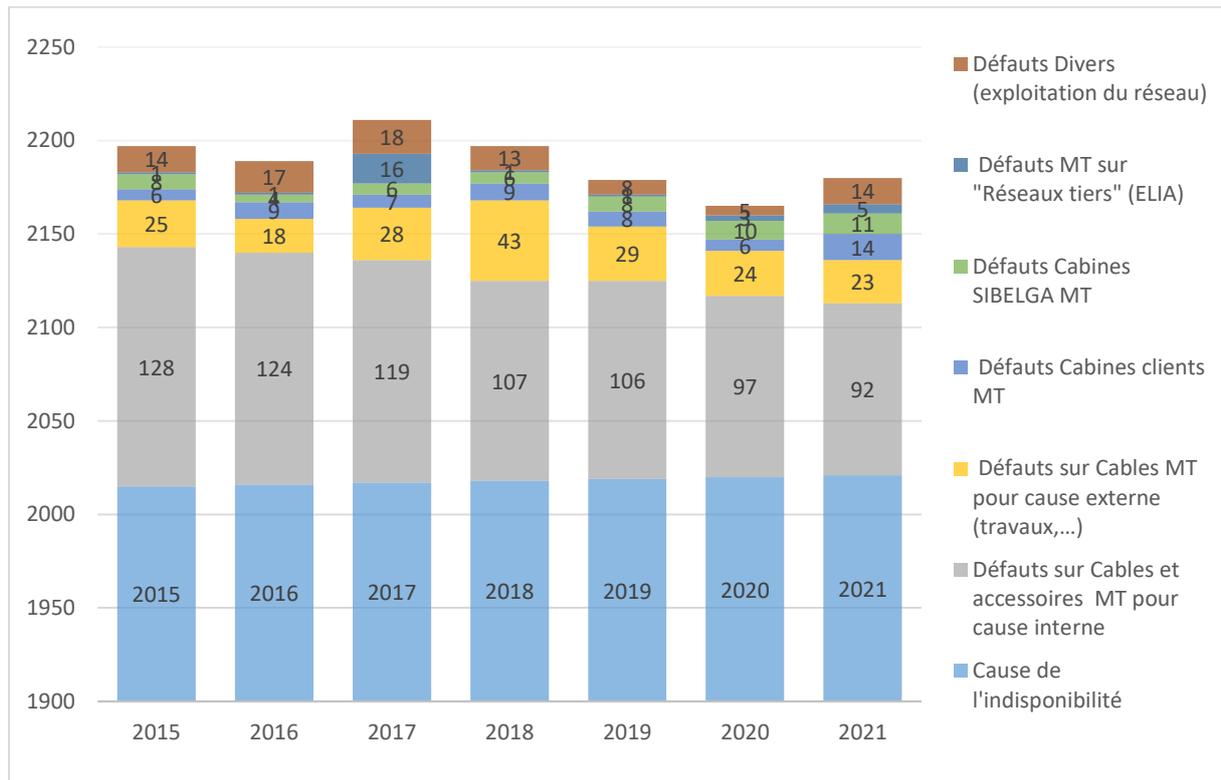
En 2021, il ressort que 2 336 interruptions non planifiées de l'alimentation électrique ont été enregistrées à Bruxelles en BT. Comme l'indique la figure précédente, ces interruptions ont principalement pour origine des incidents survenus sur le réseau BT de SIBELGA et dans une moindre mesure sur les réseaux HT (ELIA), MT (SIBELGA). Les principales statistiques reflétant **la qualité d'alimentation des consommateurs bruxellois en 2021** sont illustrées dans la figure ci-dessous :

Figure 3 : Statistiques relatives à la qualité d'alimentation électrique des consommateurs en 2021

Pour la basse tension :



Pour la haute tension :



La figure 3 permet également d'observer que les causes des interruptions des consommateurs bruxellois sont principalement causées par des interruptions non planifiées. En 2021, un consommateur bruxellois a, en moyenne, été privé d'électricité pendant 6 minutes et 8 secondes en haute tension et a subi 12 minutes et 34 secondes en basse tension durant l'année.

2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations

2.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordements :

Le lecteur est renvoyé Rapport National de la Belgique 2018, page 21/185.

Le concept de « modernisation substantielle » :

En septembre 2020, la CREG a reçu pour avis la proposition d'Elia de lignes directrices définissant le concept de « modernisation substantielle » dans le cadre du nouveau règlement technique fédéral du 22 avril 2019. Dans son avis, la CREG vérifie si les lignes directrices proposées répondent aux exigences des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC et du règlement technique fédéral, et si elles sont claires pour les acteurs du marché. De ce point de vue, la CREG a recommandé une série d'adaptations⁴⁶.

⁴⁶ Avis (A)2148 du 7 janvier 2021 relatif à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA du 9 septembre 2020 intitulée « Modernisation substantielle : lignes directrices définissant le concept de « modernisation substantielle » dans le cadre du nouveau règlement technique fédéral en vigueur depuis le 22 avril 2019 ».

- Décision sur un cas individuel de modernisation substantielle

Le 10 juin 2021, la CREG a reçu l'analyse d'Elia relative à la modernisation substantielle d'une installation de consommation, à savoir le remplacement d'un disjoncteur du côté primaire d'un des quatre transformateurs 150/36kV. Conformément aux lignes directrices élaborées par Elia dans le cadre du règlement technique fédéral du 22 avril 2019 pour la définition de « modernisation substantielle » (voir *supra*), Elia recommande que seul l'élément à remplacer, en l'espèce le disjoncteur, réponde aux exigences du code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (« DCC ») et qu'il ne constitue pas un élément limitant pour la conformité de l'ensemble de l'installation de consommation. Cela correspond à ce qui est défini dans les lignes directrices d'Elia comme une « modernisation substantielle partielle ».

Dans cette décision, la CREG approuve la modernisation substantielle partielle recommandée par Elia et décide que le contrat de raccordement existant entre Elia et l'installation de consommation concernée doit être révisé en conséquence⁴⁷.

- Décision sur une demande de suspension dans le cadre d'une demande de dérogation du code de réseau européen RfG

Depuis le 28 octobre 2021, date du dépôt de la demande de dérogation par Elia, et jusqu'à la date à laquelle la CREG aura pris une décision au fond dans ce dossier, les unités de production d'électricité existantes de type D d'une capacité maximale installée inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement égale ou supérieure à 110 kV ne doivent pas satisfaire au principe de modernisation substantielle⁴⁸.

Réparations :

Sur le réseau de transport fédéral, en 2021, l'AIT (*Average Interruption Time*) a été de 7 minutes 14 secondes (contre 4 minutes 21 secondes en 2020) et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 1 heure 14 minutes 17 secondes (contre 25 minutes 32 secondes en 2020).

Il y a eu 25 incidents en 2021 sur le réseau de transport (38 en 2020). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 72 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans 12 cas sur les réseaux 150 kV et 220 kV, et dans 6 des cas sur le réseau 220 kV.

Dans onze cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 1 jour 2 heures et 34 jours. Sur la base des indicateurs AIT et AID, la disponibilité du réseau de transport en 2021 était inférieure à l'année précédente.

⁴⁷ Décision (B)2278 du 23 septembre 2021 relative à la modernisation d'une installation de consommation de NLMK Clabecq SA située sur le site d'Ittre (remplacement d'un disjoncteur dans le transformateur n° 3).

⁴⁸ Décision (B)2308 du 23 décembre 2021 relative à la demande de la SA Elia Transmission Belgium de suspendre les obligations de l'article 4.1, a) du code de réseau européen RfG pour les unités de production d'électricité existantes de type D d'une capacité maximale installée inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement égale ou supérieure à 110 kV, dans l'attente de la décision au fond de la CREG sur la demande de dérogation soumise le 28 octobre 2021.

2.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants⁴⁹:

- raccordement « simple » (basse tension, < 25 kVA (ou > 25 kVA dans le cas le GRD juge qu'un renforcement/extension du réseau n'est pas nécessaire), sans ou avec injection < 400 VA) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement ;
- raccordement « pas simple »: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans un délai de 18 semaines, pour des connexions jusqu'à 5 MVA. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou RES-e ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation ;
- raccordement *au réseau de transport local d'électricité*: délai indiqué dans le contrat de raccordement.

En 2020, 189 plaintes traitées ont été jugées justifiées (31 en 2019). Des informations détaillées figurent dans le rapport sur la qualité du service et la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et du gestionnaire du réseau local de transport d'électricité en Région flamande en 2020⁵⁰.

Réparations :

En 2020, 8 plaintes ont été reçues pour ne pas avoir commencé dans les temps des travaux de réparation visant à résoudre une panne sur le réseau de distribution ou le raccordement (2 heures après la notification). Dans ce cas également, les informations relatives à l'année 2020 seront disponibles dans le rapport qualité 2020, qui est publié sur le site Internet du VREG⁵¹.

2.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants⁵² :

- pour le raccordement des clients résidentiels : sauf convention contraire, 30 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis ;
- pour les autres clients de la basse tension : délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement.

⁴⁹ Règlement technique, Article 2.2.39.

⁵⁰ <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2021-15.pdf>

⁵¹ <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2021-15.pdf>

⁵² Article 25 *quater* du Décret du 12 avril 2001.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 24 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2021. Dans 10 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 11767,54 EUR. Quatre autres demandes étaient toujours en cours de traitement au moment du *reporting* et pourraient donner lieu à une indemnisation.

Réparations :

En ce qui concerne les réparations, les GRD disposent de 2 heures pour être sur place et ensuite 4 heures pour procéder à la réparation. S'ils estiment ne pas pouvoir réparer endéans ce dernier délai et sauf impossibilité technique, une alimentation provisoire doit être opérée dans le même délai.

Dans le cadre des rapports annuels qualité déjà évoqués ci-avant, le dépassement de ces délais, de même que les performances en termes de service sont également monitorés par la CWaPE.

En ce qui concerne des interruptions de fourniture non-planifiées de plus de six heures consécutives, les rapports des GRD relatifs à l'année 2021 ne sont pas encore disponibles. Des statistiques à ce sujet mais aussi au sujet des indicateurs qualité en général seront publiées dans le courant du second semestre de 2022.

2.2.3.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour le raccordement à la haute tension⁵³ : une demande de raccordement à la haute tension est précédée d'une étude de détail. L'étude de détail peut être, à la demande du demandeur, précédée d'une étude d'orientation. L'étude d'orientation a pour but d'établir un avant-projet de raccordement à la haute tension. L'étude de détail a pour but d'établir un projet de raccordement à la haute tension. Ce projet de raccordement reprend les modalités et les délais de réalisation du raccordement avec indication des hypothèses prises en considération, notamment les délais nécessaires à l'obtention des permis ou autorisations auprès des autorités compétentes ou aux éventuelles adaptations à apporter au réseau de distribution ;
- pour le raccordement des clients résidentiels à la basse tension⁵⁴ : 20 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement.

Si la capacité de raccordement demandée est supérieure à 56 kVA, ou si le GRD estime qu'un raccordement en basse tension n'est envisageable que moyennant extension ou renforcement du réseau de distribution, la procédure de l'étude d'orientation est la même que celle prévue dans la procédure de raccordement en haute tension.

⁵³ Article 94 du règlement technique électricité

⁵⁴ Article 116 du règlement technique.

Réparations :

En cas d'interruption non planifiée de l'alimentation du réseau de distribution ou du raccordement, les services du GRD doivent être sur les lieux de la coupure avec les moyens appropriés dans les deux heures qui suivent l'appel de l'utilisateur du réseau de distribution pour commencer les travaux de réparation qui conduisent au rétablissement de l'alimentation.

Sauf cas de force majeure, impossibilité technique ou circonstances exceptionnelles (tempêtes, violents orages, chutes de neige importantes...), s'il constate que la réparation nécessitera plus de quatre heures, le GRD prend ses dispositions pour rétablir l'alimentation du réseau par tout moyen de production provisoire qu'il jugera utile, de préférence à partir de la cabine.

Dans le cadre de ses missions de contrôle, BRUGEL est attentive au suivi des incidents qui se produisent sur les réseaux d'électricité et de gaz. Lorsqu'un incident « important » se produit sur ces réseaux, BRUGEL demande systématiquement un rapport d'explication au gestionnaire de réseau concerné.

Indemnisation :

L'année 2021 a été marquée par le dépôt de 781 plaintes reçues et clôturées (778 demandes d'indemnisation pour l'électricité et 3 pour le gaz)

Le tableau ci-dessous reprend les plaintes reçues par motif de dépôt de plainte.

Tableau 4 : Plaintes enregistrées (électricité)

Matière	Raison	Nombre de plaintes	Plainte fondées	Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai
Electricité :				
	interruption de plus de 6 heures	640	368	272
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	9	2	7
	retard dans les délais de raccordement	4	1	3
	dommage suite à une faute du GRD	124	20	104
	demande transférée par le fournisseur au GRD	5	0	5

Sur les 778 plaintes totales enregistrées pour l'électricité, 391 ont été considérées comme étant fondées et ont données lieu à une indemnisation. Le nombre d'indemnisation a fortement augmenté en 2021 en raison principalement de l'incident survenu sur le réseau Elia le 19 novembre 2021.

2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde

Plan de de délestage : en 2021, le plan de délestage d'Elia n'a pas été activé.

Réserve stratégique :

Par arrêté ministériel du 13 janvier 2021 (Moniteur belge du 15 janvier 2021), la ministre de l'Énergie a donné instruction au gestionnaire du réseau de transport Elia de constituer une réserve stratégique pour un volume de 0 MW pour une période d'un an à partir du 1er novembre 2021. Par sa décision 658E/72 du 8 juillet 2021, la CREG a approuvé le solde tarifaire de l'obligation de service public « réserve stratégique » pour 2020. Par décision du 17 décembre 2021, la CREG a aussi approuvé les budgets des obligations de service public « réserve stratégique » (et « CRM ») pour 2022. Elle n'a par contre pas fixé de tarif, ces coûts étant à présent couverts par les moyens financiers de l'Etat fédéral⁵⁵.

L'accès à la gestion de la demande

Après concertation avec les autorités régionales compétentes et après consultation d'Elia, le 25 mars 2021, la CREG a décidé d'approuver la modification des règles organisant le transfert d'énergie soumises par Elia Transmission Belgium en vue de leur application sur les marchés à un jour et intra-journalier⁵⁶. Par ailleurs, le 18 décembre 2020, la CREG a reçu par courrier électronique la proposition d'Elia de modification des modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre (T&C BRP), ainsi que la proposition de contrat Fournisseur de service de flexibilité *Day Ahead/ Intraday* (FSP DA/ID). Ces deux propositions interviennent dans le cadre de l'extension du transfert d'énergie aux marchés *Day-Ahead* et *Intraday*. Le contrat FSP DA/ID décrit les droits et obligations d'Elia et du fournisseur de service de flexibilité qui souhaite valoriser leur flexibilité sur le marché *Day-Ahead* et/ou *Intraday*. Ce contrat a été approuvé par la CREG le 29 avril 2021⁵⁷.

Le CRM et la sécurité d'approvisionnement :

- Modification du règlement technique fédéral

Dans le cadre de la mise en œuvre du CRM, il apparaissait nécessaire de modifier le règlement technique fédéral (arrêté royal du 22 avril 2019) afin de s'assurer que les droits issus d'une réservation de capacité (liée à une demande de raccordement déjà introduite) ou d'une attribution de capacité (liée à un contrat de raccordement déjà signé) n'aient pas pour conséquence de limiter la concurrence lors de l'enchère CRM. Un projet d'arrêté royal a été transmis en ce sens à la CREG. Dans son avis (A)2186 du 21 janvier 2021, la CREG a formulé de nombreuses critiques sur ce projet de texte. En particulier, elle a fait valoir qu'il résultait d'un arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne du 3 décembre 2020 que le régulateur national dispose d'une compétence exclusive pour déterminer ou approuver les conditions de raccordement au réseau de transport, et que le Roi n'était donc pas compétent en la matière. Dans son avis ultérieur rendu sur le même avant-projet d'arrêté royal, la section de législation du Conseil d'Etat s'est ralliée à l'analyse de la CREG, de sorte que le projet d'arrêté royal a été abandonné⁵⁸.

⁵⁵ Décision (B)658E/75 du 17 décembre 2021 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative au tarif pour l'obligation de service public réserve stratégique à partir du 1er janvier 2022.

⁵⁶ Décision (B)2195 du 25 mars 2021 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium concernant les règles organisant le transfert d'énergie.

⁵⁷ Décision (B)2222 du 29 avril 2021 relative à la demande de Elia Transmission Belgium SA en vue de l'approbation de la proposition de contrat à conclure entre Elia et le FSP pour la fourniture du service de flexibilité *Day-Ahead/Intraday*.

⁵⁸ Avis (A)2186 du 21 janvier 2021 relatif au projet d'arrêté royal modifiant le contenu minimal du type de contrat de raccordement vise à l'article 169 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, et portant introduction d'une procédure pour obtenir un droit de raccordement au réseau qui tient compte du mécanisme de rémunération de capacité.

- Fixation des seuils et des critères d'éligibilité des coûts d'investissements

Conformément à la loi électricité, la CREG est compétente pour établir une proposition d'arrêté royal en matière de fixation des seuils et des critères d'éligibilité des coûts d'investissements, ainsi que la procédure de classement. Ces seuils servent à la détermination des capacités pouvant prétendre à des contrats pluriannuels dans le cadre du CRM.

Une première proposition d'arrêté royal avait été adoptée par la CREG le 12 décembre 2019. Cette proposition a dû être partiellement révisée en raison, entre autres, de l'évolution du cadre législatif belge et européen et de la nécessité de simplifier la communication avec les acteurs du marché (désormais via une plateforme informatique) et la certification des investissements (désormais via un expert technique indépendant). Cette proposition complémentaire a été soumise à une consultation publique puis à l'avis du gestionnaire du réseau (Elia), qui lui a été communiqué à la CREG le 21 janvier 2021. Le 4 février 2021, la CREG a adopté la proposition complémentaire⁵⁹. L'arrêté royal a été promulgué le 4 juin 2021.

- Lignes directrices précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement

Conformément à l'article 3, § 3, de la proposition d'arrêté royal susmentionnée en matière de fixation des seuils et des critères d'éligibilité des coûts d'investissements, la CREG a établi, après une consultation des acteurs du marché, un projet de lignes directrices en vue de communiquer aux acteurs du marché les précisions nécessaires relatives aux conditions d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement d'une capacité dans une catégorie de capacité donnant droit à un contrat de capacité pluriannuel⁶⁰.

Suite à la promulgation de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement, les lignes directrices précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement ont été définitivement adoptées par la CREG⁶¹.

- Procédure de dépôt et de traitement des dossiers d'investissement

Conformément à l'article 7, § 3 de la proposition d'arrêté royal susmentionnée en matière de fixation des seuils et des critères d'éligibilité des coûts d'investissements, la CREG a établi la procédure de dépôt et de traitement des dossiers d'investissement dans le cadre du CRM. La CREG a par ailleurs publié un manuel d'utilisation de la plateforme CREG CRM et un Q&R concernant la procédure et l'utilisation de la plate-forme CREG CRM.

- Enchère de T-4 de 2021 : courbe de la demande et paramètres

Sur la base du rapport du gestionnaire de réseau Elia, la CREG a émis un avis relatif à la proposition d'Elia de paramètres pour l'enchère T-4 de 2021 couvrant la période de fourniture 2025-2026⁶² ainsi qu'une proposition de courbe de la demande pour cette enchère⁶³.

⁵⁹ Proposition (C)2135 du 4 février 2021 complémentaire à la proposition (C)1907 d'arrêté royal fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités.

⁶⁰ Projet de décision (B)2129 du 7 janvier 2021 relatif aux lignes directrices précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement.

⁶¹ Lignes directrices (R)2129 du 10 juin 2021 précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement.

⁶² Avis (A)2161 du 2 février 2021 relatif à la proposition de paramètres d'enchère du rapport du gestionnaire de réseau Elia pour l'enchère T-4 de 2021 couvrant la période de fourniture 2025-2026.

⁶³ Proposition (C)2192/2 du 30 avril 2021 relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère T-4 de 2021 couvrant la période de fourniture 2025-2026. Cette proposition a été précédée d'un projet de proposition (C)2192/1 du 28 janvier 2021.

- Dérogation au plafond de prix intermédiaire

La note (Z)2202 du 11 février 2021 contient la contribution de la CREG à la consultation publique lancée par le SPF Economie relative à de nouvelles dispositions à insérer dans l'avant-projet d'arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité. Ces nouvelles dispositions traitent des modalités et de la procédure de dérogation au plafond de prix intermédiaire (« IPC »). Outre des commentaires spécifiques sur chacune des nouvelles dispositions proposées, la CREG émet des commentaires généraux en vue de réduire l'impact des dérogations à l'IPC sur le coût global du CRM.

Par sa décision (B)2237, la CREG a établi les conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire conformément à l'article 21, § 2 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité⁶⁴. En vue notamment de la mise aux enchères d'octobre 2021, la CREG a actualisé, par une décision du 17 juin 2021, dans un objectif de clarification, ces conditions de forme⁶⁵.

- Avis sur l'évaluation du coût du CRM

Conformément à la résolution 1220/007, la CREG a transmis à la Chambre des représentants un avis concernant l'étude, réalisée par le consultant Haulogy, sur l'évaluation du coût du CRM. La CREG émet dans cet avis une série de remarques sur les hypothèses qui ont été utilisées pour cette étude et qui entraînent principalement, selon elle, une sous-estimation du coût du CRM. En outre, la CREG formule dans son avis des recommandations afin de réduire le coût du CRM⁶⁶.

- Règles de fonctionnement du CRM

Dans le cadre de la mise en œuvre du CRM et en vue notamment de la mise aux enchères d'octobre 2021, la CREG a établi, par une décision du 14 mai 2021, les règles de fonctionnement du CRM⁶⁷. Celles-ci ont fait l'objet d'une proposition soumise par le gestionnaire du réseau de transport (Elia) une première fois le 13 novembre 2020, après avoir été soumise à consultation publique. Suite aux discussions intervenues entre la CREG et Elia, celle-ci a introduit une nouvelle proposition de règles de fonctionnement le 30 avril 2021. Une consultation publique a encore été organisée par la CREG sur les principaux changements qu'elle entendait apporter à la proposition d'Elia.

⁶⁴ Décision (B)2237 du 12 mai 2021 relative aux conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire.

⁶⁵ Décision (B)2237/2 du 17 juin 2021 relative aux conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire.

⁶⁶ Avis (A)2206 du 22 février 2021 relatif à l'évaluation du coût du mécanisme de rémunération de la capacité (CRM).

⁶⁷ Décision (B)2227 du 14 mai 2021 établissant les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité.

Conformément à la loi électricité, ces règles de fonctionnement du CRM ont été approuvées par un arrêté royal du 30 mai 2021⁶⁸. En mars 2021, la CREG a également rendu un avis sur le projet d'arrêté royal déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la CREG⁶⁹. L'arrêté royal a été adopté le 30 mai 2021⁷⁰.

- Norme de fiabilité pour le territoire belge

Le 28 mai 2021, la CREG a publié, à la demande de la ministre de l'Énergie, une proposition de norme de fiabilité pour le territoire belge. Sur la base du VoLL (« *value of lost load* ») et du CoNE (« *cost of new entry* ») déterminés par la direction générale de l'Énergie du SPF Economie, la CREG constate que l'application aux deux valeurs de l'équation pour déterminer la norme de fiabilité selon la méthodologie ACER aboutit à une norme de fiabilité de 2 h 43 min. Dans sa proposition, la CREG a repris quelques commentaires sur la détermination de la valeur de la norme de fiabilité et son interprétation⁷¹.

- Contrat type de capacité

Dans le cadre de la mise en œuvre du CRM, la CREG a adopté le 20 août 2021 sa décision relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat type de capacité introduite par Elia Transmission Belgium (Elia). La CREG a décidé d'approuver la proposition, à condition toutefois qu'Elia y apporte les modifications nécessaires demandées par la CREG dans sa décision et prenne en compte, autant que possible, les modifications rédactionnelles suggérées. Elia disposait de dix jours ouvrables pour adapter la proposition et la transmettre à la CREG, afin de permettre à celle-ci de vérifier que les adaptations demandées ont bien été effectuées⁷².

- Rejet d'un dossier d'investissement

Dans le cadre du classement par la CREG des capacités dans les catégories de capacité donnant droit à la conclusion d'un contrat de capacité pluriannuel, la CREG a décidé, le 9 septembre 2021, de rejeter le dossier d'investissement introduit par la SA Arcelor Mittal Belgium⁷³.

⁶⁸ Arrêté royal du 30 mai 2021 portant approbation des règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité conformément à l'article 7undecies, § 12, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 1er juin 2021).

⁶⁹ Avis (A)2216 du 18 mars 2021 relatif à un projet d'arrêté royal déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la commission de régulation de l'électricité et du gaz.

⁷⁰ Arrêté royal du 30 mai 2021 déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la commission de régulation de l'électricité et du gaz (Moniteur belge du 7 juin 2021).

⁷¹ Proposition (C)2243 du 28 mai 2021 de norme de fiabilité pour le territoire belge. Cette proposition avait été précédée de la note 2140 du 11 février 2021 relative à la détermination d'une estimation unique du coût de l'Énergie non distribuée (*value of lost load*) pour le territoire belge. Dans cette note, en application de la méthodologie ACER, la CREG a proposé une estimation unique de 4.267 EUR/MWh pour la valeur de l'énergie non distribuée (*Value of Lost Load, VoLL*) sur le territoire belge. La CREG a été assistée par un bureau d'enquête pour interroger les consommateurs sur leur volonté de payer afin d'éviter une coupure d'électricité.

⁷² Décision (B)2245 du 20 août 2021 relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat type de capacité introduite par Elia Transmission Belgium.

⁷³ Décision (B)2281 du 9 septembre 2021 relative à la demande d'Arcelor Mittal Belgium SA de classement de la capacité « CMU-36Rvq » (Turbine à vapeur à contre-pression – 67098) dans une catégorie de capacité liée à un contrat de capacité couvrant maximum 15 périodes de fourniture de la capacité.

- Méthodologie de détermination de la prime de risqué des investisseurs dans le cadre du CRM

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a formulé une proposition de modification de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité. Cette proposition vise à remplacer, dans l'arrêté royal précité, le critère de la moyenne des revenus (P50) par les revenus du marché, en particulier dans le cadre de la détermination du coût du nouvel entrant⁷⁴.

Dans ce même cadre, la CREG a transmis des observations dans le contexte de la consultation publique organisée conjointement par Elia et le SPF Economie relative à d'autres modifications de l'arrêté royal du 28 avril 2021 précité⁷⁵. Enfin, la CREG a formulé un avis sur la proposition introduite par Elia suite à la consultation publique précitée⁷⁶.

- Désignation du président du Comité des Litiges du CRM (et de son suppléant)

Dans le cadre de la mise en œuvre du CRM, les règles de fonctionnement du CRM prévoient la création d'un Comité des Litiges du CRM, dont le président et son suppléant doivent être désignés par la CREG. Suite à l'appel à candidatures publié le 10 septembre 2021, la CREG a décidé, le 21 octobre 2021, de désigner monsieur Eric Bodson comme président du Comité des Litiges du mécanisme de rémunération de capacité (CRM) et monsieur Jasper De Fauw comme son suppléant, pour un mandat initial de 3 ans, renouvelable deux fois pour une durée d'un an.

- Enchère T-4 de 2022 : scénario de référence, cout brut d'un nouvel entrant et facteur de correction X

Dans le cadre du CRM, la CREG a établi deux propositions en vue de l'enchère T-4 de 2022 couvrant la période de fourniture 2026-2027. La proposition du 26 août 2021 concerne l'ensemble de données et d'hypothèses à retenir, qui forment ensemble la proposition de scénario de référence⁷⁷ et celle du 10 septembre 2021 le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X pour cette même enchère⁷⁸.

⁷⁴ 131 Proposition d'arrêté royal (C)2286 du 12 octobre 2021 modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

⁷⁵ Observations de la CREG sur le projet de proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

⁷⁶ Avis (A)2293 du 14 octobre 2021 relatif à un projet de proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, transmis par Elia le 13 octobre 2021.

⁷⁷ Proposition (C)2274 du 26 août 2021 de scénario de référence pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

⁷⁸ Proposition (C)2267 du 10 septembre 2021 de cout brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

- Contrat type de raccordement

La CREG a approuvé le 13 septembre 2021 la proposition de modification du contrat type de raccordement introduite par Elia Transmission Belgium. Pour l'essentiel, il s'agit de modifications induites par la mise en œuvre du CRM⁷⁹.

- Résultats de la mise aux enchères Y-4 pour la période de fourniture de capacité 2025-2026

Dans le cadre de la mise en œuvre du CRM, la CREG a validé le 28 octobre 2021 les résultats de la mise aux enchères Y-4 pour la période de fourniture de capacité 2025-2026 organisée par Elia. Sur la base notamment du rapport d'analyse de l'Auditeur du marché de capacité désigné par la CREG, celle-ci a constaté que la mise aux enchères a été menée en conformité avec les dispositions légales et réglementaires applicables⁸⁰.

- Analyse de l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia

Le 1er juillet 2021, la CREG a procédé à une analyse factuelle de l'étude d'adéquation et de flexibilité pour la Belgique réalisée par Elia⁸¹. Cette étude, qui couvre la période de 2022 à 2032, sera utilisée pour évaluer si un mécanisme de rémunération de capacité est nécessaire pour la Belgique afin de répondre aux problèmes d'adéquation des ressources européennes.

2.2.5. Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée offshore et on-shore et de l'électricité verte produite

2.2.5.1. Niveau fédéral

Raccordement planifié et réalisé :

L'objectif européen visant une part de 32 % d'énergie renouvelable à l'horizon 2030 s'est traduit par un objectif contraignant de 23,50 % de sources d'énergie renouvelable dans la consommation belge d'énergie, correspondant à 37 % de source d'énergie renouvelable dans la consommation finale belge d'électricité.

En vertu de la loi électricité, la CREG a augmenté la valeur de transfert des installations que Rentel a cédées à Elia dans le cadre du *Modular Offshore Grid* (MOG)⁸².

La CREG collabore également au développement du cadre légal actuel en vue de la mise en place d'un système de mise en concurrence dans le cadre de l'attribution de futures concessions offshore. La CREG participe à la *task force Offshore* (avec des représentants du SPF Économie, de la ministre de l'Énergie et du ministre de la Mer du Nord) pour élaborer le cadre de la deuxième zone offshore.

⁷⁹ Décision (B)2283 du 13 septembre 2021 relative à la demande d'approbation de la proposition de modification du contrat type de raccordement introduite par Elia Transmission Belgium.

⁸⁰ Décision (B)2298 du 28 octobre 2021 relative à la validation des résultats de la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité 2025-2026, organisée par Elia Transmission Belgium.

⁸¹ Note (Z)2263 du 1er juillet 2021 sur l'analyse de l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia pour la Belgique 2022-2032.

⁸² Décision (B)2055 du 5 mars 2020 relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du Modular Offshore Grid : mise à jour des coûts 2019.

Comme défini dans la loi électricité, la CREG transmettra les avis et propositions nécessaires portant sur le « *tendering* /appel d'offres » et l'extension du MOG.

Dans un avis du 26 novembre 2021, la CREG analyse la proposition d'Elia d'extension du *Modular Offshore Grid* pour le raccordement de la zone Princesse Élisabeth⁸³.

Dans le dossier *grid design* soumis à la CREG, Elia explique qu'une île énergétique ne comporte pas de risques supplémentaires en termes de calendrier, de complexité technique et de coûts d'entretien par rapport à d'autres variantes *grid design* avec plates-formes. Pour la future extension du réseau offshore, Elia recommande donc une extension via une île énergétique avec des éléments de transport AC/HVDC. Selon la CREG, de futures opportunités (telles qu'un réseau offshore européen combinant des interconnexions et le raccordement de parcs éoliens offshore) ne sont pas réalisables uniquement par le biais d'une île mais également par le biais de plates-formes offshore, pour autant que les dernières évolutions techniques en matière d'infrastructures de raccordement soient prises en compte. La CREG comprend, d'après le dossier *grid design*, qu'une île énergétique pourrait offrir certains avantages au niveau de la capacité disponible dans des situations N-1 et avoir un effet positif sur le bien-être socio-économique, mais souligne que ces points de vue ne sont pas suffisants et n'ont pas été élaborés de manière quantitative. Par conséquent, elle ne peut pas évaluer l'impact estimé de ces avantages potentiels. Pour la CREG, cet investissement orienté vers l'avenir est possible s'il n'engendre pas plus de risques (et/ou de coûts plus élevés) pour le consommateur d'électricité qu'un raccordement via des plates-formes (variante 1), à moins que des bénéfices supplémentaires n'ayant pas encore été identifiés ni quantifiés ne soient démontrés.

Procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 33/152.

Evolution de la capacité installée en énergie éolienne et de l'électricité verte produite :

2021 est la première année au cours de laquelle la première zone éolienne offshore fonctionne à 100 % de sa capacité. Depuis fin 2020, la capacité éolienne offshore s'élève à 2 266 MW. L'évolution de la capacité installée depuis 2009 est illustrée à la figure 4.

En 2021, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 6 771 GWh dans le réseau de transport (contre 6 853 GWh en 2020). La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élevait à 6 896 GWh pour l'année 2021, ce qui représente une diminution de près de 1,02 % par rapport à la production nette en 2020 (6 967 GWh). La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 5. Malgré le fait que 2021 soit la première année où tous les parcs offshore existants fonctionnent à 100 % de leur capacité, l'énergie éolienne produite est tout de même inférieure à celle de 2020.

Cela est dû à la baisse de l'offre éolienne, qui se traduit également par des facteurs de charge plus faibles : le facteur de charge (« *load factor* ») moyen en 2021, c'est-à-dire la production divisée par la capacité installée, varie de minimum 12,9 % en juin à maximum 49,3 % en février. La CREG octroie un certificat vert par MWh produit net. Les certificats verts octroyés dans le cadre de la production nette des parcs éoliens offshore C-Power, Belwind, Northwind, Nobelwind, Norther et Rentel représentent un montant de 472 510 420 €. Conformément à l'article 14, § 1er septies de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, le système d'avances visant à soutenir la production d'électricité

⁸³ Avis (A)2302 du 26 novembre 2021 sur le *Modular Offshore Grid* phase 2 : projet d'extension du réseau de transport en mer.

verte s'applique aux installations de production des concessions domaniales de Northwester 2, Mermaid et Seastar. Pour 2021, un montant de 191 276 015 € a été versé à titre d'avances et d'avances supplémentaires. Pour 2021, un montant total de 663 786 435 € a donc été payé pour l'achat de certificats verts et le versement d'avances.

Figure 4 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* par parc entre avril 2009 et décembre 2021 (Source : CREG)

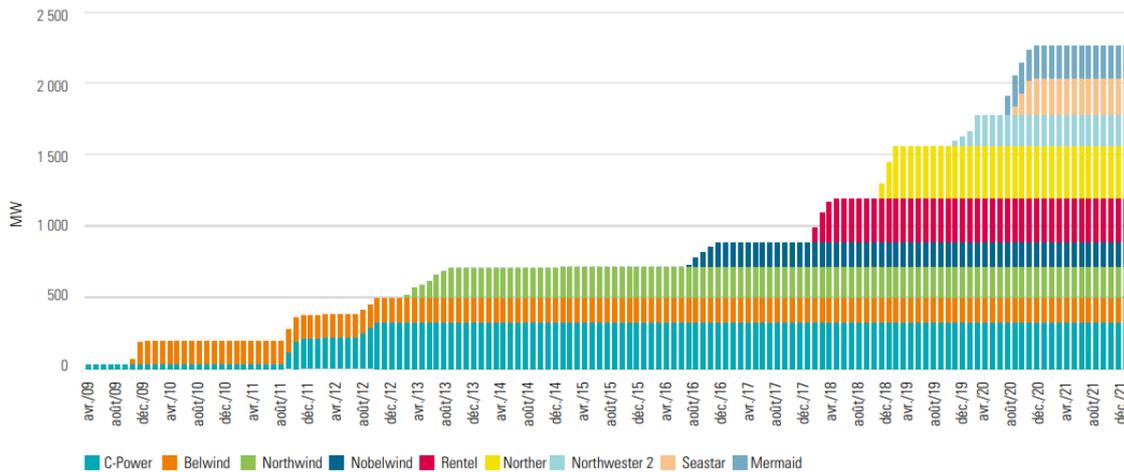
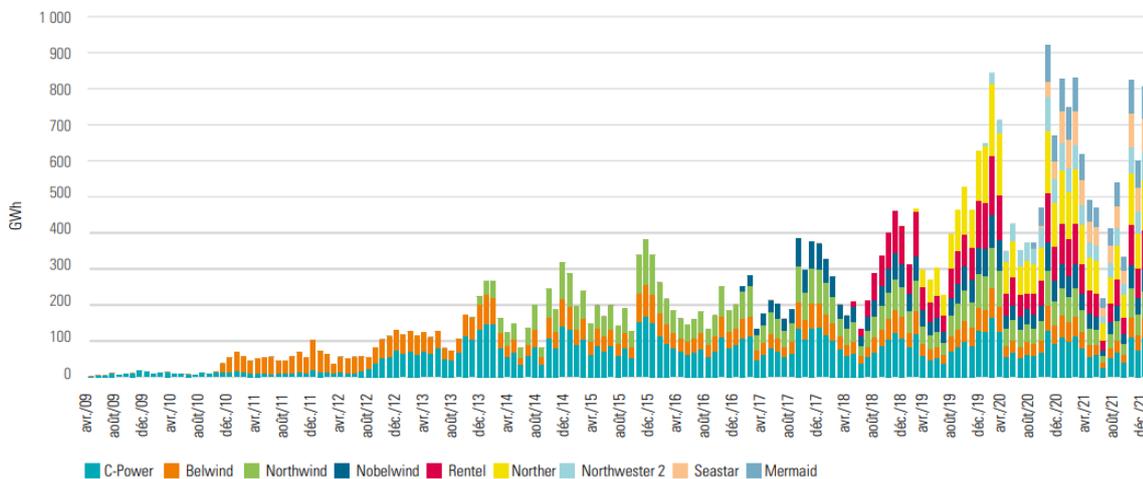


Figure 5 : Production nette d'électricité verte *offshore* par parc entre avril 2009 et décembre 2021 (Source : CREG)



2.2.5.2. Région flamande

Raccordement planifié et réalisé :

Pour 2021 aucune donnée n'est disponible.

Procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité :

Concernant le raccordement d'électricité, les articles les articles 2.2.29 § 4 et 2.2.34 § 1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrivent que le GRD doit donner priorité aux applications des nouvelles installations CHP et de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans le traitement des applications pour une étude exploratoire et les investigations des applications de raccordement.

Quant à l'accès au réseau, l'article 2.3.19 § 1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrit que le GRD doit donner la priorité aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en cas de congestion.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

Le tableau ci-dessous offre un aperçu de la puissance installée, pour laquelle des certificats verts et/ou des garanties d'origine sont octroyés par technologie.

Tableau 5 : Evolution de puissance installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre, qui qualifie pour les certificats verts et/ou les garanties d'origine

Source d'énergie	2020	2021
Biomasse	668.497	696.422
Biogaz	199.842	248.956
Onshore	1.312.421	2.427.599
Energie hydraulique	5.561	4.182
Energie solaire	3.678.000	4.248.910
Total	5.864.321	7.626.069

2.2.5.3. Région wallonne

Nous attirons l'attention du lecteur sur le fait que seules données relatives aux installations de plus de 10 kVa et bénéficiant d'un régime de soutien sont reprises dans les tableaux ci-après.

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 6 : Raccordements planifiés et réalisés en 2021

New applications for connection received in 2019 (RES-E plants > 10 kVA)	2021
Number	302
Total capacity (MW)	60

Procédures d'accès au réseau et description des droits de priorité :

En moyenne et haute tension, le raccordement des unités de production décentralisées s'effectue via un régime d'accès flexible octroyant, dans certains cas, le droit pour le producteur de bénéficier d'une compensation financière au à la suite d'un ordre de réduction d'injection émis par le gestionnaire de réseau. De manière complémentaire, lorsqu'il apparaît qu'une demande de raccordement pourrait conduire à des situations de congestion, une analyse coût-bénéfice est menée pour examiner l'opportunité économique d'un investissement de renforcement du réseau.

Après plusieurs années d'exercice, la CWaPE a produit en 2021 un rapport d'évaluation de ce régime de raccordement avec accès flexible contenant quelques propositions d'adaptations réglementaires, notamment dans le contexte de la transposition de la Directive (UE) 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité.

Évolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

Tableau 7 : Connexion de RES-E

	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Total	153 464	153 202	152 907	152 662	143 563	134 601	128 566	125 784

Tableau 8 : Capacité (MW)

Technology	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Biomass	275	306	304	304	302	301	274	270
Wind	1113	1043	933	881	824	736	674	630
Hydro	62	59	48	115	115	115	111	111
Solar	1174	1123	1076	1022	934	849	799	758
Total	2625	2531	2362	2 322	2 175	2 001	1 857	1 770

Tableau 9 : Production (GWh)

La baisse de production constatée au niveau de la biomasse est liée à la fermeture de la centrale des Awirs

Technology	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Biomass	1 371	1644	1895	1 567	1 959	1 820	1 258	1 062
Wind	2 124	2485	2084	1 711	1 570	1 405	1 512	1 326
Hydro	216	152	142	246	265	367	327	287
Solar	1 143	1169	1076	1 017	835	777	797	725
Total	4 854	5450	5197	4 540	4 630	4 368	3 894	3 400

2.2.5.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 10 : Nombre de nouvelles demandes de raccordement en 2020 (anglais)

Number of new applications for connection in the year (RES-E plants)	
Total capacity (MW)	12,651
Number of connections completed in the year (RES-E plants)	1 710
Total capacity (MW)	12,651
Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2019 (RES-E plants > 0,4MVA)	0
Total capacity (MW)	0

Procédures d'accès au réseau et description des droits de priorité :

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production est repris dans le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitales.

Le règlement technique indique que les raccordements des unités de production d'électricité répondent, pour les aspects techniques, aux prescriptions techniques de Synergrid C 10/11 et aux prescriptions techniques spécifiques complémentaires pour le raccordement des installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution.

Ainsi, le raccordement au réseau de distribution des installations d'une puissance supérieure à 30 KVA et de celles qui ne sont pas munies d'un système de sectionnement automatique conforme, font l'objet d'une étude par le GRD dans le cadre de l'installation d'un relais de découplage.

Le règlement technique spécifie également que le GRD donne la priorité, dans la mesure du possible compte tenu de la continuité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes relatives à des installations de production d'électricité verte.

Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

Tableau 11: Evolution de la puissance installée cumulée (en MW) en sources d'énergies renouvelables en RBC

Source d'énergie	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biogaz	1,1	1,1	1,1	3,104	3,104	3,739	3,739
Huile de colza	1,642	1,642	1,567	1,507	1,427	1,307	1,295
Photovoltaïque	52,852	58,084	67,251	91,351	130,699	195,988	210,868
Déchets municipaux	51	51	51	51	51	51	51
Total	106,564	111,765	120,894	146,891	186,168	254,991	266,902

Pour le moment, seules deux éoliennes d'une puissance totale de 12,4 kW sont installées à Bruxelles et certifiées par BRUGEL.

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Maximum electricity daily consumption (TWh/day).	0,27	0,27	0,27	0,26	0,27	0,26	
Number of TSOs	1	1	1	1	1	1	1
Extension of TSO grid (km)	+20	+63	-34	+44	+345	+115	16
Number of DSOs	27	21	26	20	16	16	16
Extension of DSO grid (km)	+521	-1827	+1870	+1867	+1723,5	+1226,373	+1304,186

2.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)

Méthodologie tarifaire :

Période régulatoire 2020-2023 :

La CREG a approuvé l'arrêté définitif fixant la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2020-2023 le 28 juin 2018⁸⁴.

Le 2 décembre 2021, la CREG a aussi approuvé⁸⁵, après consultation publique, la proposition d'Elia de modification de l'incitant pour la réalisation, dans les délais convenus, de projets d'infrastructure majeurs en 2022 et 2023. Les modifications approuvées concernent la réalisation de deux projets que les circonstances actuelles rendent impossible ou technico-économiquement suboptimale. La première modification porte sur le calendrier de mise en service des batteries de condensateurs (mais sans impact sur la capacité installée totale en fin de période régulatoire) et la seconde s'inscrit dans la nouvelle vision d'Elia à long terme pour la Campine du Nord.

Ensuite, le 9 décembre 2021, la CREG a pris une décision sur les objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. Globalement, il s'agit d'une décision d'approbation mais qui apporte certaines adaptations à la proposition d'Elia, suite, notamment aux remarques formulées lors de deux consultations publiques. La décision reprend la description complète des objectifs à atteindre par Elia dans le cadre de l'incitant en 2022⁸⁶. Enfin, le 23 décembre 2021, en application de l'article 26, § 2 de la méthodologie tarifaire 2020-2023, la CREG a pris une décision sur la proposition de mise à jour du plan de recherche et développement d'Elia pour la période 2020-2023. Elia a soumis 28 propositions de projets : 18 projets avaient déjà été approuvés par la CREG dans sa décision sur la précédente version du plan et 10 sont des nouveaux projets. La CREG a décidé de soutenir 26 projets, dont 6 partiellement. Conformément à la méthodologie tarifaire, Elia a la possibilité de soumettre une nouvelle version de son plan de recherche et développement chaque année de la période régulatoire, au plus tard le 1er juillet⁸⁷.

⁸⁴ Par arrêt du 9 janvier 2019 (2018/AR/1328), la Cour des marchés a rejeté le recours introduit par Elia System Operator contre la méthodologie tarifaire 2020-2023 (plus précisément contre un critère de raisonabilité repris à l'article 30, h), 6) relatif au financement des activités non régulées). La Cour affirme clairement que « la CREG n'ajoute pas un critère nouveau autre que le fait de paraphraser le texte de la loi », qui interdit déjà les subsides croisés entre activités régulées et non régulées. La Cour continue en affirmant que « la disposition litigieuse est suffisamment précise pour que l'on puisse comprendre son objet et ses effets avec un degré de certitude suffisant, alors que la méthodologie tarifaire, quant à elle, est exhaustive, transparente et prévisible ». Elle affirme également que « la disposition litigieuse ne crée aucune subsidiation croisée au profit de l'activité régulée », mais qu'elle « veille au contraire à éviter et à exclure une subsidiation croisée ». Enfin, la Cour affirme que « la décision tend à protéger la solvabilité d'Elia et [à] éviter le risque qu'Elia subisse des effets négatifs dans le cadre son activité régulée par le fait d'investissements imprudents dans le cadre de son activité non régulée ».

⁸⁵ Décision (B)658E/55bis du 2 décembre 2021 modifiant la décision (B)658E/55 sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2020-2023.

⁸⁶ Décision (B)658E/73 du 9 décembre 2021 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

⁸⁷ Décision (B)658E/74 du 23 décembre 2021 sur la mise à jour du plan de recherche et développement de la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2020-2023 dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 2 de la méthodologie tarifaire.

Période régulatoire 2024-2027 :

Pour la période 2024-2027, la CREG et Elia ont conclu un accord relatif aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs et des surcharges tarifaires.

Evolution des tarifs :

Comme détaillé dans notre rapport annuel 2019, le 7 novembre 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire adaptée d'Elia pour la période régulatoire 2020-2023. Globalement, par rapport aux tarifs de transport en vigueur en 2019, la baisse des tarifs s'est élevée à -2,1 % en 2020 et -1,9 % en 2021 et s'élèvera à -1,1 % en 2022 et -1 % en 2023. En 2021, la CREG a approuvé la proposition tarifaire actualisée d'Elia relative aux tarifs pour les obligations de service public (OSP) et aux taxes et surcharges, applicables à partir du 1er janvier 2022. Le tarif OSP pour les certificats verts en Flandre augmente à nouveau significativement tandis que les autres tarifs OSP et surcharges au niveau régional restent globalement stables. À partir du 1er janvier 2022, les tarifs OSP et surcharges au niveau fédéral sont remplacés par des accises spécifiques sur l'électricité et le gaz⁸⁸.

Par décision du 17 décembre 2021, la CREG a également approuvé les budgets pour les obligations de service public réserve stratégique et CRM pour 2022 mais ne fixe pas de tarif, ces coûts étant à présent couverts par les moyens financiers de l'Etat fédéral⁸⁹.

Soldes

La méthodologie tarifaire prévoit que le gestionnaire du réseau de transport soumette chaque année à l'approbation de la CREG un rapport tarifaire relatif à l'année écoulée. La méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité prévoit que le gestionnaire du réseau soumette chaque année à l'approbation de la CREG un rapport tarifaire relatif à l'année écoulée. Les différentes corrections apportées à la demande de la CREG par Elia dans son rapport tarifaire adapté 2020 ont entraîné une diminution de 4 146 869 € de la dette des futurs tarifs envers le gestionnaire du réseau. La CREG a approuvé le rapport tarifaire 2020 adapté soumis par Elia⁹⁰.

Plaintes et jurisprudence:

En 2021, la CREG n'a reçu aucune plainte concernant une décision sur les méthodes ou tarifs prise en vertu de la loi électricité.

Aucune procédure devant la Cour des marchés n'a été introduite en 2021 contre une décision de la CREG concernant les tarifs ou la méthodologie approuvée par la CREG.

⁸⁸ Décision (B)658E/76 de la CREG du 17 décembre 2021 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée adaptée introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative aux tarifs pour les obligations de service public et aux taxes et surcharges, d'application à partir du 1er janvier 2022.

⁸⁹ Décision (B)658E/75 du 17 décembre 2021 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative au tarif pour l'obligation de service public réserve stratégique à partir du 1er janvier 2022.

⁹⁰ Décision (B)658E/72 du 8 juillet 2021 relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire introduit par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité et incluant les soldes concernant l'exercice d'exploitation 2020.

2.3.2. Tarif de distribution

2.3.2.1. Niveau fédéral

Evolution tarif de distribution :

Dans son étude annuelle (n° 2223) sur les composantes des prix d'électricité et de gaz naturel⁹¹, la CREG fait les constats suivants en ce qui concerne les tarifs de distribution 2020 :

Pour les clients résidentiels, par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 68,58 % plus élevé en 2020 pour un client-type Dc 2v. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation tarifaire des tarifs de réseau de distribution flamands liée à la hausse des coûts des obligations de service public. Les coûts nets liés à ces obligations sont récupérés dans le tarif « obligations de service public » dans le tarif de réseau de distribution. En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 120,65 % (+ 51,44 €/MWh). 74,16 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public. L'augmentation est moins forte à Bruxelles et en Wallonie : + 30,58 % (12,33 €/MWh) à Bruxelles et + 52,80 % (+ 22,99 €/ MWh) en Wallonie. Cette augmentation est imputable au tarif obligations de service public à raison de + 40,13 % à Bruxelles et de + 38,89 % en Wallonie. La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2020 à 48,36 % en Flandre, à 21,60 % à Bruxelles et à 15,27 % en Wallonie.

Pour les clients professionnels, par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 14,31 % plus élevé en 2020 pour un client-type Ic1. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation des tarifs de réseau de distribution flamand liée à la hausse des coûts des obligations de service public. Les coûts nets liés à ces obligations sont récupérés dans le tarif « obligations de service public » dans le tarif de réseau de distribution. En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 11,38 % (+ 1,31 €/MWh). Cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public. À Bruxelles, la hausse est de + 7,12 % (2,42 €/MWh), tandis qu'en Wallonie, l'augmentation est plus importante, à savoir de + 30,80 % (+ 8,08 €/MWh). À Bruxelles, 82,31 %, et en Wallonie 10,61 % de cette augmentation sont imputables au tarif pour les obligations de service public. La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2020 à 21,68 % en Flandre, à 5,47 % à Bruxelles et à 2,50 % en Wallonie.

2.3.2.2. Région flamande

Méthodologie tarifaire :

Le 13 août 2020, la VREG a décidé de la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2021-2024.

La méthodologie tarifaire détermine, via le revenu autorisé, comment les gestionnaires de réseau de distribution sont rémunérés et encouragés à fonctionner efficacement. La structure tarifaire détermine également la manière dont le revenu autorisé est facturé aux différents utilisateurs du réseau. La méthodologie tarifaire comprend également les règles et les rapports que les gestionnaires de réseaux de distribution doivent suivre pour fixer les tarifs de distribution.

⁹¹ Étude (F)2223 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Les principaux changements par rapport à la méthodologie tarifaire 2017-2020 sont :

- l'indemnité normative pour le coût de financement (WACC) pour les investissements en actifs fixes régulés et pour le capital d'exploitation net est fixé à 3,5 % pour la période régulatoire.
- l'indemnité pour le coût de financement pour les valeurs de réévaluation des actifs fixes régulés diminue progressivement de 3,5 % en 2021 à 7/8e du WACC en 2022, 6/8e en 2023 et 5/8e en 2024.
- l'introduction d'un déplacement de la frontière constitue un incitant supplémentaire à l'efficacité pour les gestionnaires de réseaux de distribution. Le déplacement de la frontière est l'amélioration de la productivité que les entreprises les plus efficaces ou les plus performantes peuvent réaliser. L'évolution des coûts du réseau est comparée avec ceux de secteurs représentatifs compétitifs. Au cours de la période régulatoire 2021-2024, une amélioration de la productivité de 0,4 % par an est fixée pour les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel. Aucune amélioration supplémentaire de la productivité n'est requise pour les gestionnaires de réseaux d'électricité.
- les économies imposées aux gestionnaires de réseaux de distribution d'ici 2024 dans le cadre de la fusion de leurs sociétés d'exploitation en 2018 ont été conservées.
- en raison du défi de la transition énergétique et de la nécessité sociale pour les gestionnaires de réseaux de distribution d'y répondre de manière efficace et conviviale, la VREG prévoit la possibilité d'imposer des incitants financiers spécifiques supplémentaires aux gestionnaires de réseaux de distribution au cours de la période régulatoire 2021-2024. Le cadre à cet effet est défini dans la méthodologie tarifaire.
- à partir de 2022⁹², les coûts du réseau seront en grande partie facturés aux utilisateurs du réseau de distribution sur la base de la capacité.

Actuellement, les tarifs du réseau de distribution pour les ménages et les petites entreprises raccordés au réseau basse tension sont facturés uniquement et entièrement sur la base des kWh consommés. A partir de 2022, la composante « coûts de réseau » sera en grande partie facturée sur la base du « pic mensuel moyen » (kW). Celui-ci est calculé mensuellement comme la moyenne des 12 derniers « pics mensuels ». Le pic mensuel est la puissance quart-horaire la plus élevée (ou « puissance de pointe ») au cours d'un mois. Un minimum de 2,5 kW par mois est applicable. Cela signifie que chacun paiera une contribution annuelle minimale aux coûts du réseau.

Pour les entreprises raccordées aux niveaux de tension supérieurs, à partir de 2022, la moitié des coûts du réseau sera facturée sur la base de la « capacité d'accès » (kVA), l'autre moitié sur la base du pic mensuel passé (kW). La capacité d'accès est fixée à l'avance par l'entreprise. L'entreprise « réserve » ainsi sa capacité de réseau maximale requise pour l'année à venir. Le pic mensuel est la puissance quart-horaire la plus élevée (ou « puissance de pointe ») que l'entreprise utilise au cours d'un mois. Lorsque le pic mensuel dépasse la capacité d'accès, l'entreprise paie un tarif dissuasif sur le surplus.

Le tarif de capacité s'applique uniquement aux coûts de réseau qui sont effectivement liés à la construction et à l'entretien des réseaux de distribution d'électricité. Les coûts des obligations de service public, les surtaxes et les autres coûts de transport continuent d'être facturés sur la base des kWh consommés.

La VREG introduit le tarif de capacité afin que les nouveaux tarifs du réseau de distribution reflètent mieux les coûts d'utilisation du réseau de distribution d'électricité et que ces coûts soient répartis plus

⁹² À la demande des gestionnaires de réseau de distribution et des fournisseurs d'énergie et compte tenu des conditions actuelles du marché, la VREG envisage de reporter au 1^{er} janvier 2023 la date de début de la nouvelle structure des tarifs de distribution de l'électricité. Une consultation publique à ce sujet se déroule du 16 mai 2022 au 31 mai 2022.

équitablement entre les différents utilisateurs du réseau. A l'avenir, l'augmentation de la part d'énergie renouvelable locale, du nombre de véhicules électriques et de pompes à chaleur aura pour conséquence que les réseaux de distribution seront utilisés davantage et différemment et seront exposés à des pics de charge plus importants et simultanés. Ces pics de charge pourraient obliger les gestionnaires de réseaux de distribution à réaliser de lourds investissements pour maintenir la fiabilité du réseau. Cela pourrait entraîner une forte hausse des tarifs des réseaux de distribution. Pour éviter cela, nous souhaitons faire prendre conscience aux ménages et aux entreprises que les pics de consommation peuvent entraîner des coûts supplémentaires pour le réseau et les inciter à utiliser le réseau de manière efficace. De cette manière, le réseau reste abordable pour tous.

Au cours des années 2020 et 2021, nous avons décidé d'apporter certaines modifications à la méthodologie tarifaire 2021-2024 :

- dans les tarifs de réseaux de distribution de l'électricité, une réduction est historiquement accordée sur la composante tarifaire des obligations de service public pour la consommation nuit exclusif. Nous avons décidé de diminuer de cette réduction sur une période de huit ans, et non plus sur une période de quatre ans, comme prévu initialement. Par cette nouvelle diminution progressive, plus lente, la réduction pour les clients nuit exclusif disparaîtra à partir de 2028.
- la réglementation prévoit que le gestionnaire de réseau doit prendre en charge une partie des coûts d'un nouveau raccordement au gaz naturel (tarifs de réseaux de distribution non périodiques). Sur la base de nouveaux calculs effectués par Fluvius, il apparaît qu'une telle intervention ne peut plus être justifiée pour les raccordements résidentiels. Concrètement, cela signifie que Fluvius n'accordera plus de réduction s'il n'y a pas encore de gazoduc ou si des adaptations doivent d'abord être apportées à la conduite de gaz. Pour les raccordements non résidentiels, la réduction au client sera limitée à 19 mètres de la conduite de gaz. Nous avons décidé d'inclure ces nouvelles valeurs dans la méthodologie tarifaire.
- Le décret énergie prévoyait que les prosommateurs avaient droit à l'application du compteur à rebours pour la facturation des tarifs du réseau de distribution pendant 15 ans au maximum, même après l'installation d'un compteur numérique. Toutefois, le 14 janvier 2021, la Cour constitutionnelle a annulé cette disposition. La méthodologie tarifaire 2021-2024 a été adaptée en conséquence. Depuis lors, les prosommateurs équipés d'un compteur numérique paient les tarifs du réseau de distribution sur la base de leur prélèvement total (sans rebours). Le tarif *prosumer* supplémentaire ne leur est plus applicable.
- La méthodologie tarifaire 2021-2024 a également été modifiée afin que les prosommateurs puissent (partiellement) transférer un éventuel excédent sur leur compteur à rebours lorsqu'ils installent un compteur numérique.
- À partir du 1^{er} juillet 2022, la facturation du tarif *prosumer* change. Ce tarif est réparti sur l'année en fonction du nombre normal d'heures d'ensoleillement par mois.
- À la demande des gestionnaires de réseau de distribution flamands, la date de début de la nouvelle structure tarifaire pour les tarifs de réseau de distribution d'électricité a été reportée du 1^{er} janvier 2022 au 1^{er} juillet 2022. Des incitants financiers ont également été accordés aux gestionnaires de réseau de distribution pour soutenir davantage le compteur numérique et le tarif de capacité et pour décourager d'éventuels retards dans la mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire.
- Par ailleurs, les coûts d'exploitation de l'éclairage public ne sont plus pris en compte dans la détermination du revenu autorisé, car cette obligation de service public expire le 1^{er} janvier 2022. Les coûts de l'approvisionnement minimal en gaz naturel sont dorénavant traités comme exogènes. La méthodologie tarifaire 2021-2024 tient également compte du fait que

les amortissements des plus-values de réévaluation sur la vente d'actifs ne sont pas déductibles fiscalement.

Evolution des tarifs :

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2021. Après une vérification détaillée, le VREG a approuvé le 15 décembre 2020 les tarifs de distribution pour 2021.

Tableau 12 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2021-28/02/2021).

Elektriciteit Vanaf 01.01.21 t.e.m. 28.02.21	Netwerktarieven, incl. btw				Databeheer (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Heffingen, incl. btw			
	(21%)						(21%)	(21%)	(0%)	(0%)
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)		Exclusief nacht teller			Energiebijdrage (c€/kWh)	Federale bijdrage (c€/kWh)	Energieheffing (€/jaar)	
		Dag	Nacht							
FLUVIUS ANTWERPEN	9,99	9,99	7,67	4,97	13,64	2,31	0,23306	0,35117	5,16	
FLUVIUS LIMBURG	9,04	9,04	7,23	4,53	13,64	2,10	0,23306	0,35117	5,16	
FLUVIUS WEST	9,62	9,62	7,42	4,84	13,64	2,17	0,23306	0,35117	5,16	
GASELWEST	14,99	14,99	11,65	7,24	13,64	2,46	0,23306	0,35117	5,16	
IMEWO	11,70	11,70	8,91	5,86	13,64	2,37	0,23306	0,35117	5,16	
INTERGEM	11,05	11,05	8,55	5,48	13,64	2,33	0,23306	0,35117	5,16	
IVEKA	13,20	13,20	10,51	6,22	13,64	2,10	0,23306	0,35117	5,16	
IVERLEK	11,99	11,99	9,18	5,96	13,64	2,29	0,23306	0,35117	5,16	
PBE	10,52	10,52	7,98	5,77	13,64	2,42	0,23306	0,35117	5,16	
SIBELGAS	12,35	12,35	9,54	6,20	13,64	2,48	0,23306	0,35117	5,16	

Tableau 13 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2021-31/12/2021).

Elektriciteit Vanaf 01.03.21 t.e.m. 31.12.21	Netwerktarieven, incl. btw				Databeheer (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Heffingen, incl. btw			
	(21%)						(21%)	(21%)	(0%)	(0%)
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)		Exclusief nacht teller			Energiebijdrage (c€/kWh)	Federale bijdrage (c€/kWh)	Energieheffing (€/jaar)	
		Dag	Nacht							
FLUVIUS ANTWERPEN	9,99	9,99	7,67	4,97	13,64	2,74	0,23306	0,35117	5,16	
FLUVIUS LIMBURG	9,04	9,04	7,23	4,53	13,64	2,57	0,23306	0,35117	5,16	
FLUVIUS WEST	9,62	9,62	7,42	4,84	13,64	2,60	0,23306	0,35117	5,16	
GASELWEST	14,99	14,99	11,65	7,24	13,64	2,95	0,23306	0,35117	5,16	
IMEWO	11,70	11,70	8,91	5,86	13,64	2,87	0,23306	0,35117	5,16	
INTERGEM	11,05	11,05	8,55	5,48	13,64	2,80	0,23306	0,35117	5,16	
IVEKA	13,20	13,20	10,51	6,22	13,64	2,87	0,23306	0,35117	5,16	
IVERLEK	11,99	11,99	9,18	5,96	13,64	2,76	0,23306	0,35117	5,16	
PBE	10,52	10,52	7,98	5,77	13,64	2,81	0,23306	0,35117	5,16	
SIBELGAS	12,35	12,35	9,54	6,20	13,64	2,97	0,23306	0,35117	5,16	

Tableau 14 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2021-28/02/2021).

Elektriciteit Vanaf 01.01.21 t.e.m. 28.02.21	Netwerktarieven, excl. btw				Databeheer (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Heffingen, excl. btw		
	Distributie (c€/kWh)						Energiebijdrage (c€/kWh)	Federale bijdrage (c€/kWh)	Energieheffing (€/jaar)
	Enkelvoudige teller			Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN	8,25	8,25	6,34	4,11	11,27	1,91	0,19261	0,35117	97,80
FLUVIUS LIMBURG	7,47	7,47	5,98	3,75	11,27	1,73	0,19261	0,35117	97,80
FLUVIUS WEST	7,95	7,95	6,13	4,00	11,27	1,79	0,19261	0,35117	97,80
GASELWEST	12,39	12,39	9,63	5,99	11,27	2,04	0,19261	0,35117	97,80
IMEWO	9,67	9,67	7,36	4,84	11,27	1,96	0,19261	0,35117	97,80
INTERGEM	9,13	9,13	7,07	4,53	11,27	1,92	0,19261	0,35117	97,80
IVEKA	10,91	10,91	8,68	5,14	11,27	1,74	0,19261	0,35117	97,80
IVERLEK	9,91	9,91	7,59	4,93	11,27	1,89	0,19261	0,35117	97,80
PBE	8,69	8,69	6,60	4,77	11,27	2,00	0,19261	0,35117	97,80
SIBELGAS	10,21	10,21	7,88	5,13	11,27	2,05	0,19261	0,35117	97,80

Tableau 15: Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2021-31/12/2021)

Elektriciteit Vanaf 01.03.21 t.e.m. 31.12.21	Netwerktarieven, excl. btw					Heffingen, excl. btw			
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)		Exclusief nacht teller	Databeheer (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energiebijdrage (c€/kWh)	Federale bijdrage (c€/kWh)	Energieheffing (€/jaar)
		Dag	Nacht						
DNB									
FLUVIUS ANTWERPEN	8,25	8,25	6,34	4,11	11,27	2,27	0,19261	0,35117	97,80
FLUVIUS LIMBURG	7,47	7,47	5,98	3,75	11,27	2,13	0,19261	0,35117	97,80
FLUVIUS WEST	7,95	7,95	6,13	4,00	11,27	2,15	0,19261	0,35117	97,80
GASELWEST	12,39	12,39	9,63	5,99	11,27	2,44	0,19261	0,35117	97,80
IMEWO	9,67	9,67	7,36	4,84	11,27	2,37	0,19261	0,35117	97,80
INTERGEM	9,13	9,13	7,07	4,53	11,27	2,31	0,19261	0,35117	97,80
IVEKA	10,91	10,91	8,68	5,14	11,27	2,37	0,19261	0,35117	97,80
IVERLEK	9,91	9,91	7,59	4,93	11,27	2,28	0,19261	0,35117	97,80
PBE	8,69	8,69	6,60	4,77	11,27	2,32	0,19261	0,35117	97,80
SIBELGAS	10,21	10,21	7,88	5,13	11,27	2,45	0,19261	0,35117	97,80

Revenu autorisé 2022 :

En application de la méthodologie tarifaire 2021-2024, le 08 octobre 2021, la VREG a déterminé le revenu autorisé de chaque gestionnaire de réseau de distribution d'électricité à partir de ses tarifs périodiques de réseau de distribution pour l'année 2022. Les revenus autorisés ont été modifiés par la suite le 3 novembre 2021 et le 14 décembre 2021. Le revenu total autorisé est de 1,7 milliards EUR, soit environ 19,7% de moins qu'en 2021.

Tableau 16 : plafond de revenus 2022

	Exogène	Endogène	Total	2022/2021
Fluvius Antwerpen	101.489.584 €	126.814.213 €	228.303.796 €	-19,1%
Fluvius Limburg	89.212.207 €	101.479.353 €	190.691.560 €	-25,3%
Fluvius West	24.341.994 €	35.425.683 €	59.767.678 €	-22,9%
Gaselwest	144.478.946 €	136.534.783 €	281.013.729 €	-19,1%
Imewo	140.113.688 €	160.935.675 €	301.049.363 €	-17,7%
Intergem	60.978.369 €	73.747.865 €	134.726.235 €	-21,5%
Iveka	79.547.450 €	60.818.988 €	140.366.438 €	-16,8%
Iverlek	125.409.490 €	136.031.405 €	261.440.895 €	-18,6%
PBE	16.258.940 €	27.391.886 €	43.650.825 €	-20,1%
Sibelgas	18.198.410 €	16.496.709 €	34.695.119 €	-15,5%
Total	800.029.079 €	875.676.560 €	1.675.705.638 €	-19,7%
	48%	52%	100%	

Comme en 2021, les gestionnaires de réseaux de distribution flamands ont introduit une demande d'avance pour tenir compte des investissements supplémentaires liés au déploiement accéléré du compteur numérique. Le VREG a accordé une avance de 22,0 millions EUR et l'a incluse dans le revenu autorisé 2022. L'avance accordée maintenant sera déduite du revenu autorisé au cours des années suivantes.

Soldes 2020 :

Le 1^{er} septembre 2021, le VREG a fixé pour 2020 les soldes réglementaires des GRD d'électricité et de gaz naturel en Flandre. Ces soldes ont été fixés et traités dans le plein respect de la méthodologie tarifaire 2017-2020.

Pour les GRD d'électricité, un excédent global de 1,0 % sur un budget total d'environ 2,2 milliards EUR a été constaté.

Tableau 17 : soldes réglementaires 2020

Soldes réglementaires	Electricité (€)
Coûts exogènes	- 18,5 millions
Différences de volume	+ 46,8 millions
Réindexation	- 6,8 millions
Impôt des sociétés	- 0,2 millions
+ = déficit et - = excédent	

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.3.2.3. Région wallonne

Contexte législatif :

Les méthodologies tarifaires élaborées par la CWaPE sont encadrées par le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité. Il n'y a pas eu de modification de ce décret au cours de l'année 2021. La CWaPE a néanmoins remis en 2021 un avis sur le projet de décret tarifaire en cours d'élaboration par le Gouvernement wallon (*cf. supra*).

Méthodologie tarifaire 2019-2023 :

Le 17 juillet 2017, la CWaPE a adopté la méthodologie tarifaire applicable à la période réglementaire 2019-2023.

La méthodologie tarifaire décrit les règles de détermination du Revenu Autorisé du GRD ainsi que des tarifs de distribution d'électricité et de gaz qui en découlent. Le revenu autorisé est constitué des charges opérationnelles (contrôlables et non-contrôlables), de la marge bénéficiaire équitable et le cas échéant d'une quote-part du montant à apurer des soldes réglementaires des années précédentes.

Au sein des charges nettes opérationnelles, certains éléments sont qualifiés de non contrôlables. En règle générale, pour ces derniers, l'écart entre le montant budgété et le montant réel constitue une « dette tarifaire/passif réglementaire » (si le budget est supérieur à la réalité) ou une « créance tarifaire/actif réglementaire » (si le budget est inférieur à la réalité) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Dans certains cas particuliers tels que les charges d'achat d'électricité et de gaz, les charges d'achat des certificats verts et les indemnités versées par le gestionnaire de réseau aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget, une partie du solde réglementaire

pourrait néanmoins être à charge du gestionnaire de réseau dans le cas où le prix d'achat ou le délai de placement des compteurs à budget dépasserait les limites fixées par la CWaPE.

Les autres charges nettes opérationnelles sont considérées comme des charges nettes opérationnelles contrôlables. En règle générale, pour ces dernières, l'écart entre le montant budgété et le montant réel constitue un « *bonus* » (si le budget est supérieur à la réalité) ou un « *malus* » (si le budget est inférieur à la réalité) à l'égard du gestionnaire de réseau. Néanmoins, afin que le gestionnaire de réseau ne supporte pas les conséquences financières liées à la variabilité des prestations des obligations de service public, l'écart entre le montant budgété et le montant réel des charges nettes variables relatives aux obligations de service public correspondant à une variation du nombre de ces prestations constitue un solde régulateur à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 est dite « TOTEX » car les charges nettes contrôlables comprennent à la fois des charges et produits opérationnels et des charges nettes liées aux immobilisations.

A l'exception des charges nettes liées aux immobilisations, les charges nettes contrôlables prévisionnelles des années 2020 à 2023 sont établies annuellement sur la base des charges nettes contrôlables prévisionnelles de l'année précédente auxquelles sont appliqués un facteur d'indexation (indice santé) et un facteur d'efficience de 1,5%.

Les charges nettes liées aux immobilisations prévisionnelles des années 2020 à 2023 sont, quant à elles, établies annuellement sur la base des charges nettes liées aux immobilisations prévisionnelles de l'année précédente auxquelles est appliqué un facteur d'indexation (indice santé).

Les règles d'évolution des charges nettes contrôlables (dont les charges nettes liées aux immobilisations) décrites ci-dessus incitent les gestionnaires de réseau à contenir leurs charges nettes contrôlables au niveau du montant fixé *ex ante*. Cette maîtrise des charges nettes contrôlables pourrait, à long terme, se faire au détriment de la qualité et de la fiabilité des réseaux de distribution, ainsi que de la qualité des services rendus. Afin de prévenir ce risque, la CWaPE introduit dans la formule de détermination du revenu autorisé un incitant financier (facteur Q) reflétant le niveau de performance du gestionnaire de réseau. Pour la période régulatoire 2019-2023, la valeur du facteur Q a été fixée à zéro. La CWaPE compte, au cours de la période régulatoire 2019-2023, définir, en concertation avec les gestionnaires de réseau, les indicateurs de performance qui détermineront, lors de la prochaine période régulatoire, le niveau de performance des gestionnaires de réseau.

A travers l'application d'un facteur d'efficience aux charges nettes contrôlables, la CWaPE demande aux gestionnaires de réseau de maîtriser une grande partie de leurs coûts opérationnels tout en améliorant, de manière permanente, leur efficacité. Néanmoins, consciente des enjeux et des coûts sous-jacents à la transition énergétique, la CWaPE prévoit la possibilité, pour les gestionnaires de réseau, de bénéficier de budgets complémentaires pour la réalisation de deux projets spécifiques, à savoir, le déploiement des compteurs communicants et la promotion des réseaux de gaz naturel.

La marge bénéficiaire équitable constitue l'indemnisation du capital investi dans le réseau de distribution. Ce capital est constitué tant des fonds propres que des financements externes. La marge bénéficiaire équitable est calculée annuellement via l'application du pourcentage de rendement autorisé à la base d'actifs régulés. Le pourcentage de rendement autorisé est déterminé sur la base de la formule du coût moyen pondéré du capital (CMPC) qui représente la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût des dettes admis pour un gestionnaire de réseau de distribution en Région wallonne. Ce pourcentage est fixé à 4.053% pour la période régulatoire 2019-2023 et, dans un objectif de stabilité, n'est pas revu *ex post*.

Les structures tarifaires relatives aux prélèvements de gaz et d'électricité prévoient respectivement quatre et cinq tarifs :

- I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution,
- II. Le tarif pour les obligations de service public,
- III. Le tarif pour les surcharges,
- IV. Le tarif pour les soldes régulatoires,
- V. Le tarif pour l'énergie réactive (uniquement applicable à l'électricité).

Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme fixe et un terme proportionnel. Il couvre le revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution, à l'exception des charges relatives aux obligations de service public et aux surcharges, lesquelles sont couvertes par des tarifs dédiés. Les soldes régulatoires font également l'objet d'une tarification spécifique, laquelle peut faire l'objet d'une révision annuelle en vue d'un apurement progressif de ceux-ci.

Deux nouveautés tarifaires sont à épingler par rapport aux structures tarifaires des périodes régulatoires précédentes :

- En électricité, la méthodologie tarifaire prévoit à partir du 1^{er} janvier 2020 une contribution équitable des *prosumers* aux coûts du réseau en intégrant un tarif capacitaire basé sur la puissance nette développable des installations de production de ces derniers. Cette contribution équitable fait écho au souhait de législateur d'instaurer le principe d'une contribution de l'ensemble des utilisateurs du réseau « *afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs wallons et éviter de réduire l'assiette de répercussion des coûts des GRD* »⁹³.
- En gaz, la méthodologie tarifaire prévoit la possibilité de définir un tarif spécifique uniforme pour les stations-service qui commercialisent du gaz naturel comprimé (CNG) provenant du réseau de distribution.

Conformément aux dispositions de l'article 21 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE propose une grille tarifaire de prélèvement d'électricité spécifique, applicable, le cas échéant, aux projets pilotes innovants.

Les tarifs d'injection font l'objet d'une révision complète. Ainsi, pour l'électricité, les tarifs d'injection sont uniformisés sur le territoire de la Région wallonne. Ils prévoient un tarif capacitaire, lequel diffère en fonction du caractère flexible ou permanent de la capacité contractée, et un tarif fixe.

Pour le gaz, la méthodologie tarifaire prend en compte le projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables et prévoit déjà une grille tarifaire pour l'injection de gaz issu de sources d'énergie renouvelables (SER) sur le réseau de distribution. Les tarifs pour l'injection de gaz SER proposés sur cette base ne seront toutefois approuvés par la CWaPE que pour autant que les dispositions de l'arrêté en projet relatives à l'injection de gaz SER soient adoptées par le Gouvernement.

⁹³ Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, commentaire des articles, *Doc.*, Parl. w., 2015-2016, n° 576-1, p. 7

Concernant les tarifs non périodiques, ils font l'objet d'un plan d'uniformisation entre les gestionnaires de réseaux de distribution actifs en Région wallonne, avec un horizon à 5 ans. Les tarifs non périodiques 2019-2023 intègrent donc les prémices de cette uniformisation à venir.

Finalement, dans un objectif de transparence et d'équité pour les utilisateurs de réseau de distribution, les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport font l'objet d'une péréquation sur le territoire de la Région wallonne de façon à ce que ces tarifs génèrent globalement les recettes suffisantes pour couvrir la somme des factures de transport adressées par les gestionnaires de réseau de transport aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 a fait l'objet d'une première révision en octobre 2018. À la demande des GRD exprimant des difficultés tant d'ordre réglementaire que technique et pratique inhérentes à la mise en œuvre d'une facturation du terme capacitaire, la CWaPE a en effet décidé de postposer de deux ans l'application de la facturation sur la base de la 11^{ème} pointe de puissance pour les utilisateurs de réseau avec une courbe de charge mesurée, tout en maintenant un prix maximum au kWh pour cette composante tarifaire pour ces catégories de clients. À la suite de la concertation menée avec les gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE a également jugé opportun de préciser diverses modalités relatives à ces articles 64 et 131, notamment en matière de mesure de pointe et de disponibilité des données relatives aux pointes de puissance à facturer. Par ailleurs, cette décision de révision de la méthodologie tarifaire 2019-2023 intègre les modifications du décret du 19 janvier 2017 en ce qui concerne la péréquation des tarifs de transport et la révision des tarifs en cours de période réglementaire, adoptées par le Parlement wallon les 17 et 18 juillet 2018.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 a fait l'objet d'une seconde modification en septembre 2021 afin de prendre en compte les nouvelles contraintes imposées par le législateur wallon en ce qui concerne le déploiement des compteurs communicants, tant en termes de vitesse de déploiement que de coûts y relatifs pouvant être répercutés sur les utilisateurs du réseau de distribution.

Tarifs de distribution 2019-2023 :

Entre le 28 novembre 2018 et le 7 février 2019, la CWaPE a approuvé les propositions de tarifs périodiques des gestionnaires de réseau de distribution AIEG, AIESH, ORES Assets, RESA et REW pour les années 2019 à 2023.

Le mandat octroyé à Gaselwest en tant que gestionnaire de réseau de distribution pour le territoire des communes de Celles, Comines-Warneton, Ellezelles et Mont-de-l'Enclus ayant été transféré, en date du 1^{er} janvier 2019, à l'intercommunale ORES Assets, les tarifs du secteur ORES Mouscron sont d'application pour ces quatre communes wallonnes et ce, depuis le 1^{er} janvier 2019.

AIEG

Le 9 avril 2019, l'AIEG a introduit auprès de la CWaPE une demande de révision des tarifs du niveau de tension T-BT avec mesure de pointe, une erreur matérielle ayant été constatée dans l'élaboration de ces tarifs. Le 6 juin 2019, la CWaPE a approuvé les tarifs de distribution périodiques révisés du niveau de tension T-BT de l'AIEG pour la période réglementaire 2019-2023.

Le 4 décembre 2019, la CWaPE a approuvé le soldes réglementaire de l'AIEG concernant l'exercice d'exploitation 2018 et a décidé de l'affecter aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022.

Le 29 octobre 2020, la CWaPE a approuvé le soldes réglementaire de l'AIEG concernant l'exercice d'exploitation 2019 et a décidé de l'affecter aux tarifs de distribution de l'année 2021.

Le 28 octobre 2021, la CWaPE a approuvé le soldes réglementaire de l'AIEG concernant l'exercice d'exploitation 2020 et a décidé de l'affecter aux tarifs de distribution des années 2022 et 2023.

AIESH

Le 17 décembre 2020, la CWaPE a approuvé le soldes régulateur de l'AIESH concernant l'exercice d'exploitation 2019 et a décidé d'affecter les soldes régulateurs des années 2017, 2018 et 2019 aux tarifs de distribution de l'année 2021.

Ores Assets

Le 20 mai 2019, ORES Assets a introduit auprès de la CWaPE une demande de révision de ses tarifs périodiques du niveau de tension BT applicables aux utilisateurs de réseau pour lesquels une mesure de pointe est réalisée, une erreur matérielle ayant été constatée dans l'élaboration de ces tarifs. En date du 27 juin 2019, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé les tarifs de distribution périodiques révisés du niveau de tension BT d'ORES Assets pour la période régulatoire 2019-2023.

Le 13 janvier 2021, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs électricité d'ORES Assets concernant les exercices d'exploitation 2017 et 2018 sous la condition résolutoire de la cassation de l'arrêt de la Cour des marchés du 7 octobre 2020.

Le 29 avril et le 27 mai 2021, la CWaPE a approuvé le solde régulateur électricité d'ORES Assets concernant l'exercice d'exploitation 2019 et a décidé d'affecter partiellement (60%) les soldes régulateurs électricité 2017, 2018 et 2019 aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

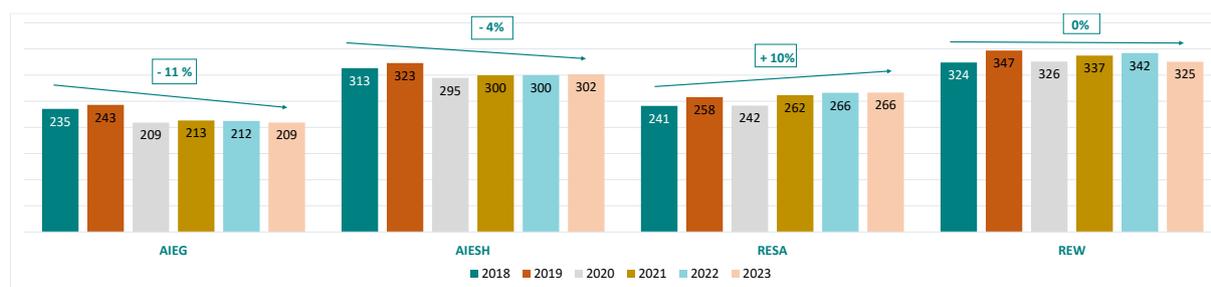
Resa

Le 26 novembre 2020, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs électricité de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2019 et a décidé de les affecter aux tarifs de distribution des années 2021 à 2023. Le 1er avril 2021, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs électricité de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2018 et a décidé de les affecter aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

Le 1er avril 2021, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs électricité de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2020 et a décidé de les affecter partiellement aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

Le 1er décembre 2021, la CWaPE a approuvé les propositions de révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants électricité de RESA ainsi que les soldes régulateurs résultant de la révision de ce budget et a décidé d'affecter partiellement le solde régulateur issu de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

Figure 6 : Coûts de distribution d'électricité 2019-2023 pour le client type BT 3500 kWh (1 600 kWh – 1 900 kWh)



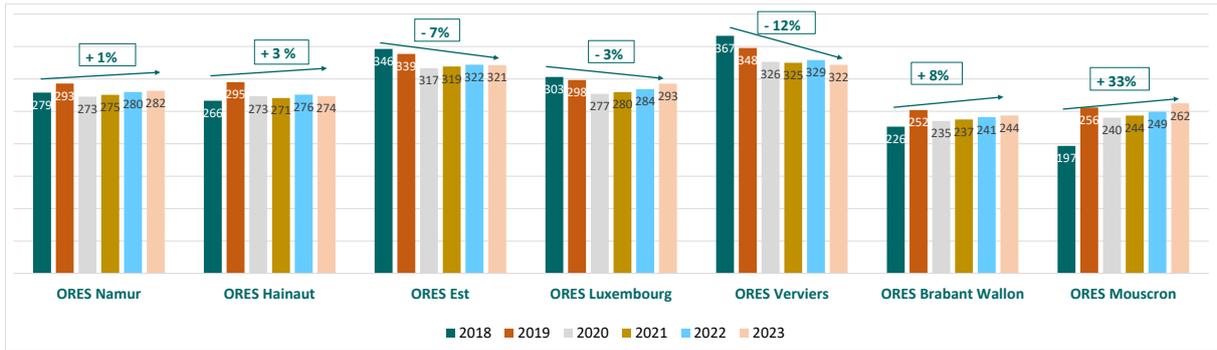


Figure 7 : Coûts de distribution d'électricité 2019-2023 pour le client type TBT 3500 kWh (30MWh – 5,9 kW)

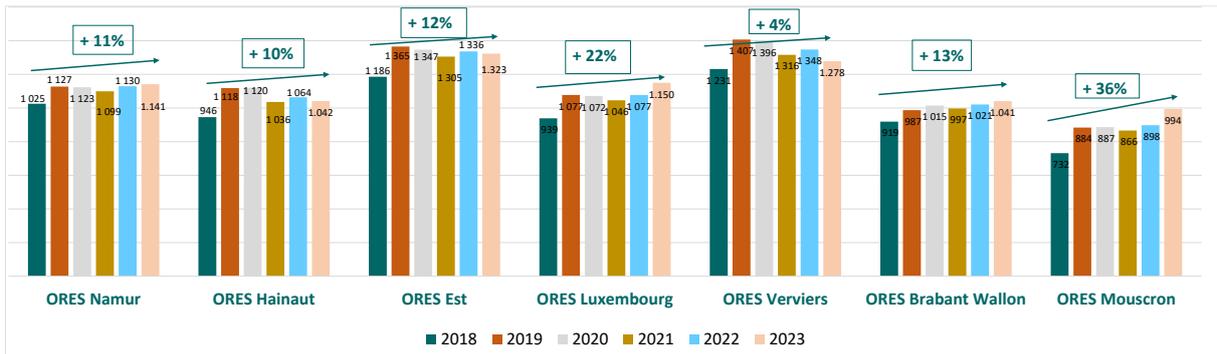


Figure 7 : Coûts de distribution d'électricité 2019-2023 pour le client-type MT (2 GWh – 392 KW)

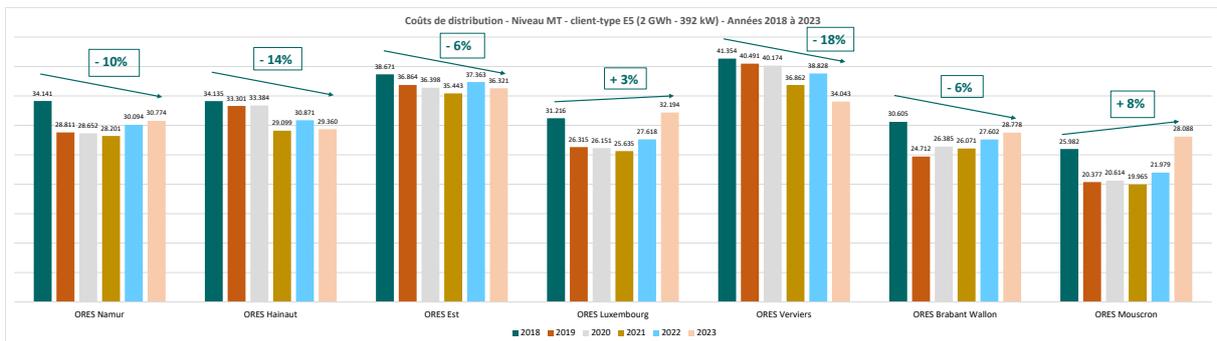
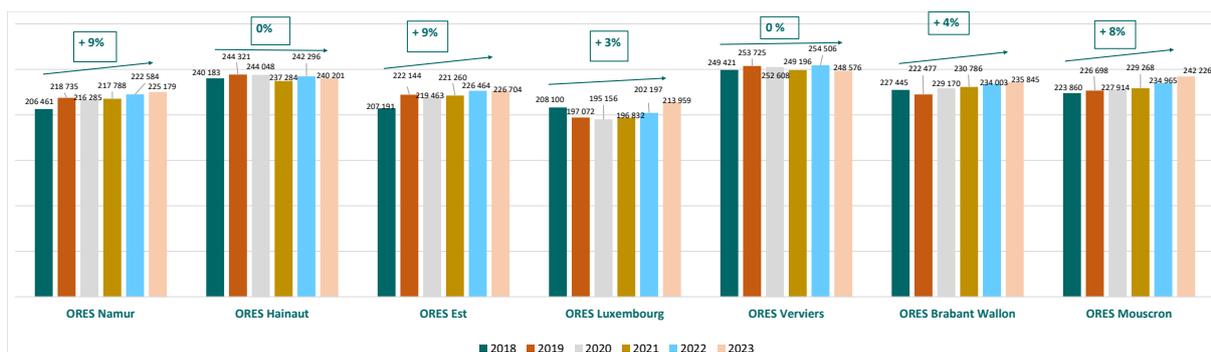




Figure 8 : Coûts de distribution d'électricité 2019-2023 pour le client-type TMT (50 GWh – 9800 KW)

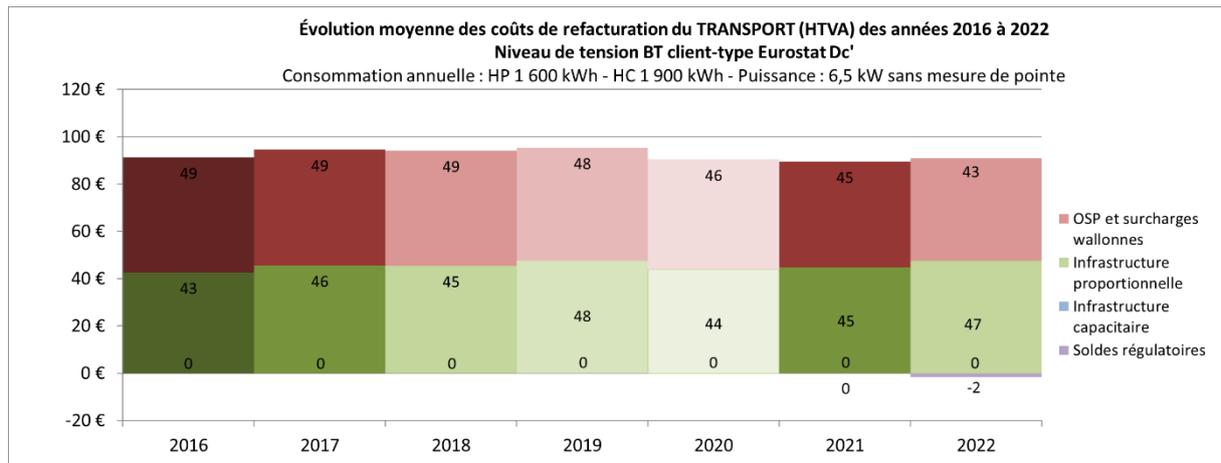


Tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport 2022 :

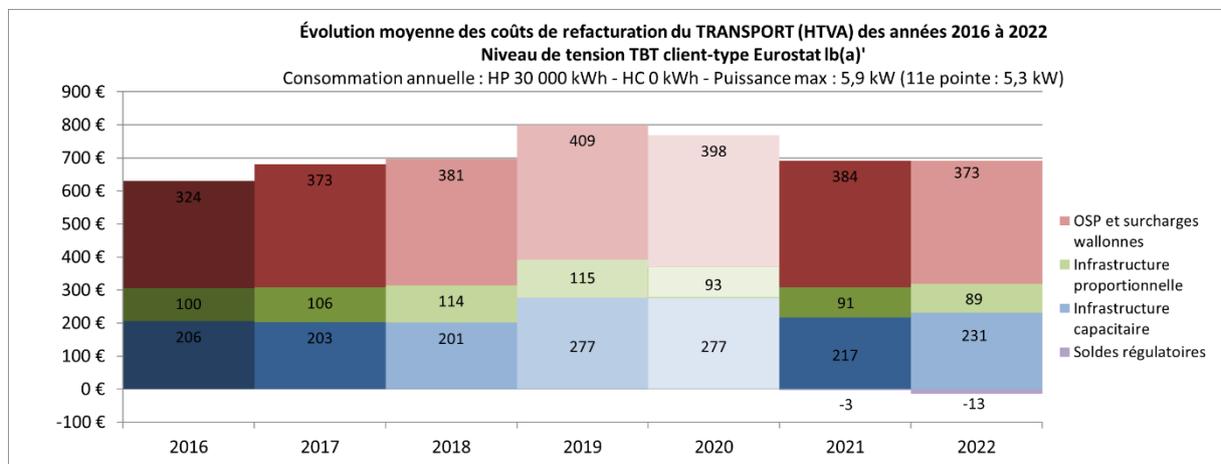
En date du 17 février 2022, la CWaPE a approuvé des propositions de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport des GRD actifs en Wallonie pour l'année 2022. Ces tarifs sont applicables du 1^{er} mars 2022 au 28 février 2023. Depuis 2019, ces tarifs sont péréquats : il n'y a plus de différence entre GRD pour ces tarifs.

Les graphiques ci-après reprennent le montant des coûts de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport appliqués au 1^{er} mars 2022 pour un client-type par niveau de tension et les montants des années antérieures.

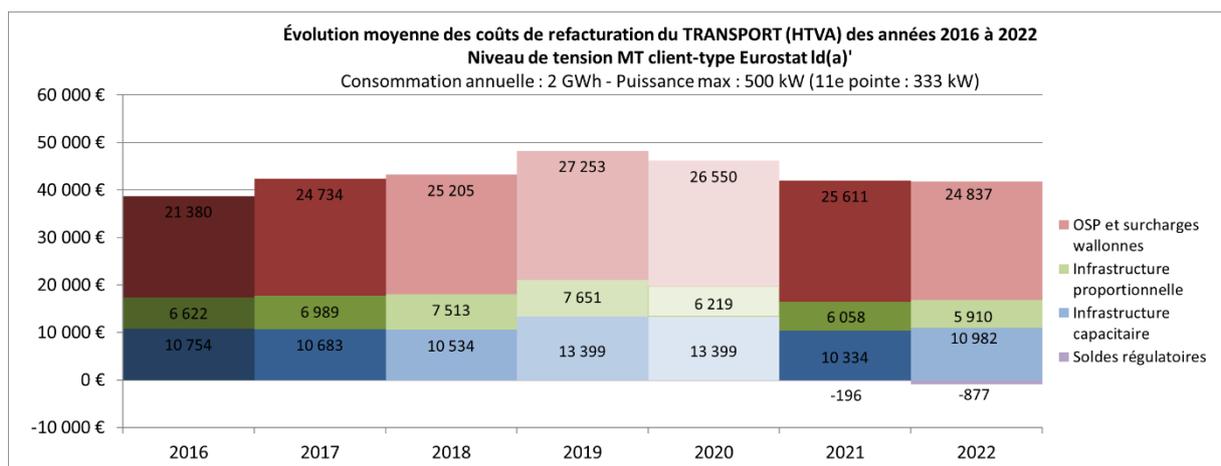
Graphique 1 : Niveau de tension BT



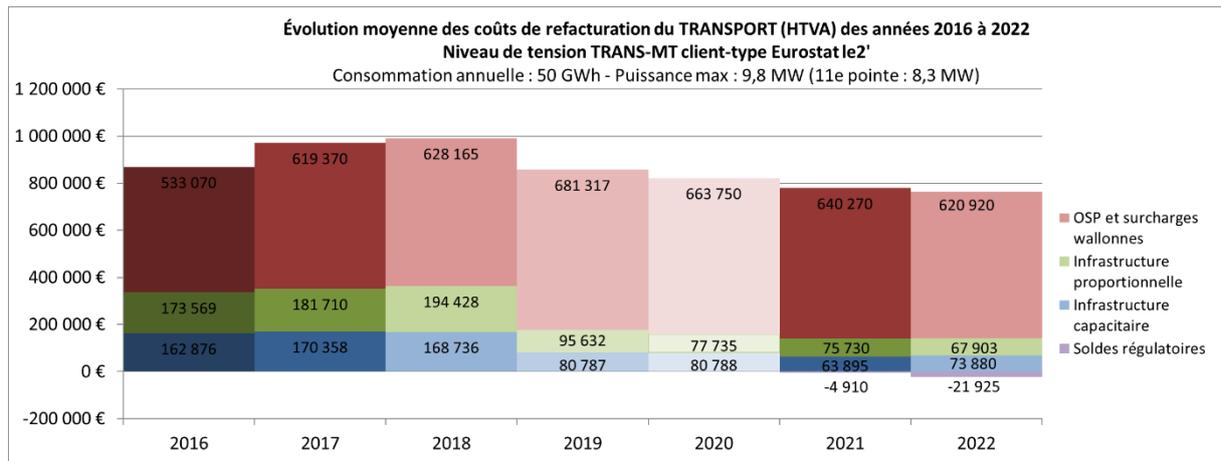
Graphique 2 : Niveau de tension T-BT



Graphique 3 : Niveau de tension MT



Graphique 4 : Niveau de tension T-MT



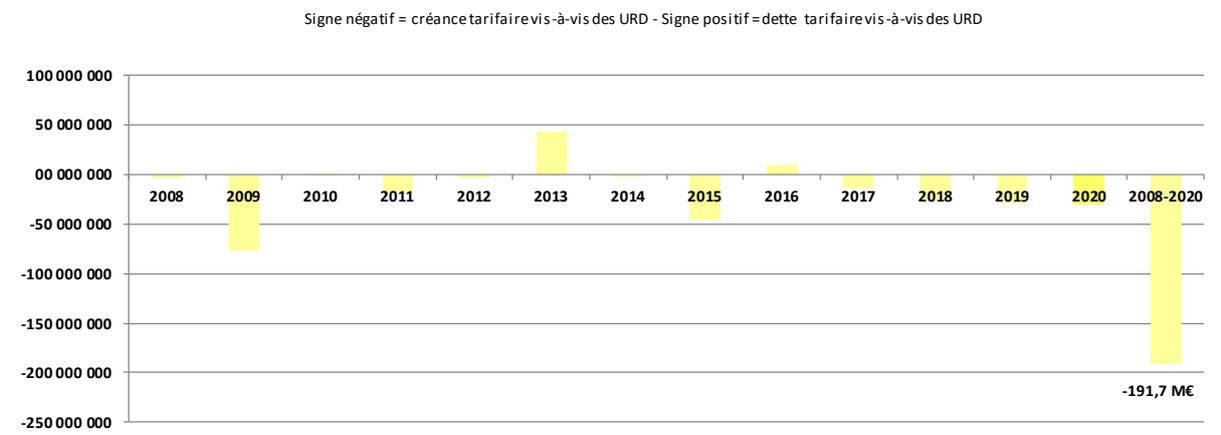
Contrôle des soldes régulatoires rapportés des GRD :

A fin décembre 2021, la CWaPE a approuvé la valeur définitive des soldes régulatoires pour les années 2008 à 2020 de l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Wallonie à l'exception de REW pour lequel les soldes régulatoires 2019 et 2020 n'ont pas encore fait l'objet d'une décision de la part du régulateur.

Secteur Électricité	2016			2017			2018			2019			2020		
	GRD actifs en Wallonie	Contrôle en cours	Approbation	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus
AIEG			X			X			X			X			X
AIESH			X			X			X			X			X
GASELWEST			X			X			X			X			X
ORES ASSETS			X			X			X			X			X
PBE			X			X	Transfert des communes de Chastre, Incourt, Perwez et Villers-la-Ville à ORES ASSETS			Transfert des communes de Chastre, Incourt, Perwez et Villers-la-Ville à ORES ASSETS			Transfert des communes de Chastre, Incourt, Perwez et Villers-la-Ville à ORES ASSETS		
RESA			X			X			X			X			X
RÉSEAU D'ÉNERGIES DE WAVRE			X			X			X			X			X

Le solde régulateur cumulé 2008-2020 établi sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution au travers de leurs rapport(s) annuel(s) tarifaire(s) s'élève, pour la Wallonie, à **-191,7 Mios EUR** pour le secteur électricité (créance tarifaire).

Figure 9 : soldes régulatoires annuels rapportés entre 2008 et 2020



La quote-part des soldes régulateurs déjà affectés aux tarifs de distribution des années 2009 à 2021 s'élève quant à elle à 88,5 Mios EUR. Par conséquent, au 31 décembre 2020, les soldes régulateurs cumulés 2008-2020 non-affectés sont estimés à -103,2 Mios EUR pour l'électricité (créance tarifaire). Ces soldes régulateurs résiduels seront progressivement affectés aux tarifs de distribution des années 2022 et suivantes.



Révision des budgets relatifs aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants :

En date du 28 octobre 2021, la CWaPE a approuvé les propositions de révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants gaz et électricité d'ORES Assets ainsi que les soldes régulateurs résultant de la révision de ces budgets. Le Comité de direction de la CWaPE a en outre décidé que l'affectation de ces soldes régulateurs issus de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants gaz et électricité sera déterminée ultérieurement lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2028 d'ORES Assets.

En date du 25 novembre 2021, la CWaPE a approuvé les demandes de budget relatif aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants de l'AIEG, de l'AIESH et du REW. La CWaPE a en outre décidé d'un commun accord avec l'AIEG, l'AIESH et le REW que les tarifs qui découlent du revenu autorisé budgété fixé ex ante ne seront pas révisés concomitamment à cette décision d'octroi des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants. Par conséquent, la répercussion des budgets spécifiques relatifs au déploiement des compteurs communicants se règlera à travers le solde sur les recettes issues des tarifs 2022 et 2023 en tenant également compte des soldes liés aux écarts entre les volumes de compteurs budgétés et les volumes de compteur réellement placés.

En date du 1er décembre 2021, la CWaPE a approuvé les propositions de révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants gaz et électricité de RESA ainsi que les soldes régulateurs résultant de la révision de ces budgets. La CWaPE a en outre décidé d'affecter ces soldes régulateurs issus de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants gaz et électricité pour 50% sur l'année 2022 et pour 50% sur l'année 2023.

2.3.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Depuis le 1^{er} juillet 2014, BRUGEL est compétente en matière de tarification de la distribution de l'électricité et du gaz en Région bruxelloise. Pour rappel, ce transfert a été officialisé par l'ordonnance bruxelloise du 8 mai 2014. Après concertation structurée, documentée et transparente avec Sibelga, le GRD en Région bruxelloise, BRUGEL établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser Sibelga pour l'établissement de sa proposition tarifaire.

En date du 8 janvier 2021, BRUGEL a approuvé les adaptations apportées aux tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport et aux tarifs redevance de voirie.

Grille tarifaire - Electricité
Année 2021

Sibelga Distribution Électricité

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
1. Tarif d'utilisation du réseau								
1.1. Avec mesure de pointe (**)								
$X \cdot E1$ EUR / kWh HI + Y • EUR / kWh HI + Z • EUR / kWh LO								
avec pointe X =	EUR / kWh HI / an	78,944136	39,472068	48,023544	24,011772	64,182780	58,169160	-
X/12 =	EUR / kWh / mois	6,578678	3,289339	4,001962	2,000981	5,348565	4,847430	-
coefficient de dégressivité E1 = $0,19 + 716,85 / (885 + kW)$								
heures pleines Y =	EUR / kWh HI	0,001742	0,003081	0,003081	0,003081	0,013665	0,013617	-
heures creuses Z =	EUR / kWh LO	0,001045	0,001849	0,001849	0,001849	0,008199	0,008170	-
1.2. Sans mesure de pointe (**)								
$X \cdot EUR + Y \cdot EUR / kWh HI + Z \cdot EUR / kWh LO$								
avec redevance X =	EUR / an	-	-	-	-	-	26,23	26,23
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA								
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA	EUR / an	-	-	-	-	-	52,45	52,45
heures pleines Y =	EUR / kWh HI	-	-	-	-	-	0,047446	0,047446
heures creuses Z =	EUR / kWh LO	-	-	-	-	-	0,028468	0,028468
1.3. Tarif pour l'énergie réactive								
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive								
	EUR / kvah	39,1%	39,1%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire								
kvah > %forfait • kWh total	EUR / kvah	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage								
	EUR / an	519,98	519,98	519,98	519,98	519,98	10,26	259,99
3. Surcharges								
3.1. Charges de pensions non capitalisées								
	EUR / kWh T	0,000163	0,000163	0,000283	0,000283	0,000515	0,001108	0,001108
3.2. Impôts & prélèvements								
- Redevance de voirie	EUR / kWh T	0,003541	0,003541	0,003541	0,003541	0,007081	0,007081	0,007081
- Impôt des sociétés & autres prélèvements	EUR / kWh T	0,000417	0,000417	0,000921	0,000921	0,002439	0,004064	0,004064

kWh T = kWh HI + kWh LO

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle
(**) Le tarif exclusif nuit est assimilé au tarif heures creuses (kWh LO)

Tableau 18 : Tarif de distribution - électricité 2021

Contrôle des soldes régulateurs de SIBELGA :

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé en 2021 les soldes régulateurs pour l'exercice 2020. En effet, au-delà de l'approbation des tarifs, la compétence tarifaire s'étend également au contrôle ex post annuel des comptes du GRD. Chaque année de la période régulatoire, le régulateur procède au contrôle des coûts d'exploitation, des investissements réalisés ainsi que des volumes d'énergie distribués et procède à un examen minutieux des écarts constatés avec la proposition tarifaire initiale.

Durant l'année 2016, BRUGEL avait pu exercer pour la première fois le contrôle des comptes du GRD SIBELGA (exercice 2015). Ce contrôle avait permis de pointer des soldes régulateurs importants. Fort de ce constat, le régulateur avait proposé de revoir la méthodologie afin de limiter structurellement ces soldes à partir de 2017.

Pour l'année 2020, le solde régulateur (non gérable) cumulé en électricité s'élevait à environ 131 millions d'euros, dont 19 millions non affectés à des projets spécifiques. En ce qui concerne le gaz, le fonds de régulation s'élève à 123 millions EUR, dont environ 85 millions encore non affectés. La quote-part attribuée au gestionnaire du réseau comme incitant sur coût gérable s'élève à 0,3 M€ pour l'électricité et 1,8 M€ pour le gaz. Ces montants font parties du résultat global reversé sous forme de dividende par SIBELGA en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2020 à 23 M€ pour l'électricité 15 M€ pour le gaz.

Lors de chaque contrôle ex post, certains postes font l'objet d'un examen plus fouillé. En 2021, une attention particulière a été portée sur certaines catégories de coûts où une analyse plus poussée a été réalisée (comité technique de SIBELGA et lien avec l'incentive regulation, impact de la pandémie COVID 19, coûts de projets,...).

BRUGEL a observé un impact limité de la pandémie sur les activités et les revenus de Sibelga.

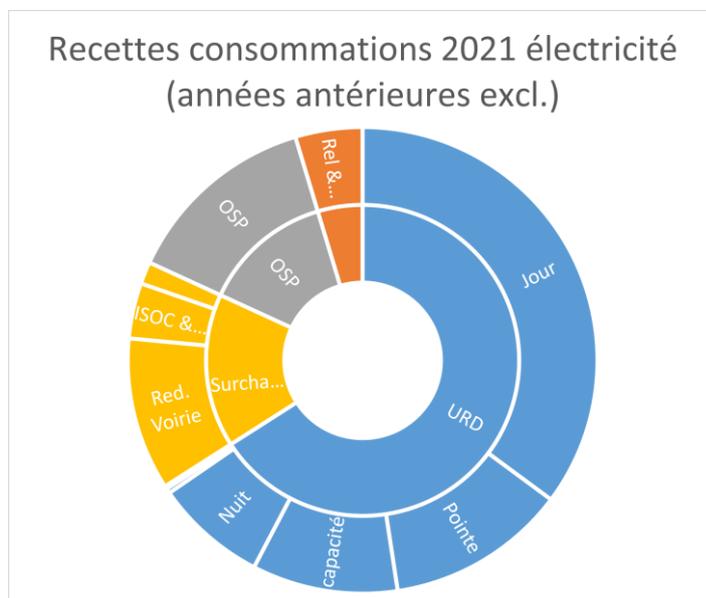
Cet exercice a permis de résorber encore un peu plus l'asymétrie d'information entre le régulateur et le GRD.

Décomposition des tarifs de distribution électricité :

Le graphique ci-dessous donne la décomposition des recettes des tarifs de distribution électricité.

Le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution et compte pour environ 66 % du tarif. Comme en 2020 le tarif capacitaire pour la basse tension représente 19% des recettes 2021 pour la basse tension. L'activité de mesure et de comptage représente 5 % de la partie distribution. Le poste « comptage » est le seul poste fixe des tarifs de distribution électricité. Au niveau des surcharges, le montant relatif à la redevance de voirie représente un montant d'environ 22 millions €. La marge équitable reprise dans le poste utilisation du réseau de distribution représente un montant d'environ 23 millions € pour 2021.

Figure 10: Décomposition des tarifs de distribution d'électricité 2021



La partie reprenant la refacturation des coûts pour l'utilisation du réseau de transport n'est pas intégrée au tarif de distribution présenté ci-avant. Ce tarif pour l'utilisation du réseau de transport rémunère les coûts de l'utilisation du réseau de transport, en ce compris la cotisation fédérale et les autres surcharges qui s'appliquent aux coûts de transport. En région bruxelloise, le tarif de la facturation des coûts pour l'utilisation du réseau de transport est identique pour l'ensemble des consommateurs et proportionnel à la consommation.

Tableau 19 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 2.036 kWh annuel, <13kVA

En euro HTVA – arrondi	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Utilisation du réseau	100	106	112	116	123	123	128
Pensions non capitalisées	9	3	3	3	3	2	2
OSP	23	19	22	20	23	22	24
Comptage	12	12	13	13	10	10	10
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	21	22	22	23	21	23	24
	166	162	172	175	180	180	188

Remarquons par ailleurs que les modalités d'application relatives à la cotisation fédérale ont été modifiées par l'arrêté royal du 3 octobre 2017 pour ce qui concerne la cotisation fédérale à partir du premier janvier 2018. À partir de cette date, le montant répercuté par l'ensemble des gestionnaires de réseau sera identique.

Tableau 20 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 1.600 kWh + 1.900 kWh annuel <13 kVA

En euro HTVA (arrondi)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Utilisation du réseau	135	142	151	156	157	156	163
Pensions non capitalisées	15	6	6	5	4	4	4
OSP	40	33	37	35	40	38	42
Comptage	12	12	13	13	10	10	10
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	37	37	39	39	36	39	39
	239	230	245	248	247	247	258

Révision de la méthodologie :

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le GRD a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2022.

Ces propositions tarifaires spécifiques ne visaient que les postes tarifaires liés au tarif « OSP » et à la surcharge concernant l'impôt des sociétés. BRUGEL a approuvé, le 29 octobre 2021, les nouveaux tarifs de distribution qui sont d'application depuis le 1er janvier 2022. Ces nouveaux tarifs touchent tant les clients résidentiels que les clients professionnels.

Concernant l'électricité, pour un client résidentiel consommant annuellement 2.800 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera légèrement plus élevée en 2022 (1,1979 c€/kWh) par rapport au tarif pratiquée en 2021 (1,0719 c€/kWh). Pour la surcharge « impôt des sociétés », elle passe de 0,4064 c€/kWh en 2021 à 0,4077 c€/kWh en 2022.

2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture

La répartition des compétences entre l'autorité fédérale et les régions entraîne une séparation, entre les différentes personnes juridiques, des activités de transport et de distribution.

Par ailleurs, la Belgique a opté, tant au niveau fédéral qu'au niveau régional, pour le modèle de dissociation des propriétaires de réseau. Tout cela a pour conséquence que les subventions croisées ne sont en principe plus possibles entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

2.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités

- Accès aux infrastructures transfrontalières

Comparée à l'année 2020, l'année 2021 a été une année sans grands changements marquants dans le domaine des interconnexions. Effectivement, tandis que l'année 2020 avait été marquée par l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943 (ci-après : règlement CEP) et la mise en service de la connexion HVDC ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne, conduisant à des adaptations importantes au niveau de la méthodologie du couplage de marché fondé sur les flux CWE⁹⁴, l'année 2021 a marqué la poursuite de ce qui avait été initié en 2020.

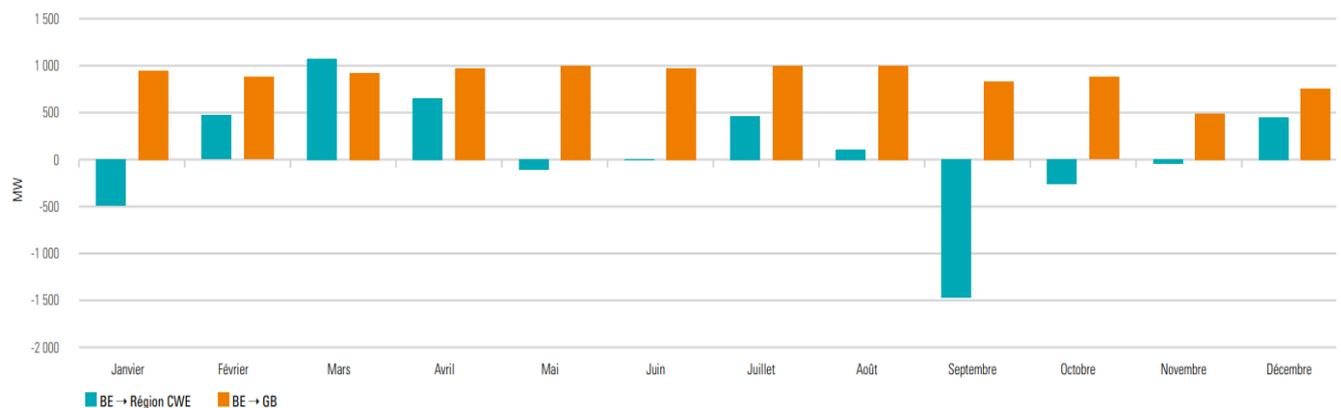
Le règlement CEP a des répercussions concrètes sur le niveau de capacité disponible pour les échanges entre zones. En effet, son article 16(8) prévoit que la capacité disponible pour les échanges commerciaux doit être au moins égale à 70 % de la capacité respectant les limites de sécurité d'exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas. Toutefois, jusqu'en 2025, un État membre peut demander une dérogation sous la forme d'un plan d'action en cas de congestion interne structurelle. Un régulateur peut accorder une dérogation en cas de facteurs externes ou limités dans le temps. Comme le réseau belge ne souffre pas de congestions internes structurelles, la Belgique n'a pas opté pour le plan d'action. Toutefois, comme en 2020, en 2021, une dérogation a été accordée lorsque les flux de bouclage dépassent un certain niveau. Davantage de détails figurent dans la décision de la CREG (B)2136 du 22 octobre 2020. Elia publie chaque jour le calcul de la capacité minimale pour le couplage de marchés journalier fondé sur les flux CWE à travers le *Joint Allocation Office* (JAO).

La mise en service commerciale d'ALEGrO, le câble HVDC souterrain de 90 km et d'une capacité nominale de 1 000 MW, reliant la Belgique à l'Allemagne entre les nœuds de Lixhe (BE) et d'Oberzier (DE), s'est déroulée en trois phases. L'allocation des capacités a commencé le 18 novembre 2020 en journalier et le 8 décembre 2020 en infra journalier. La mise aux enchères de droits de transport à long terme a commencé en janvier 2021. Depuis la mise en service de NEMO Link le 30 janvier 2019, la Belgique échange de l'électricité non seulement dans la région CWE mais aussi avec la Grande-Bretagne. La disponibilité de Nemo Link, la ligne électrique reliant la Belgique au Royaume-Uni, était de 99,03 % en 2021. Grâce, entre autres, à ces échanges avec la Grande-Bretagne, la Belgique a, comme en 2020, connu une exportation physique nette en 2021. En effet, en 2021, la Belgique a exporté 0,6 TWh nets vers la région CWE (importation de 4,8 TWh en 2020) et exporté 7,0 TWh nets

⁹⁴ La région de calcul de la capacité CWE est constituée des frontières entre zones de dépôt des offres entre la Belgique, la France, les Pays-Bas, l'Allemagne/Luxembourg et l'Autriche.

vers la Grande-Bretagne (5,9 TWh en 2020). La figure suivante montre la moyenne mensuelle des échanges commerciaux de la Belgique dans la zone CWE et vers la Grande-Bretagne, dans le marché journalier, y compris le marché à long terme. En 2021, les importations brutes vers la Belgique se sont élevées à 12,5 TWh (contre 10,3 TWh en 2020) et les exportations brutes de la Belgique à 20,1 TWh (contre 11,4 TWh en 2020), soit une exportation physique nette de 7,6 TWh (contre une exportation physique nette de 1,1 TWh en 2020).

Figure 11 : Moyennes mensuelles et annuelles des échanges transfrontaliers journaliers de la Belgique dans la zone CWE et vers la Grande Bretagne en 2021, y compris les nominations à long terme. Une valeur positive indique une exportation nette (> 0) et une valeur négative une importation nette (< 0) (Sources : GRTs CWE, ENTSO-E Transparency Platform, calculs CREG)



L'entrée en vigueur de plusieurs règlements européens a engendré des tâches supplémentaires pour certaines autorités de régulation, dont la CREG, et a renforcé le besoin de coopération européenne et régionale. Dans le cadre de la mise en œuvre des règlements européens (e. a. CACM⁹⁵, EB⁹⁶, SO⁹⁷, ER⁹⁸, RfG⁹⁹ et 2019/94377), la CREG doit, avec d'autres autorités de régulation, prendre des décisions au sujet de plusieurs propositions des gestionnaires de réseau de transport et des opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) européens. Ces propositions comportent des méthodologies qui sont essentielles à la facilitation de l'harmonisation, l'intégration et l'efficacité du marché de l'électricité européen et l'achèvement du marché intérieur de l'énergie pleinement intégré.

- Implémentation des Règlements européens

⁹⁵ 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. 73 74. 75. 76 Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité. 77

⁹⁶ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

⁹⁷ 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

⁹⁸ 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

⁹⁹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Règlement européen CACM

Méthodologie commune pour le calcul de la capacité

En novembre 2020, la CREG a reçu de la part d'Elia une demande d'approbation portant sur des modifications apportées à la méthodologie de calcul coordonné de la capacité journalière dans la région Core. Après concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'adopter la méthodologie après un certain nombre de modifications¹⁰⁰.

Participation aux coûts des NEMO

La décision (B)2249 approuve la participation d'Elia en 2020 aux coûts supportés par les bourses d'échange d'électricité (NEMO) actives en Belgique pour l'établissement, l'amendement et l'opération du couplage unique journalier et infrajournalier des marchés. Cette contribution est prévue à l'article 76 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 (le règlement CACM) et a été calculée conformément à la Guidance de la CREG du 24 octobre 2019¹⁰¹.

Par sa décision (B)2250, la CREG a approuvé la proposition d'Elia relative à sa participation aux coûts des bourses d'échange d'électricité actives en Belgique (les NEMO) pour l'établissement, l'amendement et l'opération du couplage unique journalier et infrajournalier en 2021 en application de l'article 76 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 (le règlement CACM). La contribution qui sera effectivement due aux NEMO en 2021 fera l'objet d'un rapport d'Elia et d'une décision de la CREG en 2022¹⁰².

Règlement européen EB

La proposition d'Elia vise à intégrer dans les modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre (T&C BRP) l'extension des règles de transfert d'énergie aux marchés précités. Dans un premier temps, la CREG a approuvé cette proposition à l'exception de l'article 9.1 du contrat BRP¹⁰³.

Une proposition modifiée introduite par Elia le 7 mai 2021 relative à l'article 9.1 du contrat BRP a ensuite été approuvée par la CREG le 20 mai 2021¹⁰⁴. Le 17 septembre 2021, la CREG a reçu la proposition d'Elia de modification des T&C BRP. Cette proposition intervient dans le cadre de la mise

¹⁰⁰ Décision (B)2241 du 10 juin 2021 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, de modifications apportées à la méthodologie commune pour le calcul de la capacité.

¹⁰¹ Décision (B)2249 du 10 juin 2021 relative au rapport sur la participation de la SA Elia Transmission Belgium en 2020 aux coûts supportés par les NEMO dans le cadre de l'établissement, l'amendement et l'opération du couplage unique journalier et infrajournalier des marchés.

¹⁰² Décision (B)2250 du 10 juin 2021 relative à la proposition quantifiée de la SA Elia Transmission Belgium portant sur sa participation aux coûts des NEMO en Belgique relatifs à l'établissement, l'amendement et l'opération du couplage unique journalier et infrajournalier en 2021.

¹⁰³ Décision (B)2204/1 du 17 février 2021 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre ou « BRP » dans le cadre de la mise en œuvre du transfert d'énergie pour les marchés journalier et infrajournalier.

¹⁰⁴ Décision (B)2204/2 du 20 mai 2021 relative à la demande d'approbation d'une proposition modifiée de modification de modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre ou « BRP » dans le cadre de la mise en œuvre du transfert d'énergie pour les marchés journalier et infrajournalier.

en œuvre de l'assouplissement progressif de l'obligation d'équilibre journalier des BRPs. La CREG a approuvé cette proposition le 21 octobre 2021¹⁰⁵.

Règlement européen SO

Le 21 janvier 2021, la CREG a décidé¹⁰⁶ d'approuver les propriétés complémentaires des FCR pour l'Europe continentale, telles que révisées en concertation avec les autorités de régulation d'Europe continentale. La Proposition SAOA FCR révisée approuvée est entrée en vigueur le 24 janvier 2021.

La CREG, qui avait reçu la proposition initiale d'Elia le 13 décembre 2019, a décidé, en concertation avec les autorités de régulation d'Europe continentale, de réviser cette proposition. La décision prend également en compte les réponses reçues par les acteurs du marché durant la consultation publique que la CREG a organisée du 15 octobre 2020 au 13 novembre 2020.

Règlement européen ER

Plan de défense du réseau, plan de reconstitution et plan d'essais

Le plan de défense du réseau d'Elia vise à rétablir l'état normal du réseau quand la stabilité opérationnelle du réseau de transport n'est plus assurée, ceci afin d'éviter un black-out. Si le plan de défense du réseau ne peut pas éviter un black-out et que le réseau entre dans un état de panne généralisée, le plan de reconstitution d'Elia est lancé immédiatement. Le plan de reconstitution comprend toutes les mesures techniques et organisationnelles nécessaires à la reconstitution du réseau après un black-out. Le plan d'essais identifie les équipements et capacités pertinents pour le plan de défense du réseau et le plan de reconstitution qui doivent faire l'objet d'un essai d'Elia, ainsi que la méthode à appliquer. Ces trois plans, à établir par le gestionnaire du réseau de transport, découlent du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission européenne du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, lequel fixe des mesures afin de préserver la sécurité d'exploitation, de prévenir la propagation ou la dégradation d'un incident dans le but d'éviter une perturbation à grande échelle et un état de panne généralisée, et de permettre la reconstitution rapide du réseau électrique à partir d'une panne généralisée.

Le 18 mars 2021, la CREG a rendu, à la demande de la ministre en charge de l'Énergie, un avis sur une révision des listes nominatives confidentielles des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia. Au niveau du contenu, la CREG n'a pas d'objection aux adaptations proposées par rapport aux listes approuvées par l'arrêté ministériel du 23 décembre 2020. La CREG attire toutefois l'attention dans son avis sur l'applicabilité et l'application de ces listes, et ce, dans l'intérêt d'une mise en œuvre efficace et efficiente du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution.

La CREG estime important qu'une analyse de faisabilité technique des listes des USR de haute priorité soit réalisée par Elia en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution en vue d'identifier les possibilités de pouvoir sélectionner et isoler efficacement les consommateurs prioritaires et sensibles et de ne pas les interrompre. Cela en vue d'une mise en œuvre efficace et efficiente du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution. Enfin, la CREG estime que, outre les obligations d'information du gestionnaire de réseau de transport qui découlent déjà du code de réseau européen E&R, chaque utilisateur du réseau doit être informé de son traitement tant lors de l'activation du plan de défense du réseau, et notamment de la procédure de déconnexion manuelle de

¹⁰⁵ Décision (B)2287 du 21 octobre 2021 relative à la demande d'approbation d'Elia Transmission Belgium SA d'une proposition de modification de modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre ou « BRP » dans le cadre de la mise en œuvre de l'assouplissement progressif de l'obligation d'équilibre journalier des BRP.

¹⁰⁶ Décision (B)2133 du 21 janvier 2021 relative à la demande d'approbation de la proposition d'Elia Transmission Belgium, relative aux méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zone synchrone conformément à l'article 118 concernant les propriétés complémentaires des FCR.

la charge, que lors de l'activation du plan de reconstitution. Il s'agit de permettre aux consommateurs d'électricité concernés de faire des choix éclairés et anticipés qui les protégeront mieux contre une panne généralisée (par exemple, prendre des dispositions temporaires, utiliser une alimentation de secours)

Par arrêté ministériel du 18 mai 2021, la proposition de liste des utilisateurs significatifs de réseau avec haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et la proposition de liste des utilisateurs significatifs de réseau avec haute priorité dans le cadre du plan de reconstitution du réseau a été approuvée¹⁰⁷.

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a émis le 1er avril 2021 un avis sur la proposition de plan d'essais d'Elia¹⁰⁸. Il s'agit plus précisément d'une proposition adaptée de plan d'essais, compte tenu de l'arrêté ministériel du 15 avril 2020 portant approbation partielle de la proposition de plan d'essais en ce qui concerne le service black start et à l'exception du reste de la proposition de plan d'essais. La CREG estime que la proposition adaptée de plan d'essais fournit une mise en œuvre appropriée des conditions et de la fréquence des essais de l'ensemble des équipements et des capacités employés dans le plan de défense du réseau et le plan de reconstitution actuels, tels qu'approuvés par la ministre le 19 décembre 2019. La proposition de plan d'essais a été approuvée par arrêté ministériel du 29 avril 2021. Le gestionnaire du réseau Elia est tenu de soumettre à l'approbation de la ministre un plan d'essais révisé dans les six mois suivant l'approbation d'un plan de défense du réseau et d'un plan de reconstitution.

Autres règlements

Règles d'allocation et de nomination alternatives pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne

La CREG a reçu en décembre 2020 une demande d'approbation, formulée par Elia, de modifications aux règles d'allocation et de nomination pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne. Ces modifications visent à augmenter l'efficacité du processus d'allocation explicite pour les capacités à long terme, journalières et infrajournalières.

Le 11 février 2011, la CREG a décidé d'approuver la proposition d'Elia de règles d'allocation et de nomination alternatives pour la frontière entre les zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne¹⁰⁹.

Création de centres de coordination régionaux pour la région d'exploitation du réseau Europe centrale

En juillet 2020, la CREG a reçu une proposition d'Elia de création des centres de coordination régionaux (« RCC ») pour la région d'exploitation du réseau Europe centrale. Elle se fonde pour ce faire sur l'article 35 du règlement (UE) n° 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité et sur l'article 5, sixième paragraphe du règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie.

¹⁰⁷ Avis (A)2215 du 18 mars 2021 relatif à la proposition de listes adaptées des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia Transmission Belgium SA.

¹⁰⁸ Avis (A)2221 du 1er avril 2021 relatif à la proposition adaptée de plan d'essais de la SA Elia Transmission Belgium.

¹⁰⁹ Décision (B)2188 du 11 février 2021 relative à la demande d'approbation de la SA Elia Transmission Belgium de règles d'allocation et de nomination alternatives pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne.

Après concertation avec les autres autorités de régulation concernées et après introduction d'une série de modifications, la CREG a décidé d'approuver la proposition¹¹⁰. Cette décision relative à la détermination des modalités a été prise conformément à l'accord conclu entre les autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau Europe centrale le 15 janvier 2021.

Capacité minimale disponible pour les échanges entre zones

En octobre 2021, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia pour une dérogation à l'obligation de mettre à tout moment 70 % de la capacité de transport à disposition du marché d'échange entre zones en 2022 (article 16 huitième alinéa Règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échanges entre zones et article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte).

L'article 16 du règlement 2019/943 vise, comme objectif général, à accroître la capacité de transport disponible pour les échanges entre zones. A cette fin, le huitième alinéa établit une marge minimale à garantir pour les échanges entre zones, à savoir 70 % de la capacité des éléments critiques de réseau dans des circonstances imprévues. Dans certains cas, un GRT peut être autorisé à appliquer un écart (à la baisse) par rapport à la règle des 70 %. Lorsque cela résulte d'une congestion structurelle identifiée par le ou les GRT, l'Etat membre peut décider de mettre en œuvre un plan d'action conformément à l'article 15, deuxième alinéa. A cette fin, la marge minimale à partir d'une valeur de départ donnée doit être progressivement portée à 70 % au moyen d'une trajectoire linéaire d'ici au 31 décembre 2025. Lorsqu'aucune congestion structurelle n'est identifiée mais que le GRT prévoit des problèmes de sécurité d'exploitation dans l'application de la règle des 70 %, il peut invoquer des motifs prévisibles pour être exempté, sur des éléments spécifiques de réseau, de l'obligation d'appliquer la marge minimale de 70 % à tout moment. 29. A cet effet, le GRT doit soumettre une demande d'approbation à son autorité de régulation.

Après consultation des autres autorités de régulation concernées et des parties prenantes belges, la CREG a décidé d'approuver la proposition d'Elia¹¹¹.

Capacités de transport devant être mises à disposition des échanges transfrontaliers

En application des dispositions légales du Clean Energy Package, la CREG a examiné le respect par Elia des capacités de transport qui doivent être mises à disposition des échanges transfrontaliers.

Dans la présente étude, la CREG analyse dans quelle mesure Elia a satisfait en 2020 aux obligations prévues à l'article 16 du règlement électricité. La CREG réalise ces analyses pour tous les éléments de réseau (tant en courant alternatif qu'en courant continu) durant la période comprise entre le 1er avril et le 31 décembre 2020. Cette analyse suit un raisonnement par étapes : tout d'abord, la conformité avec le seuil de 70 % est analysée pendant les heures considérées et sur l'ensemble des éléments de réseau observés. Ensuite, les marges disponibles observées sont comparées avec les marges minimales en application de la dérogation à l'obligation de 70 % octroyée à Elia. Enfin, plusieurs considérations supplémentaires sont formulées concernant les circonstances dans lesquelles les marges sur les éléments de réseau ont été observées, conformément ou non aux obligations légales.

¹¹⁰ Décision (B)2189 du 11 mars 2021 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, d'une proposition de création de centres de coordination régionaux pour la région d'exploitation du réseau « Europe centrale ».

¹¹¹ Décision (B)2297 du 2 décembre 2021 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones.

Dans son étude, la CREG conclut qu'Elia a respecté les marges minimales en 2020 pendant 81,3 % de la période considérée et sur 99,2 % des éléments de réseau observés¹¹².

Utilisation du revenu de congestion

La présente décision est prise en application de l'article 19(1) du règlement européen 2019/943 qui charge les autorités de régulation nationales d'approuver la procédure d'allocation des rentes de congestion des interconnexions perçues par les gestionnaires de réseau de transport. Les rentes de congestion doivent être prioritairement allouées aux objectifs prioritaires énumérés à l'article 19(2) de ce règlement en respectant une méthodologie proposée par Entso-E et approuvée par l'ACER. La CREG constate qu'Elia a respecté cette méthodologie et que le montant des rentes de congestions estimé pour 2022 est largement en deçà des montants qui seront alloués aux objectifs prioritaires¹¹³.

2.4.2. Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion

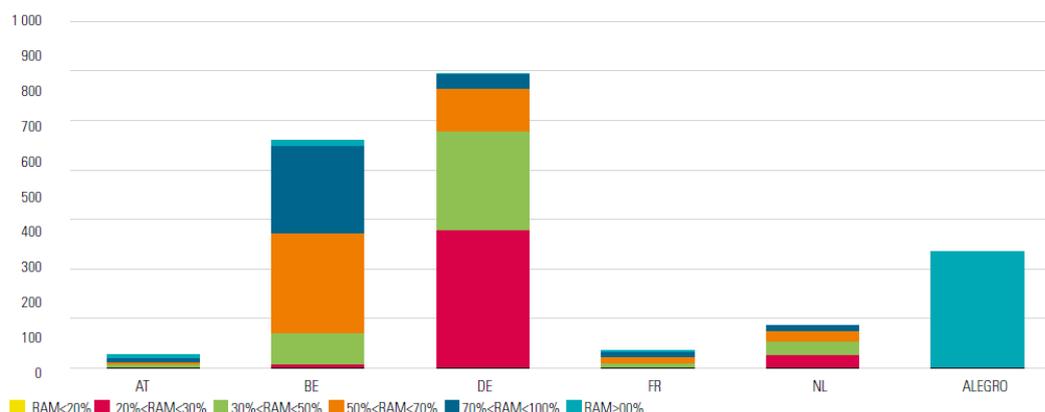
Surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions :

La figure 12 rend compte du nombre de contraintes actives dans le couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE, introduits par les gestionnaires de réseau de transport de cette région. Dans ce cadre, la répartition a été faite en fonction de la capacité commerciale disponible, exprimée en termes de capacité thermique (« % RAM »). En 2021, on aperçoit premièrement une forte augmentation du nombre de contraintes de réseau actives par rapport à l'année précédente en général, et en Belgique et en Allemagne (Amprion) en particulier. Cette hausse est principalement liée à l'introduction de ALEGrO dans le couplage de marché CWE car, avec du « *Evolved Flow Based* », ALEGrO introduit une variable d'optimisation supplémentaire dans l'allocation des capacités et permet ainsi une meilleure utilisation du réseau. En outre, l'introduction du « *Extended LTA-inclusion* » a engendré une définition plus large de ce qu'est une contrainte de réseau active. En 2021, on aperçoit deuxièmement que, lorsque ALEGrO représentait une contrainte de réseau active pour le marché journalier CWE, toute la capacité thermique de 1 000 MW avait été offerte au marché. Troisièmement, comme les années précédentes, les capacités offertes au marché sur le réseau belge étaient nettement supérieures à celles offertes sur le réseau allemand. Finalement, tous les gestionnaires de réseau de transport ont respecté la mesure minRAM de 20 % (appliquée depuis 2018, cf. décision de la CREG (B)1814 du 30 août 2018), à quelques exceptions près qui n'ont néanmoins pas activement contraint le marché journalier. En moyenne, la RAM sur la ligne restrictive était de 50,1 %. Dans 21 % des heures, elle a dépassé 70 %

¹¹² Étude (F)2183 du 15 avril 2021 relative au respect par Elia Transmission Belgium SA des obligations concernant la capacité d'interconnexion qui a été mise à disposition des échanges entre zones en 2020.

¹¹³ Décision (B)2306 du 2 décembre 2021 sur le rapport ex ante d'Elia Transmission Belgium relatif à l'utilisation du revenu de congestion pour l'année 2022 visé à l'article 19(1) du règlement (UE) 2019/943.

Figure 12 : Aperçu du nombre de restrictions de réseau actives dans le CWE FBMC en indiquée en fonction de la capacité commerciale disponible (RAM), par rapport à la limite thermique (Sources : GRTs CWE, calculs CREG)



Mise en œuvre des règles de gestion de la congestion :

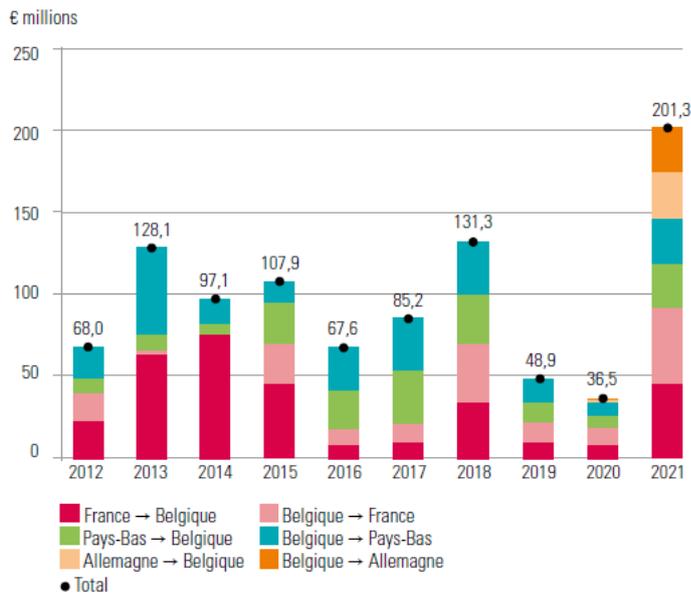
Le tableau suivant illustre l'évolution des revenus annuels des capacités d'importation et d'exportation sur les frontières belges avec la France et les Pays-Bas acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 63,4 millions d'euros pour acquérir les capacités annuelles et mensuelles offertes en 2021.

Tableau 21 : Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions EUR) (Sources : données Elia, calculs CREG)

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne d'exportation nette
2012	2 971	- 4 245	- 1 050
2013	2 821	- 3 933	- 1 109
2014	2 697	- 3 562	- 1 910
2015	2 545	- 3 291	- 2 379
2016	-	-	- 732
2017	-	-	- 736
2018	-	-	- 2 029
2019	-	-	182
2020	-	-	124
2021	-	-	868
Moyenne	-	-	- 223

Comme la plupart des années précédentes, les revenus générés par les enchères annuelles en 2021 ont été plus importants que ceux générés par les enchères mensuelles vu que les volumes de capacité offerts pour les enchères annuelles sont plus élevés que ceux offerts pour les enchères mensuelles. L'évolution des rentes de congestions commerciales brutes générées par le couplage des marchés en J-1, avant compensation des droits de long terme, est illustrée à la figure 13 pour le marché belge de 2012 à 2021. Cette figure montre les revenus totaux du marché journalier par frontière. En pratique, cette somme est répartie entre les détenteurs de droits à long terme et le gestionnaire du réseau de transport.

Figure 13 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)



En 2021, les rentes de congestion brutes générées aux frontières belges en J-1 se sont élevées à 201,31 millions d’euros et ont intégralement bénéficié aux utilisateurs du réseau de transport. Ce montant, qui est historiquement le plus haut observé sur les frontières belges, correspond à une augmentation de plus de 450 % par rapport aux rentes générées en 2020. Les rentes de congestion sont générées sur les trois frontières dans la région CWE : 55,5 millions d’euros à la frontière belgo-néerlandaise, 91,0 millions à la frontière franco-belge et 54,8 millions à la frontière germano-belge. Ce nouveau record à la hausse des rentes de congestion est expliqué par la combinaison de la nouvelle frontière germano-belge, de la hausse des échanges transfrontaliers dans la région CWE et de la hausse importante des écarts des prix durant les trois derniers mois de l’année.

Les échanges sur la frontière belgo-britannique à travers Nemo Link génèrent aussi des rentes de congestion. Contrairement aux rentes de congestion générées sur les autres frontières belges, celles-ci sont attribuées en priorité aux investisseurs de Nemo Link, à savoir Elia et National Grid. Cette attribution se fait dans les limites fixées dans le cadre du mécanisme de « cap & floor ». Les rentes de congestion ne bénéficient aux utilisateurs du réseau de transport que lorsqu’elles sont supérieures au cap. En 2021, les rentes de congestion générées sur Nemo Link se trouvaient entre le « cap » et le « floor » et n’ont ainsi pas eu d’impact sur les tarifs de transport belges.

2.4.3. Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)

Evolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) :

Les tableaux 25 à 30 donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d’énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre le Belgique et la France, la Belgique et le Royaume-Uni, la Belgique et l’Allemagne.

Tableaux 25 à 30 : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas, entre la Belgique et la France, entre la Belgique et le Royaume-Uni et entre la Belgique et l'Allemagne (site JAO)

BELGIQUE VERS LA FRANCE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2022	250	250	3284	250	29,23	30/11/21
2021	200	200	3247	200	4,87	08/12/20
2020	200	200	3268	200	2,08	10/12/19
2019	200	200	3510	199	1,76	7/12/18
2018	100	100	1441	100	2,31	5/12/17
2017	200	200	2963	200	2,08	30/11/16

FRANCE VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2022	1400	1400	12895	1400	1,75	30/11/21
2021	1400	1400	15293	1400	0,86	08/12/20
2020	1400	1400	12579	1400	1,36	10/12/19
2019	1400	1400	10814	1400	2,51	7/12/18
2018	1400	1400	11311	1400	1,50	5/12/17
2017	1450	1450	14898	1448	1,16	30/11/16

BELGIQUE VERS LES PAYS-BAS

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2022	473	473	4867	473	4,79	30/11/21
2021	473	473	5612	200	2,16	08/12/20
2020	473	473	5591	200	1,73	10/12/19
2019	473	473	5060	199	2,23	7/11/18
2018	473	473	4859	100	1,85	20/11/17
2017	473	473	5632	200	1,22	21/11/16

PAYS-BAS VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2022	473	473	5004	473	3,11	30/11/21
2021	473	473	5893	200	2,14	08/12/20
2020	473	473	5989	200	2,56	10/12/19
2019	473	473	4375	199	4,13	7/11/18
2018	473	473	5471	100	2,93	20/11/17
2017	473	473	4447	200	4,44	21/11/16

BELGIQUE VERS LE ROYAUME-UNI

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2021	200	200	5893	200	9,76	2/11/20
2020	100	100	5989	200	6,69	10/12/19

ROYAUME-UNI VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2021	150	150	1489	150	0,43	05/10/20
2020	150	100	1375	99	0,98	2/12/19

BELGIQUE VERS L'ALLEMAGNE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2022	260	260	3337	260	5,16	23/11/2021

ALLEMAGNE VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2022	260	260	3823	260	4,26	23/11/2021

L'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières) :

Afin de faciliter les échanges d'électricité aux frontières, les capacités disponibles sont calculées de manière coordonnée.

Le calcul de capacité coordonné signifie que les interdépendances entre les frontières « coordonnées » sont prises en compte dans le calcul des capacités transfrontalières. Cela permet de garantir la fiabilité du calcul de capacité et de mettre celles-ci à disposition du marché de manière optimale.

Actuellement, le calcul de capacité pour les frontières des zones d'enchères BE-NL et BE-FR s'inscrit dans une coordination plus étendue au sein de la région d'Europe du centre-ouest (ci-après : « CWE »).

Les capacités annuelles et mensuelles sont représentées à travers des calculs NTC (*Net Transfer Capacity*). Pour plus d'informations consultez le lien : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2009/yearly-and-monthly-capacity-calculation-methodology_fr.pdf?la=fr

Pour le calcul de capacité *day ahead*, la région CWE fait figure de précurseur : en 2015, elle était la première région à mettre en place une méthodologie basée sur les flux (« *flow-based* »), la méthodologie cible de la régulation en matière d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion.

Pour plus d'informations, consultez le site web de JAO :

<http://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRlevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D>

Le calcul de capacité *intraday* permet de mettre à disposition des acteurs de marché de la capacité additionnelle coordonnée au quotidien, en prenant comme point de départ le résultat du couplage de marché *day ahead* basé sur les flux. Le dossier d'approbation relatif à la méthodologie de calcul de capacité *intraday* est à consulter via le lien : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2018/2018-cwe-methodology-for-capacity-calculation-for-id-timeframe_en.pdf?la=fr

À l'avenir, les capacités sur toutes les frontières de zones d'enchères seront calculées de manière coordonnée au niveau géographique des régions de calcul de capacités (*Capacity Calculation Regions* ou « CCR »). Elia est membre de deux CCR, à savoir « Core » et « Channel », tel que cela a été établi en 2016 par ACER.

Core : Avec 15 autres GRT, Elia suit une décision de l'ACER visant à combiner les initiatives régionales existantes des anciennes régions d'Europe du centre-est et du centre-ouest au sein d'une région européenne plus étendue, la région Core. Les méthodologies du Core CCR remplaceront les méthodologies de calcul de capacité pour les frontières de zone d'enchères suivantes :

- BE-NL ;
- BE-FR ;
- BE-DE/LU .

Channel : Le calcul de capacité pour la frontière de la zone d'enchères BE-GB fait partie de la région Channel. Jusqu'à l'implémentation de la méthodologie de calcul des capacités à long terme (*Long Term Capacity Calculation Methodology* ou LTCCM) de la région Channel, Elia appliquera une méthodologie transitoire. Pour le calcul de capacité *day ahead*, Elia a développé une solution transitoire pour implémenter graduellement la Channel CCM. La solution transitoire est en grande partie, et quand c'est possible, en ligne avec la méthodologie de calcul de capacité Channel (*Channel Capacity Calculation Methodology* ou CCM). Les méthodologies de la Channel CCM remplaceront les méthodologies de calcul de capacité pour les frontières de zone d'enchères BE-GB. La région Channel est composée de trois frontières, avec une ou plusieurs interconnexions HVDC. La région Channel applique une méthode CNTC pour le calcul et l'allocation de la capacité.

2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers

Elia a continué à soutenir la poursuite de la mise en œuvre du marché intrajournalier transfrontalier. En novembre 2019, Elia a lancé la deuxième vague de couplage intrajournalier unique européen; anciennement connu sous le nom de projet XBID et devenu SIDC (« single *Intraday Coupling* »). Le commerce continu d'électricité est désormais étendu à 21 pays, marquant une autre étape importante vers l'expansion du marché unique intrajournalier européen intégré. L'intermittence croissante des énergies renouvelables a conduit à la nécessité de plus de court terme négociation et équilibrage.

Fin 2020, la Grèce a rejoint le SIDC et l'Italie fin septembre 2021. Le 14 novembre 2019, Nemo Link a lancé un produit *Intraday Capacity*, ce qui en fait la première interconnexion de canaux d'offrir des portes de nomination horaires. Cela permet au marché de réagir à des changements rapides d'approvisionnement presque en temps réel.

Les GRT et NEMO impliqués dans le Single Intraday Coupling européen (SIDC, auparavant appelé XBID) confirment qu'à partir du jeudi 10 décembre 2020, les produits suivants seront accessibles aux acteurs de marché, après activation :

- produits cross-border de 30 minutes pour l'allocation continue intraday sur la frontière Belgique-France ; et
- produits cross-border de 15 et 30 minutes pour l'allocation continue intraday sur les frontières Belgique-Allemagne, Belgique-Pays-Bas et Pays-Bas-Allemagne.

À partir du 11 décembre 2020, la frontière Autriche-Hongrie sera également configurée pour accepter les flux de produits cross-border de 15 minutes. Avec les produits de 15 minutes existants déjà en Allemagne, en Autriche et en Slovénie, cette étape importante permettra aux acteurs de marché de vendre ou acheter des produits cross-border avec une résolution de 15 minutes entre les *bidding zones* belge, néerlandaise, germano-luxembourgeoise, autrichienne, slovène et hongroise ainsi qu'avec une résolution de 30 minutes entre les *bidding zones* belge, néerlandaise, germano-luxembourgeoise et française.

Coopération FCR :

La Coopération FCR, dont Elia fait partie, a développé un processus commun d'acquisition des réserves FCR avec d'autres GRT, et ce pour réduire ainsi les coûts globaux d'acquisition de ces réserves. Ce processus est en application depuis juillet 2019.

La Coopération FCR s'efforce également d'harmoniser le produit FCR, ce qui facilitera l'accès des petits acteurs de marché, améliorera les signaux d'investissement et augmentera les avantages socio-économiques.

Les règles du marché pour l'échange de capacités FCR entre les Pays-Bas, l'Allemagne, la Belgique, la France et l'Autriche ont été mises en conformité avec les exigences de l'article 33 de l'EBGL. Depuis le 1er juillet 2019, l'enchère de capacité FCR au sein de cette région est organisée quotidiennement (hors week-end) plutôt qu'hebdomadaire. Le produit est passé de la livraison hebdomadaire à la livraison quotidienne (bloc de 24 heures). Une tarification marginale (*pay-as-cleared*) a également été introduite.

Ce marché commun pour l'échange de capacité FCR est le plus grand marché de FCR en Europe, avec une demande totale d'environ 1 400 MW, soit près de la moitié de la demande de FCR en Europe continentale. L'adhésion du Danemark occidental et de la Slovénie s'est défaite mi-janvier 2021.

CORES0 :

En tant que Coordinateur Régional de Sécurité (ci-après : « CRS »), CORESO développe et fournit des services de coordination en coopération avec les GRT, dont Elia est membre. CORESO apporte ainsi la plus forte valeur ajoutée de quelques jours à l'avance jusqu'à l'*intraday*.

Les GRT à travers l'Europe se sont engagés à établir cinq services de coordination régionaux et à mettre en place ou à nommer des CRS pour assurer les services de coordination suivants:

- modèles européens de grille commune de traitement des données (IGM / CGM) ;
- analyse de sécurité coordonnée ;
- calcul coordonné des capacités ;
- prévision de l'adéquation à court et moyen terme (SMTA) ;
- coordination de la planification des pannes (OPC).

MARI :

Le 5 avril 2017, dix-neuf GRTs européens ont signé un protocole d'accord pour la conception, la mise en œuvre et l'exploitation d'une nouvelle plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage mFRR. La plateforme « *Manually Activated Reserves Initiative Platform* » ou « MARI » permettra l'échange d'énergie d'équilibrage mFRR entre les GRT participants. MARI accroîtra l'efficacité du système d'équilibrage européen et profitera à la fois aux GRT et aux *Balancing Service Provider* ou BSP. D'une part, les GRT auront accès à des offres compétitives d'énergie d'équilibrage mFRR, en provenance d'autres pays. D'autre part, les BSP pourront vendre leur énergie d'équilibrage mFRR à tous les GRT participants.

Toutes les parties prenantes, dont les régulateurs, sont étroitement impliquées dans le processus de conception et d'implémentation de cette plateforme. Les GRT prévoient de lancer la plateforme mFRR d'ici 2022.

PICASSO :

La « *Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation* » ou PICASSO améliorera l'efficacité du système d'équilibrage européen et profitera tant aux GRT qu'aux BSP. Cette plateforme facilitera l'activation commune de réserves secondaires (*automatic Frequency Restoration Reserves* ou aFRR). D'une part, les GRT auront accès à des offres compétitives d'énergie d'équilibrage aFRR, en provenance d'autres pays. D'autre part, les BSP pourront vendre leur énergie d'équilibrage aFRR à tous les GRT participants.

Toutes les parties prenantes, dont les régulateurs, sont étroitement impliquées dans le processus de conception et d'implémentation de cette plateforme.

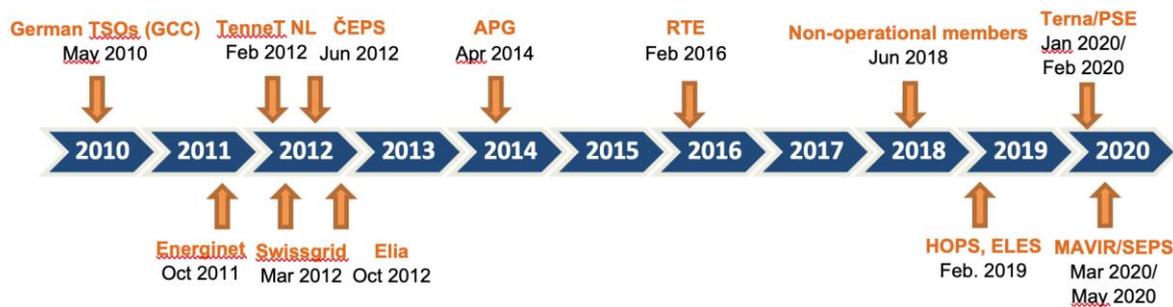
Actuellement le "*Full Activation Time*" (FAT) dans le LFC area d'Elia est de 7.5 minutes. Elia prévoit de passer à une FAT de 5 minutes au plus tard le 17/12/2024. L'adaptation sera incluse au plus tôt après le prochain design en 2022.

Les GRT prévoient de lancer la plateforme aFRR d'ici fin 2022.

IGCC :

La plateforme « *International Grid Control Cooperation platform* » ou IGCC compense automatiquement les déséquilibres opposés dans les réseaux des GRT participants. L'IGCC accroît l'efficacité du système d'équilibrage européen et permet aux GRT participants d'éviter l'activation de l'aFRR dans des directions opposées.

Figure 14 : Calendrier publié par IGCC et ENSTO-E



2.4.5. Monitoring des plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

Plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

L'élaboration du Plan de Développement fédéral a lieu tous les quatre ans, en adéquation avec le *Ten-Year Network Development Plan* d'ENTSO-E.

Dans ce rapport, Elia identifie les besoins en capacité du réseau à haute tension belge pour la période 2020-2030. Les projets d'investissement concrets sont (1) sur le réseau électrique à très haute tension (380 kV) incluent le renforcement du réseau électrique interne, (2) l'intégration d'une production éolienne *offshore* supplémentaire et (3) la poursuite du développement d'interconnexions.

(1) Le renforcement du réseau 380kv existant :

Le lecteur est renvoyé au Rapport Annuel de la Belgique 2019, page 54/116.

(2) La poursuite du développement d'interconnexions :

Le lecteur est renvoyé au Rapport Annuel de la Belgique 2019, page 55/116.

Pour plus d'infos le lecteur est renvoyé à https://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/investment-plans/federal/20190514_Plan-de-developpement-federal_FR.pdf

Description des PCI's et relation avec le plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

Première liste PCI de l'Union européenne du 14 octobre 2013¹¹⁴ :

- **ALEGrO** : une liaison câblée souterraine de 1 000 MW en courant continu (HVDC) et d'une longueur approximative de 90 km, a été mis en service le 9 novembre 2020. Les opérations commerciales ont démarré le 18 novembre 2020 sur le marché *day-ahead* et le 8 décembre 2020 sur le marché *intraday*. Cette interconnexion relie les postes de Lixhe (Belgique) et d'Oberzier (Allemagne) et constitue la première interconnexion directe entre la Belgique et l'Allemagne d'une puissance d'environ 1 000 MW. Après ALEGrO, le projet BE-DE II constitue

¹¹⁴ Règlement délégué (UE) No 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

la seconde interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne. Tout comme le premier projet, cette future interconnexion sera le fruit d'un partenariat entre Elia et Amprion. Ces dernières mènent actuellement une étude bilatérale de faisabilité. Le calendrier, l'emplacement, le tracé et la capacité feront l'objet d'études supplémentaires.

- Nemo (UK, BE) : Le projet NEMO implique l'installation d'un câble sous-marin de 1 000 MW en courant continu d'une longueur de quelque 140 km. Ce projet permettra de relier Richborough au Royaume-Uni à la sous-station Gezelle, qui fait partie du projet Stevin à Bruges. Les travaux de construction ont démarré mi 2016. La réception technique de la nouvelle connexion a commencé mi-décembre 2018 et l'interconnexion a commencé ses activités commerciales le 31 janvier 2019. Grâce à Nemo Link, les clients auront la possibilité d'acheter des capacités allant jusqu'à 1 000 MW dans les deux sens, GB-BE ou BE-GB, par le biais des enchères explicites et/ou implicites. Deux autres projets, le projet Nautilus et le projet Triton, sont en phase d'étude et consistent à analyser la possibilité, respectivement, d'une nouvelle interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni et d'une nouvelle interconnexion entre la Belgique et le Danemark. La solution de référence est une liaison sous-marine câblée de 1 000 à 1 400 MW en courant continu (HVDC) qui sert aussi bien d'interconnecteur que de connecteur avec un parc éolien offshore (« interconnexion hybride »). Au vu des résultats provisoires de l'étude et compte tenu du fait que le développement d'une telle infrastructure nécessite une dizaine d'années, la mise en service d'un premier projet est actuellement prévue pour
- MOG I : Le MOG I est opérationnel depuis septembre 2019. Une première connexion est opérationnel avec le parc éolien Rentel. Depuis lors, trois autres parcs, à savoir Northwester2, Mermaid et Seastar ont été connectés et démarrent désormais un par un.
- Cluster Belgique – Luxembourg: capacité augmentée à la frontière BE/LU. D'abord (2016) un transformateur de phase (PST) sera installé sur la ligne existante 225 kV line entre le LU et la BE. L'installation du transformateur de phase est réalisé mais pas encore en service. Dans un second temps une nouvelle interconnexion sera créée entre le réseau Creos au LU et le réseau ELIA en BE, via un câble double circuit souterrain 16 km AC double circuit 225 kV, avec une capacité de 1,000 MVA (onshore).

Deuxième liste PCI de l'Union européenne du 18 novembre 2015¹¹⁵ :

- BRABO II + III : nouvelle ligne 380 kV entre Zandvliet et Mercator composée d'une double connexion, y compris une nouvelle sous-station 380 kV à Lillo :
 - BRABO II :
 - ✓ De mars 2017 au printemps 2019, Elia a posé deux câbles 150 kV entre les postes à haute tension de Zandvliet et Lillo, en passant sous la Scheldelaan (N101). Ces nouveaux câbles souterrains remplaceront les deux lignes 150 kV existantes, situées le long de l'A12, qu'Elia portera plus tard à 380 kV.
 - ✓ De janvier 2018 à décembre 2019, Elia a construit une nouvelle ligne 380 kV entre les postes à haute tension de Lillo et Liefkenshoek. Pour que la ligne à haute tension puisse traverser l'Escaut, Elia installe un pylône sur chaque rive.

¹¹⁵ Règlement délégué (UE) 2016/89 de la Commission du 18 novembre 2015 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

✓ De janvier 2018 à fin 2021, Elia renouvelle et renforce la ligne 150 kV existante entre Zandvliet et Lillo, qui longe l'A12, pour en faire une ligne 380 kV.

✓ D'août 2018 à janvier 2019, Elia a posé un nouveau câble 150 kV entre le poste à haute tension de Ketenisse et le pylône P18N à Liefkenshoek.

✓ La dernière partie a été mise en œuvre le 27 novembre 2020

- BRABO III : Cette ligne aura une longueur de 19 kilomètres entre Liefkenshoek (commune de Beveren) et le poste à haute tension Mercator (commune de Kruibeke) en passant par le poste à haute tension de Kallo (commune de Beveren). Selon le planning actuel, à partir de 2023, Elia renouvellera et renforcera en 380 kV la ligne à haute tension 150 kV existante entre Liefkenshoek à Beveren et le poste à haute tension Mercator à Kruibeke.
- Selon le planning actuel, à partir de 2022, Elia devrait renouveler et renforcer en 380 kV la ligne à haute tension 150 kV existante entre Liefkenshoek et le poste à Mercator. Brabo III a pour objectif d'augmenter la capacité d'exportation et importation à la frontière nord et devrait être réalisé mi-2025
- Horta-Mercator : Remplacement des accompagnateurs de la double connexion 380 kV entre les sous-stations Horta et Mercator par des accompagnateurs de haute performance, afin de doubler la capacité de transport. La connexion via Mercator jusque Doel est intégrée dans la sous-station Mercator afin d'obtenir un meilleur équilibre de flux et d'éviter un upgrade entre Mercator et Doel. En 2019, la liaison haute tension Mercato-Horta a été remise en service.

Dans la troisième liste PCI¹¹⁶ le projet « Installation de stockage de l'électricité par pompage-turbinage en mer en Belgique ou actuellement dénommé "iLand" » a été reconnu comme projet PCI. À l'heure actuelle, il n'existe aucune demande de raccordement concrète. Aucune réservation de capacité n'est donc prévue pour le raccordement d'iLand. Plus généralement, le raccordement de chaque nouveau client au réseau à haute tension suit un processus spécifique, défini par la loi conformément au RTF. Elia traite chaque demande de raccordement en faisant abstraction de la technologie. Elia tient à souligner qu'il convient de développer de tels projets de manière coordonnée entre toutes les parties concernées, y compris Elia.

Une quatrième liste PCI, adopté par la Commission Européenne le 31 octobre 2019¹¹⁷, est entrée en vigueur en avril 2020.

Dans ce cadre Elia a soumis deux nouveaux projets PCI, à savoir :

- MOG II : MOG-II consiste en des investissements dans le réseau *offshore* qui permettra de raccorder une nouvelle vague d'énergie *offshore* au continent (en plus des 2,3 GW d'énergie éolienne *offshore* déjà prévus d'ici 2020 - ce qu'on appelle la « phase 1 ») d'une manière efficace et fiable - et facilite donc grandement l'intégration des SER en Belgique. La quantité d'énergie *offshore* visée pour la deuxième phase est comprise entre 1,7 GW et 2,04 GW, conformément à la stratégie belge en matière d'énergie qui fixe un objectif global de 4 GW d'ici 2030. MOG II vise à raccorder les nouveaux parcs éoliens *offshore* à des plates-formes de transformation *offshore* et à transporter l'énergie au moyen de câbles 220 kV AC vers une

¹¹⁶ Règlement délégué (UE) 2018/540 de la Commission du 23 novembre 2017 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

¹¹⁷ Règlement délégué (UE) 2020/389 de la Commission du 31 octobre 2019 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

nouvelle sous-station *onshore* qui sera intégrée au réseau de transport existant. En 2021 la CREG donnera son avis sur la conception du réseau MOG II.

Le calendrier pour le raccordement de cette capacité de production *offshore* supplémentaire dépend de deux paramètres importants : d'une part, la mise en place d'une procédure d'appel d'offres (désormais prévue pour 2022) et les études préliminaires nécessaires à cette fin (voir « Note de principe Appel d'offres *offshore* parcs éoliens à partir de 2020 » approuvées par le Conseil des ministres belge fin août 2018) et d'autre part les renforcements de réseau onshore nécessaires (projets Ventilus et Boucle du Hainaut).

Elia travaille actuellement avec le gouvernement et l'administration belges, la CREG (autorité de régulation) et d'autres parties prenantes pour définir le cadre d'un système d'appel d'offres pour les nouveaux parcs éoliens et pour lancer les études nécessaires concernant les zones de production et la future infrastructure de transport (nombre de plateformes, câbles, conception du réseau, etc.).

Autres investissements concernant les interconnexions transfrontalières non PCI :

Le projet Zandvliet-Rilland : Ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 380 kV Zandvliet-Rilland existante grâce au remplacement des conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Zandvliet (Belgique) et Rilland (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à l'installation de deux transformateurs déphaseurs supplémentaires et à la restructuration du poste de Zandvliet. Ce renforcement de la capacité d'interconnexion de la frontière nord (combiné au projet BRABO) réduit le risque de voir cette frontière devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux de plus en plus importants et de plus en plus variables entre les marchés au sein de la zone CWE.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2022.

Le projet Van Eyck-Maasbracht : Le projet Van Eyck-Maasbracht qui est sous étude porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV Van Eyck-Maasbracht existante. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Van Eyck (Belgique) et Maasbracht (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à installer deux transformateurs déphaseurs supplémentaires et à restructurer le poste de Van Eyck. D'autres variantes sont également analysées. La solution sera examinée de manière trilatérale par Elia, TenneT et Amprion.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

Le projet Avelin-Horta : Ce projet vise, d'une part, le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Avelin/Mastaing (France) et Avelgem (Belgique) grâce au remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelin/Mastaing et Avelgem par des conducteurs à haute performance et, d'autre part, le remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelgem et Horta (Zomergem) par des conducteurs à haute performance.

La date de mise en service prévue pour ce projet est passée de 2021 à 2022.

Le projet Lonny-Achène-Gramme : Ce projet porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achène/Gramme (Belgique) et Lonny (France). Il sera réalisé en plusieurs phases. La première phase de ce renforcement est nécessaire afin de permettre une meilleure répartition des flux attendus à la frontière sud d'ici 2025 en prévision de la sortie du nucléaire. La solution de référence consiste à installer un transformateur déphaseur du côté belge. La seconde phase est un renforcement supplémentaire. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison

aérienne en courant alternatif 380 kV entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France) par des conducteurs à haute performance, à installer un second transformateur déphaseur et à restructurer les postes d'Achêne et de Gramme. D'autres variantes sont également analysées. Ce projet est actuellement en phase d'étude. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

Le projet Aubange-Moulaine : ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 220 kV existante entre Aubange (Belgique) et Moulaine (France) grâce à l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange.

Le renforcement de la frontière sud est complémentaire au renforcement d'Avelin-Avelgem et limite les risques de voir cette interconnexion devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux entre les marchés.

Les deux transformateurs ont été mis en service en 2021.

Nautilus : Un second projet, le projet Nautilus, est en phase d'étude et consiste à analyser la possibilité d'une seconde interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni. La solution de référence est une liaison sous-marine câblée de 1 000 à 1 400 MW en courant continu (HVDC). Au vu des résultats provisoires de l'étude et compte tenu du fait que le développement d'une telle infrastructure nécessite une dizaine d'années, la mise en service est à l'heure actuelle prévue pour 2028 au plus tôt. Le calendrier, la localisation, le tracé et la capacité font encore l'objet d'études complémentaires. Dans ce contexte, Elia et National Grid Interconnector Holdings Limited (NGIHL) mènent une étude de faisabilité bilatérale avant de confirmer que cette interconnexion pourrait être définitivement réalisée.

Boucle du Hainaut : ce projet vise la réalisation d'un nouveau corridor de 6 000 MW entre le poste d'Avelgem à la frontière sud du pays et le centre du pays (poste à déterminer sur l'axe Bruegel-Courcelles). Le projet vise à améliorer la sécurité et la fiabilité du réseau afin de pouvoir transporter les flux des échanges frontaliers et, par exemple, la production des éoliennes en mer. Avec le renforcement des lignes existantes avec la technologie HTLS, ce projet contribue à la réalisation du ring Mercator-Van Eyck-Gramme-Courcelles-Avelgem. Le nouveau corridor Avelgem-Centre est quant à lui un prérequis pour l'intégration de l'augmentation de la capacité de production offshore prévue en 2028 dans le projet MOG II. La mise en service de la Boucle du Hainaut est prévue pour 2028.

Ventilus : ce projet vise la réalisation d'un nouveau corridor de 6 000 MW entre les postes de Stevin et Avelgem en Flandre occidentale afin de permettre une augmentation de la capacité de production offshore. Sa mise en service est actuellement prévue pour 2028.

2.4.6. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER

En 2021, la CREG a continué d'entretenir de bons contacts directs avec ses homologues étrangers. En ce qui concerne les pays voisins, elle a veillé à ce que de bons contacts soient maintenus au plus haut niveau, malgré les restrictions de voyage.

Ainsi, grâce à un cofinancement de la Commission européenne, les travaux de développement menés avec la présidence du régulateur français de l'énergie (la CRE) se sont poursuivis en vue du développement de Regulae.fr, le réseau international des régulateurs francophones de l'énergie. En 2021, ce réseau, au sein duquel la CREG participe au comité de coordination et au comité de communication, a organisé deux ateliers de travail et sa quatrième assemblée générale.

Le premier atelier de travail, organisé en distanciel du 6 au 9 juillet, en collaboration avec la Commission européenne, et plus particulièrement avec la Facilité Globale d'Assistance Technique

(TAF) de la Direction Générale des partenariats internationaux (DG INTPA), a porté sur le thème des consommateurs au cœur du système énergétique. La CREG y a été invitée à présenter la place du consommateur résidentiel dans le design de marché belge. Les grandes lignes du cadre réglementaire européen et national dans lequel l'autorité de régulation nationale belge agit en faveur des consommateurs, ainsi que les actions concrètes prises en faveur des consommateurs résidentiels au sens large d'une part, et des consommateurs vulnérables ou en situation précaire en Belgique d'autre part, y ont été développées par la CREG. L'autre partie de l'évènement a été consacrée à un atelier technique d'approfondissement adapté aux besoins spécifiques des pays membres du réseau, organisé par la TAF et axé sur les thèmes suivants : les enjeux de la digitalisation, la transparence et la qualité des services, et la réglementation des contentieux et des litiges.

Du 30 novembre au 2 décembre 2021, le réseau a organisé, sur un format hybride (en présentiel et en distanciel), sa quatrième assemblée générale, ainsi que son deuxième atelier de travail conjoint avec la TAF. L'assemblée générale a été marquée par le passage de la présidence française vers la présidence béninoise du réseau, ainsi que par la nomination québécoise de la vice-présidence du réseau. L'atelier de travail a pour sa part été consacré au rôle du régulateur sectoriel dans l'émergence et la promotion des énergies renouvelables. À cette occasion, le réseau a accueilli un nouveau membre, le régulateur du Rwanda (RURA), portant à 31 le nombre de membres de RegulaE.Fr.

Des informations sont encore échangées sur les mesures nationales imposées pour contenir les effets du covid-19. Une première analyse des effets de la pandémie sur le secteur de l'énergie a été publiée en 2021. Le rapport rend compte de l'impact de la pandémie sur le marché de l'énergie dans son ensemble et sur les entreprises énergétiques en particulier. En outre, il résume les mesures prises par les régulateurs nationaux des 28 pays participants pour protéger les consommateurs d'énergie en ces temps exceptionnels.

De même, un échange d'informations entre les régulateurs européens a été lancé pour surveiller l'impact des prix élevés sur les consommateurs et le marché de détail. Sur la base d'une enquête bimensuelle, les régulateurs font le point sur la hausse des prix de gros de l'énergie dans leur pays, rendent compte de l'impact sur les marchés de l'énergie et transmettent les mesures prises par eux-mêmes ou d'autres autorités publiques. Cela fournit une base pour un rapport supplémentaire à l'ACER, à qui les autorités européennes ont demandé le 13 octobre 2021 de réaliser une évaluation d'ici avril 2022 des avantages et des inconvénients du marché de gros de l'électricité actuel.

À la fin de la période de transition convenue entre le Royaume-Uni et l'Union européenne, la CREG a suivi la mise en œuvre d'un régime commercial alternatif temporaire sur l'interconnexion avec le Royaume-Uni (Nemo Link). À cette fin, depuis le 1er janvier 2021, la capacité d'interconnexion est allouée de manière explicite dans les différentes échéances (long terme, journalier et infrajournalier). Dans le même temps, la CREG a travaillé avec les régulateurs d'autres pays voisins du Royaume-Uni (principalement la France, les Pays-Bas, le Danemark et l'Irlande) sur la mise en œuvre de l'accord commercial entre le Royaume-Uni et l'UE. Le développement d'une méthode *Loose Volume Coupling* par laquelle la capacité est allouée sur les interconnexions entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale a été le principal projet à cet égard. Outre ces contacts bilatéraux directs avec ses homologues voisins, la CREG a également répondu en 2021 à des questions sur divers sujets émanant des régulateurs ou des autorités de régulation allemands, chypriotes, danois, anglais, portugais, français, tchèques, finlandais, hongrois, lituaniens, grecs, polonais, ukrainiens et géorgiens.

Le *European Regulators Forum*, instauré pour répondre à l'obligation de tous les régulateurs nationaux de l'énergie dans l'Union européenne de prendre des décisions conjointes (appelées « *all NRA decisions* ») sur les propositions conjointes de tous les gestionnaires de réseau de transport (appelées « *all TSO proposals* ») ne s'est pas réuni en 2021. Cela est dû au fait que, depuis l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/942 le 1er janvier 2020, toutes les nouvelles méthodologies nécessitant une

décision européenne conjointe sont transmises directement à l'ACER. Au niveau régional, en 2021, la CREG faisait partie de la région Core (pour les interconnexions avec les pays continentaux voisins que sont la France, l'Allemagne et les Pays-Bas) pour la poursuite du développement de règles harmonisées pour l'allocation des capacités à court et à long terme, et de la zone synchrone Europe continentale pour la gestion et le maintien de l'équilibre au sein de tous les réseaux interconnectés avec une fréquence de réseau de 50 Hz. Dans la région Core, une seule décision a été prise concernant les modifications de la méthodologie de calcul coordonné de la capacité. En outre, les travaux entre les autorités de régulation et les gestionnaires de réseau de transport de la région Core ont été principalement axés sur la mise en œuvre du couplage des marchés fondé sur les flux dans cette région, actuellement prévue pour le deuxième trimestre de 2022.

2.5. CONFORMITÉ

2.5.1. Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.5.2. Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, des GRDs et des entreprises d'électricité actives sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

2.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.5.2.2. Région flamande

L'article 13.3.1 et l'article 13.3.2 du décret énergie accordent à la VREG le droit d'émettre une mise en demeure en cas de non-respect de certains articles du décret énergie et des règlements d'exécution et, après une audition, la possibilité d'infliger une amende.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.5.2.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

L'article 32 de l'ordonnance électricité permet à BRUGEL d'imposer une sanction administrative en cas de non-respect du cadre légal bruxellois et réglementaire lié au marché de l'énergie. Cette compétence n'a pas été mise en œuvre en 2021. Néanmoins, BRUGEL a identifié des manquements dans le chef des fournisseurs et du gestionnaire du réseau et, à la suite d'une procédure à l'amiable, ces manquements ont été corrigés ou sont en voie de rectification.

Contentieux :

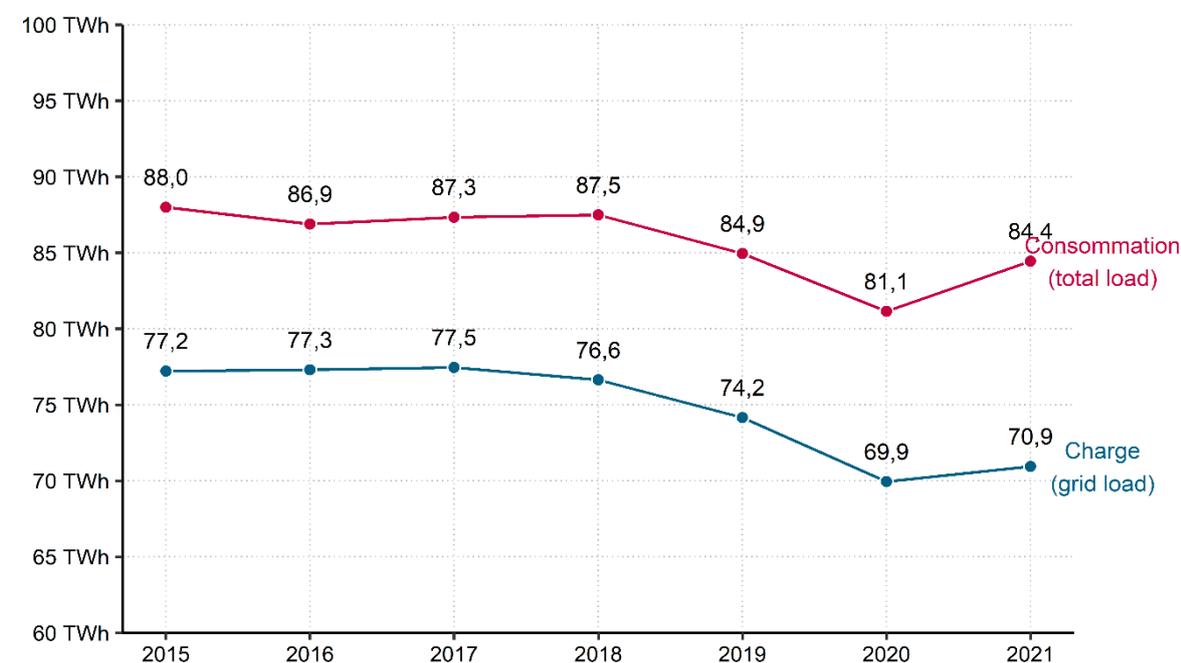
Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.6. CONCURRENCE

2.6.1. Marché de gros

En 2021, la consommation électrique belge totale, telle que mesurée par Elia, s'est élevée à 84,4 TWh et a donc connu une augmentation de 4,1 % par rapport à la forte baisse connue en 2020 (diminution de 4,5 % par rapport à 2019). Néanmoins, cette forte baisse en 2020 étant due au contexte exceptionnel et spécifique de la pandémie de covid-19 et des mesures de confinement mises en place pour y faire face, il s'agit en fait d'une normalisation de la charge et du prélèvement dans le cadre de la tendance à la baisse observée sur le long terme.

Figure 15 – Consommation et charge du réseau de transport d'Elia (en TWh)



Source: calculs CREG sur la base des données d'Elia

Les centrales électriques belges ont généré une quantité record d'électricité en 2021 : 93,3 TWh ont été produits dans la zone de réglage belge¹¹⁸.

Grâce à la disponibilité élevée et continue du parc de production nucléaire, les centrales nucléaires ont produit 48,0 TWh ce qui représente une augmentation de 15,2 TWh par rapport à 2020. L'intensité carbone de la production d'électricité en Belgique a continué sa tendance historique à la baisse et a diminué de moitié depuis 1990.

¹¹⁸ Les chiffres de production d'électricité sont basés sur les données de l'Entso-E Transparency Platform (« ETP », datasets 16.1.B_C) et donc pas sur les injections CIPU mesurées et rapportées d'Elia. Les données ETP contiennent les mesures d'unités de production. Lorsque ces mesures ne sont pas disponibles (par ex. pour les petites unités de production), des estimations sont utilisées.

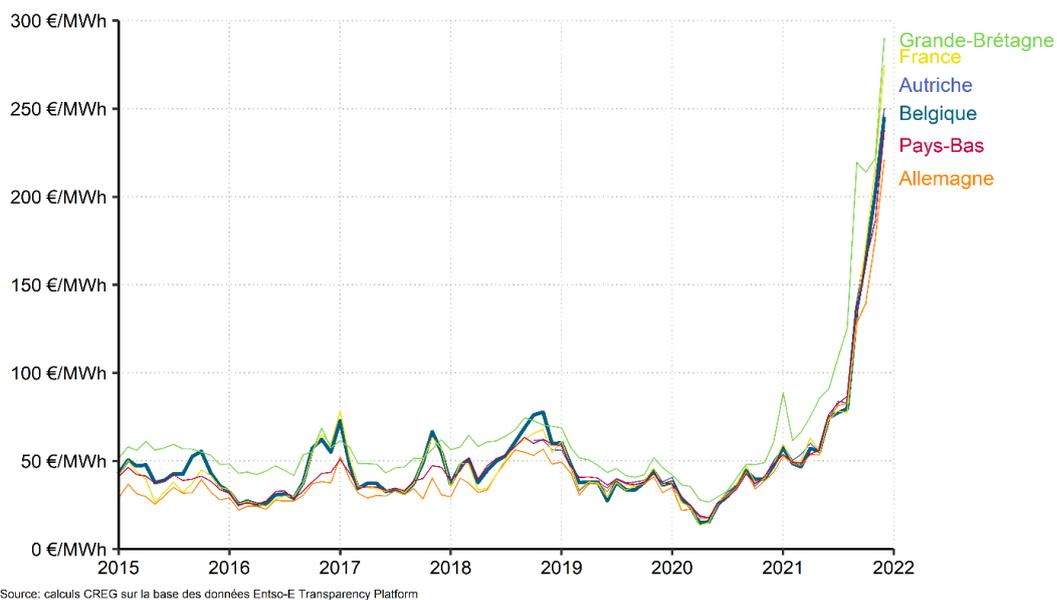
Sur le marché à court terme, le prix de l'électricité a connu en 2021 de fortes augmentations par rapport à l'année précédente (7,5€/MWh). Sur les autres marchés, les prix diminuent également. Sur le marché à long terme, le prix *year-ahead* a atteint en moyenne 40,7 €/MWh en 2020. L'écart de prix moyen en région Europe du centre-ouest, est de 4,7 €/MWh, ce qui dépasse le chiffre de 2019 (3,4 €/MWh).

2.6.2. Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau et de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de la concurrence pour le marché de gros

Niveau des prix de gros :

En 2021, le prix moyen de l'électricité sur le marché journalier belge était de 104,1 €/MWh : nettement plus élevé que les prix moyens en Allemagne (96,8 €/MWh) et aux Pays-Bas (103,0 €/MWh), mais aussi nettement inférieur à ceux de l'Autriche (106,9 €/MWh), de la France (109,2 €/MWh) et de la Grande-Bretagne (137,7 €/MWh). Cependant, les prix observés ont connu une évolution très marquante tout au long de l'année 2021, d'autant plus si on les considère à la lumière des prix historiques. Surtout à partir du second semestre, les prix ont augmenté de manière explosive¹¹⁹ et dans certains cas même avec un facteur 5¹²⁰.

Figure 16 – Moyennes mensuelles des prix journaliers en Belgique et dans les zones de dépôt des offres voisines, par année de 2015 à 2022 inclus

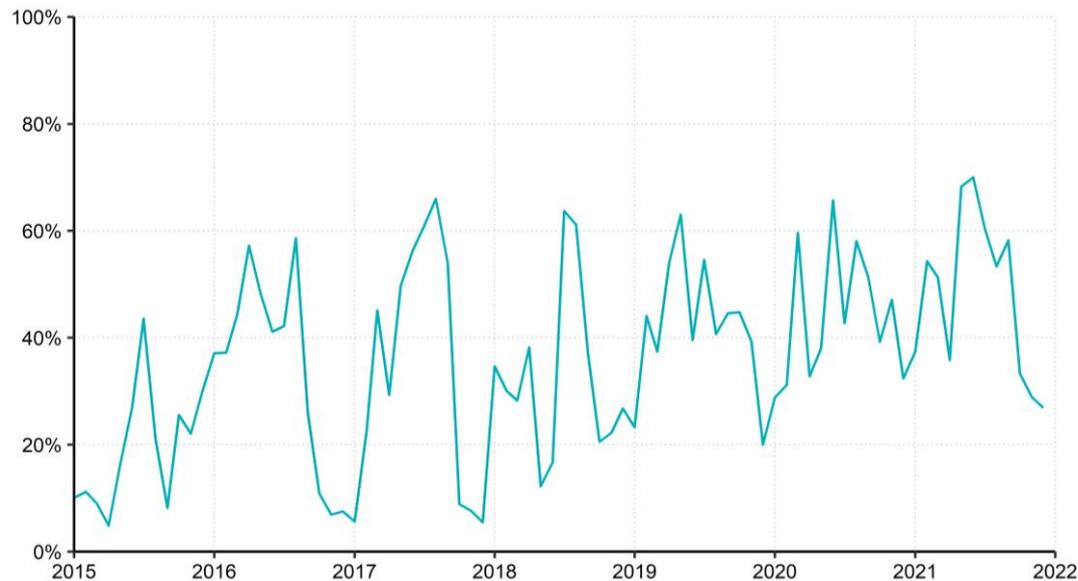


¹¹⁹ Cela est principalement dû à la forte augmentation du prix du gaz naturel et, dans une moindre mesure, à l'augmentation du prix du CO₂ dans le système d'échange de quotas d'émission de l'UE - deux facteurs importants dans les coûts variables des centrales au gaz qui déterminent généralement le prix sur le marché journalier belge. Suite à ces observations, la CREG a rédigé une étude détaillée sur les récentes augmentations de prix : <https://www.creg.be/fr/news/etude-relative-a-la-hausse-des-prix-de-lelectricite-et-du-gaz-naturel-en-belgique>

¹²⁰ Note (Z)2328 27 janvier 2022 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2021

Malgré une forte augmentation des prix, il convient de remarquer que la convergence des prix (c'est-à-dire la mesure dans laquelle les prix entre la Belgique et ses pays voisins sont identiques) reste à des niveaux similaires à ceux de 2020. Depuis 2015, on observe une forte augmentation du nombre d'heures pendant lesquelles les prix convergent entre les zones de dépôt des offres de la région CWE, en raison d'améliorations apportées au fonctionnement du couplage des marchés fondé sur les flux pour l'échéance journalière. Le nombre mensuel d'heures avec convergence des prix (exprimé en pourcentage du nombre total d'heures d'un mois) est visible dans la figure 17.

Figure 17 – Part moyenne mensuelle des heures avec convergence des prix entre zones de dépôt des offres CWE (BE, NL, FR, DE, AT)

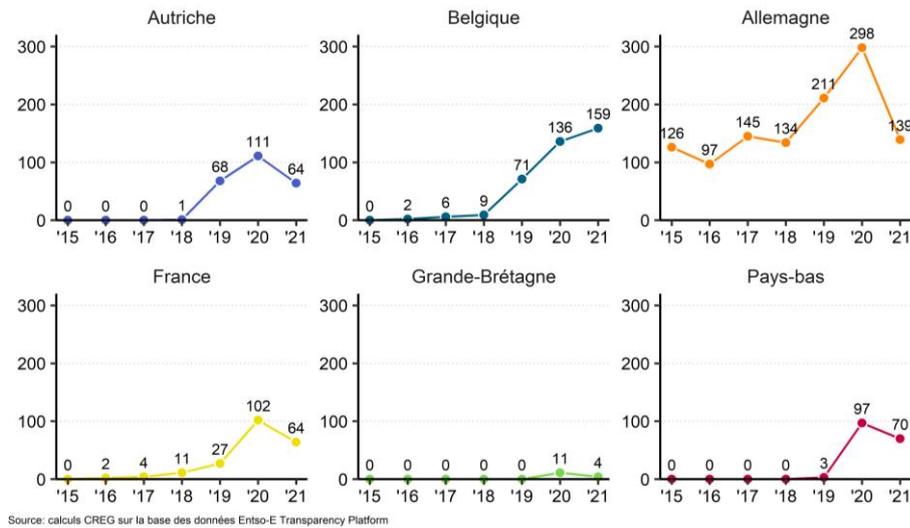


Note : une convergence des prix est observée lorsque les écarts de prix entre toutes les zones de dépôt des offres CWE s'élèvent à moins de 0,1 €/MWh

Source: calculs CREG sur la base des données Entso-E Transparency Platform

Contrairement à tous ses pays voisins, la Belgique est le seul pays où le nombre d'heures avec des prix négatifs a augmenté en 2021 par rapport à 2020. Cela s'inscrit dans une tendance à plus long terme dans le cadre de laquelle le nombre d'heures avec des prix négatifs a fortement augmenté depuis 2018, lorsque c'était encore un phénomène plutôt marginal. En 2021, ce nombre d'heures est passé à 159 (soit 1,8 % du temps) ; aucun autre pays européen n'a connu un nombre plus élevé d'heures avec des prix négatifs.

Figure 18 – Evolution annuelle du nombre d’heures avec des prix journaliers négatifs en Belgique et dans les pays voisins



En 2021, on constate à la que le prix moyen à long terme en 2021 était plus ou moins similaire en Belgique et dans les pays voisins avec toutefois une différence importante en France depuis la fin de 2021 (Figure 19)¹²¹.

Figure 19 - Prix moyen pratiqué pendant une année de négoce pour un contrat *year ahead* pour fourniture d’un profil de consommation de base d’électricité par zone de dépôt des offres en Belgique et dans les pays voisins



¹²¹ Etude (F)2355 du 12 Mai 2022 Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – Monitoring report

Le degré de transparence :

En 2021, la CREG a réalisé d'initiative une étude¹²² sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2020, ayant pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels.

L'étude contient une analyse des contrats de fourniture d'électricité et du comportement de prélèvement de clients industriels. Pour des questions de données disponibles, les analyses sont basées sur une définition différente de la notion de « grand client industriel ». Dans l'analyse des contrats de fourniture, chaque client présentant une consommation facturée d'au moins 10 GWh/an est désigné comme un « grand client industriel » (y compris les entreprises raccordées au niveau de la distribution).

En 2020, cela représentait 459 grands clients industriels pour un volume de consommation total facturé de 24,4 TWh, soit 31 % de la consommation des clients finaux belges en 2020¹²³.

Dans l'analyse du comportement de prélèvement, chaque client raccordé au réseau de transport d'Elia¹²⁴ est désigné comme un « grand client industriel » (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an. 264 points d'accès au réseau Elia ont été approvisionnés en 2020. Comme plusieurs points d'accès peuvent appartenir à un même client industriel, ces données sont groupées en 120 grands clients industriels différents pendant la période 2006-2020.

Le prélèvement d'électricité annuel diminue de 16,68 TWh en 2019 à 15,57 TWh en 2020. La consommation totale industrielle d'électricité diminue à 26,31 TWh, dont la majorité était destinée à l'industrie manufacturière.

Bien que ce soit la durée de deux années qui reste la plus observée dans les contrats de fourniture (47 %), on observe ces dernières années une augmentation du recours à des contrats de trois années au détriment des contrats d'une année qui perdent en popularité. Alors que ces derniers ne représentaient que 7,5% et 12,5% des contrats entrés en vigueur respectivement au 1er janvier 2018 et au 1er janvier 2019, ils ont représenté 23% des contrats entrés en vigueur au 1er janvier 2020. Par ailleurs, la prolongation de certains contrats connaît un certain succès chez certains fournisseurs.

La proportion de contrats d'une durée d'une année (33%) a quant à elle encore diminué par rapport aux deux années précédentes. Parmi l'ensemble des contrats actifs en 2020, la proportion de contrats d'une durée de deux années est désormais presque trois fois supérieure à la proportion de contrats d'une durée d'une année (17 %).

Le prix de l'énergie facturé est globalement en hausse depuis 2017. En 2020, les prix contractuels se situent entre 12 €/MWh et 106 €/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 €/MWh et 66 €/MWh. Ces importants différentiels de prix s'expliquent principalement par les caractéristiques propres à chaque client industriel, mais également par le timing choisi par les clients industriels pour conclure leur contrat et exécuter les « clicks ».

Entre 2002 et 2009, le prix de l'électricité facturé a augmenté de manière constante. Il a baissé en 2010, après quoi il est resté stable jusqu'en 2012 avant de diminuer encore. Ceci indique notamment que la diminution des prix sur les bourses de l'électricité observée au cours de cette période a plus que compensé l'augmentation de la « contribution renouvelable » demandée par le fournisseur pour

¹²² Étude (F)2285 du 9 décembre 2021 relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2020.

¹²³ Synergrid, Flux d'électricité en Belgique en 2020, mars 2021 consultable

http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2020-FLUX-ELECTRICITE_FR.pdf&language_code=FRA

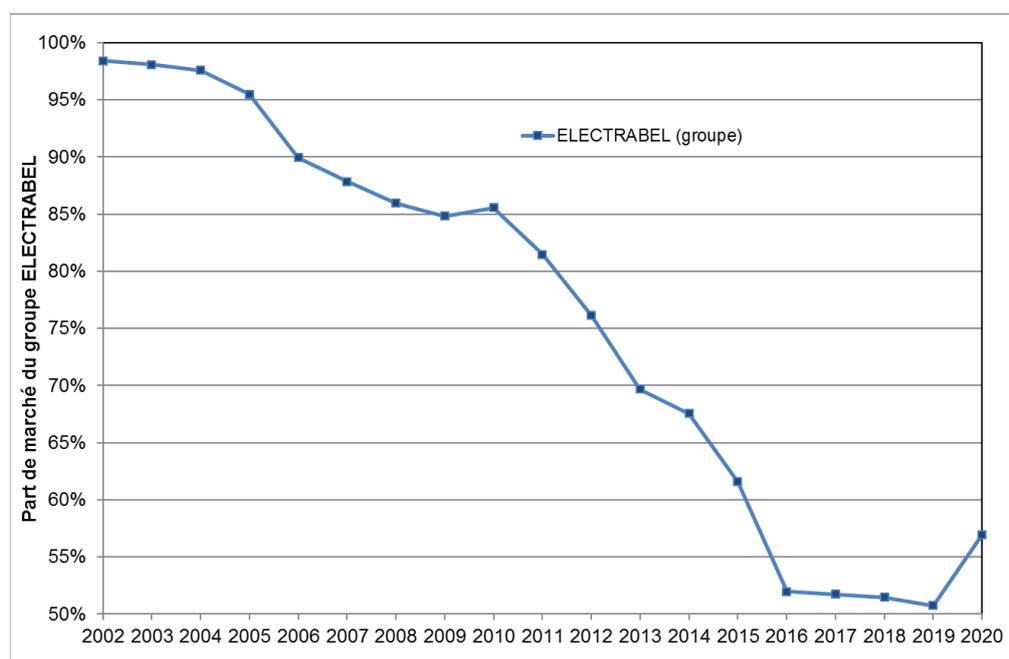
¹²⁴ https://iodb.elia.be/en/publiciclist/indexpartialview?_ga=2.72831248.26500400.1568101904-2110774388.1568101904

compenser les coûts encourus afin de respecter son obligation régionale de certifier une partie (généralement) croissante de la livraison d'électricité par des certificats de cogénération et/ou verts. Enfin, de manière cohérente avec la hausse des prix *forward* observée sur les bourses d'électricité, le prix de l'énergie facturé aux grands industriels belges a augmenté entre 2017 et 2020.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

La fourniture sur ce segment des grands clients industriels est dominée par le groupe ELECTRABEL¹²⁵. Ce fournisseur a fourni, en 2020, 49 % des grands clients industriels belges et a couvert 57 % de la consommation totale facturée à ces derniers

Figure 20 : Part de marché d'ELECTRABEL concernant les volumes fournis aux grands clients industriels, par an (Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs)



L'augmentation sensible des parts de marché d'Electrabel observée en 2020 à la figure 20 – selon la consommation totale facturée – contraste avec l'évolution observée dans le passé depuis le début de la libéralisation : alors que la part de marché du groupe Electrabel a connu une baisse presque continue de 2002 (98,4%) à 2019 (50,7 %), cette baisse s'était fortement accélérée entre 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%) et 2016 avant de se stabiliser jusque 2019 inclus.

Durant les premières années de la libéralisation, ce sont essentiellement les groupes Luminus¹²⁶ UNIPER¹²⁷ et RWE¹²⁸ qui avaient pris des parts de marché à ELECTRABEL. Entre 2010 et 2016, ces groupes ont toutefois connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique qui est progressivement résorbée suite à la récente relance de nouvelles activités en Belgique.

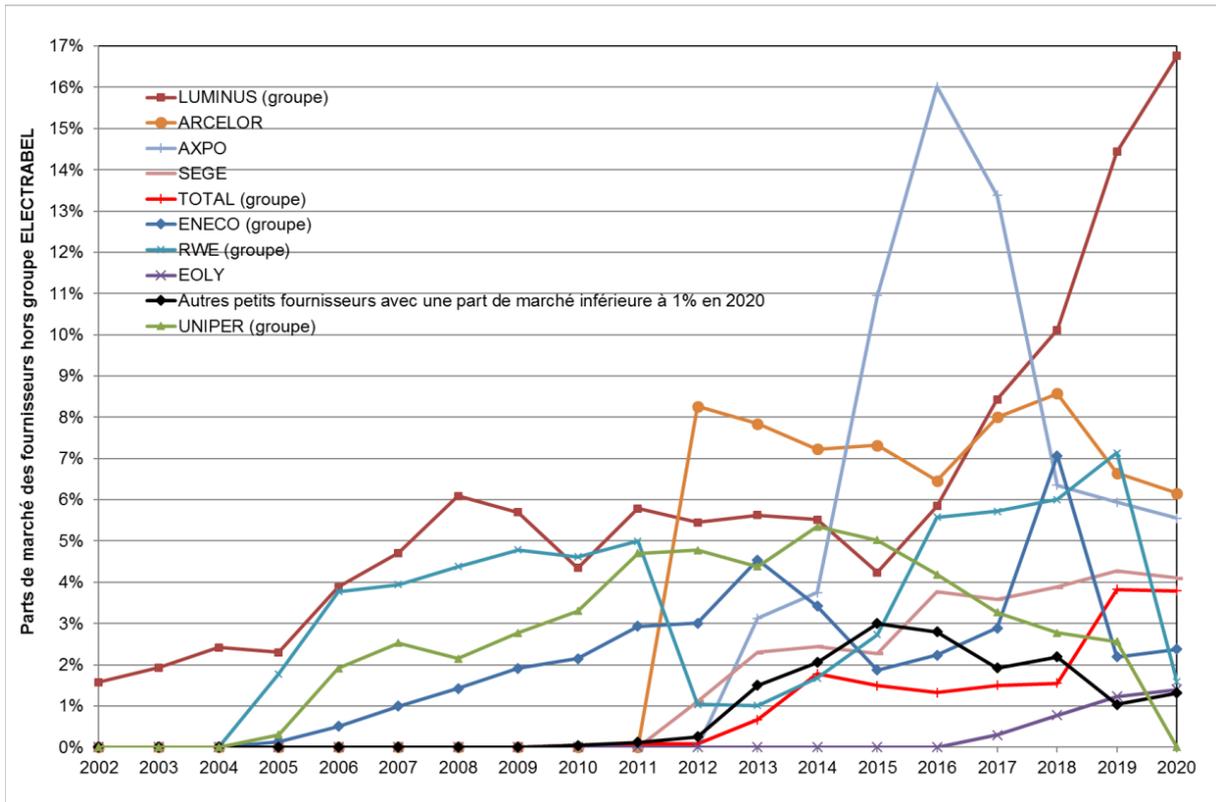
¹²⁵ Le groupe ELECTRABEL reprend les sociétés ELECTRABEL, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium BLUE SKY (liquidé).

¹²⁶ Le groupe EDF Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.

¹²⁷ Le groupe UNIPER reprend la société E.ON.

¹²⁸ Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, ESSENT et POWERHOUSE.

Figure 21 : Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'ELECTRABEL, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels



L'importante diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique premièrement par le développement par certains clients industriels, tels qu'Arcelor, Total et Air Liquide - via SEGE -, de leurs propres activités de fourniture. La diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique deuxièmement par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs. Certains de ces nouveaux entrants ont réussi à gagner des parts de marché significatives en l'espace de quelques années seulement. A titre d'exemple, Axpo a gagné 16 % de parts de marché entre 2012 et 2016.

Depuis 2016, outre l'augmentation des parts de marché du groupe Electrabel entre 2019 et 2020 (+6%), c'est essentiellement le groupe Luminus (+11%) qui a pris des parts de marché au détriment d'Axpo (-10%), du groupe RWE (-4%) et du groupe Uniper (-4%) qui a mis définitivement un terme à ses activités en Belgique au 1^{er} janvier 2020.

Electricity Wholesale market indicators	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Electricity Production</i>	21,29 GW	20,6	21,585	22,7	23,1	23,9	25,7
<i>Number of active wholesale companies</i>	NAV	NAV	NAV	34	38	56	NAV
<i>Total electricity demand</i>	77TWh	77TWh	77TWh	77TWh	74TWh	70TW	71 TW
<i>Imports volume</i>	20,8	7,7	7,8	21,8	11,3	11,2	12,5
<i>Exports volume</i>	0	1,2	1,2	4,3	13,6	12,1	20,1
<i>Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by capacity</i>	91.9%	89,4%	89,99%	88,1%	88,3%	86%	NAV
<i>Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by volume</i>	83,2%	93,6%	93,07%	90,3%	91,5%	88%	NAV
<i>HHI of electricity producers</i>	4679	6303	6152	5130	5450	5648	NAV
<i>Number of traders active in the wholesale market</i>	56	44	46	57	NAV	NAV	NAV
<i>Traded volume in the spot electricity market</i>	23,7	19,6	17,9	25,9	18,4	NAV	NAV
<i>Traded volume in futures markets</i>	NAV						
<i>Total Traded volume</i>	NAV						
<i>Average spot electricity price</i>	44,7	36,6	44,6	55,3	39,4	31,89	104,1
<i>Generation fuel mix by source (GW)</i>	0.7358	0	0	0	0		NAV
• Coal	4,982	6,5	6,688	7	6,6 0,3	0	0
• Natural gas					5,9	6,6	7.6
• Petroleum					1,5	0,2	NAV
• Nuclear	2,172	2,3	2,807	3,2	3,3	5,9	5,9
• Hydro	2,958	3,15	3,88	3,6	3,8	1,5	1,5
• Solar						3,9	4,8
- Wind (on- and offshore)						3,8	4,8
<i>Electricity production market share (%)</i>	9	93%	93%	79%	102%	100%	100%
<i>Total installed generation capacity</i>	20,5	20,6	21,3	21,9	23,1	23,9	25,7

2.6.3. Marché de détail

Dans le cadre de sa compétence relative au prix final de l'électricité et du gaz, l'étude annuelle de 2021¹²⁹ présente les résultats de la mise à jour annuelle de son étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. A l'évolution du prix de base de l'énergie, qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transmission/transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

Concernant l'électricité, le prix moyen facturé au client résidentiel belge entre 2007 et 2021 a augmenté de 83,71 %. Concrètement, il s'agit d'une hausse moyenne de 576,48 €/période en Flandre, de 343,83 €/période à Bruxelles et de 486,40 €/période en Wallonie pour une consommation moyenne de 3.500 kWh/an. Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté, de 53,96 %.

Les évolutions proviennent principalement des composantes suivantes: l'énergie, les tarifs du réseau de distribution, les contributions énergie renouvelable et cogénération, les surcharges publiques, l'énergie et la taxe sur l'énergie et la TVA (cette dernière uniquement pour le client résidentiel). L'importance de ces différentes composantes dans le changement total varie selon la région, ainsi que par type de client.

Par rapport à 2020, on constate une hausse moyenne de 19,55 % pour les clients résidentiels en Belgique. Concrètement, il s'agit d'une hausse moyenne de 150,48 €/période en Flandre, de 188,61 €/période à Bruxelles et de 165,68 €/période en Wallonie. Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté, de 37,07 %.

Concernant le gaz naturel, le prix moyen facturé au client résidentiel belge entre 2007 et 2021 a augmenté de 58,38 %. Il s'agit d'une hausse moyenne de 558,66 €/période en Flandre, de 577,40 €/période à Bruxelles et de 814,58 €/période en Wallonie pour une consommation moyenne de 23.260 kWh/an. Le prix moyen facturé aux clients professionnels en Belgique a augmenté de 71,63 %.

Les évolutions proviennent principalement des composantes suivantes : l'énergie, les tarifs du réseau de distribution, les surcharges publiques et la taxe sur l'énergie et la TVA (ce dernier uniquement pour le client résidentiel). L'importance de ces différentes composantes dans le changement total varie selon la région, ainsi que par type de client.

Par rapport à 2020, on constate une hausse moyenne de 55,76 % pour les clients résidentiels en Belgique. Concrètement, il s'agit d'une hausse moyenne de 623,20 €/période en Flandre, de 632,58 €/période à Bruxelles et de 638,60 €/période en Wallonie. Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté de 118,04 %.

¹²⁹ Étude (F)2407 du 2 juin 2022 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Hausse des prix :

En 2021, la CREG a réalisé une étude¹³⁰ qui analyse l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel sur les marchés de gros jusqu'au mois de septembre 2021. L'étude montre que les prix atteignent des niveaux historiquement élevés sur tous les marchés de gros (à terme et spot, gaz et électricité). Sur le marché spot du gaz naturel, le niveau dépasse même largement le niveau historique le plus élevé qui avait été atteint en 2007-2008 avant la crise financière.

Les causes de la hausse actuelle des prix de l'électricité et du gaz naturel sont multiples.

Sur le marché du gaz naturel, les principaux facteurs qui expliquent la hausse des prix sont la croissance de l'activité économique en Chine, la hausse du prix du CO2 qui accentue la demande de gaz pour la production d'électricité, des niveaux de stockage en deçà des normales saisonnières et une réduction de l'offre en gaz par gazoduc (de Russie principalement, mais aussi de Norvège dans une moindre mesure). A moyen terme, certains facteurs structurels pourraient par ailleurs conserver une influence sur le prix du gaz. Ainsi la demande de gaz naturel pourrait ne pas s'amenuiser, voire augmenter, dans un contexte où les réserves européennes sont en décroissance et rendent l'Europe plus dépendante des exportations russes de gaz naturel et des approvisionnements en GNL.

Sur le marché de l'électricité, ce sont essentiellement les hausses des prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent la montée actuelle des prix et, dans une moindre mesure, la hausse du prix de la tonne de CO2. Le prix du CO2 reste cependant dans un tunnel haussier et restera un facteur structurel à la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

Ces hausses de prix sur les marchés de gros ne sont pas une spécificité belge, au contraire, nos voisins européens sont également concernés. Par contre, elles se répercutent différemment d'un pays à l'autre sur les factures des consommateurs finals.

En Belgique, sur le marché résidentiel, l'impact est différent en fonction du contrat que les ménages ont conclu avec leur fournisseur. 68 % des ménages belges ont un contrat fixe pour l'électricité et 64 % pour le gaz naturel. Les chiffres sont du même ordre de grandeur pour les clients professionnels. Ceux qui ont conclu un contrat à prix fixe de longue durée avant le second trimestre 2021 ne sont pas impactés tant que leur contrat n'est pas arrivé à échéance. Mais, pour les autres, la hausse est conséquente. La CREG a estimé, sur base des prix moyens du mois de septembre 2021, et tenant compte que ceux-ci restent inchangés au quatrième trimestre 2021 et au 1er trimestre 2022, que l'impact s'élèverait à 116 EUR sur la facture annuelle d'électricité (3.500 kWh/an) et à 598 EUR sur la facture annuelle de gaz naturel (pour une consommation de 23.260 kWh/an). Sur la base des prix à terme pour le quatrième trimestre 2021 et le premier trimestre 2022, ces montants pourraient être encore plus élevés.

Grâce au système de plafonnement, les bénéficiaires du tarif social sont moins impactés par la hausse des prix. Au mois de septembre 2021, le tarif social permet aux bénéficiaires de payer 67 % moins cher leur gaz naturel que le prix moyen proposé aux consommateurs non protégés, et reste inférieur au niveau qu'il avait avant la crise covid. De même, au mois de septembre 2021, le tarif social permet aux bénéficiaires de payer 2 % moins cher leur électricité que le prix moyen proposé aux consommateurs non bénéficiaires, mais il a dépassé son niveau d'avant la crise depuis le 1er trimestre 2021.

¹³⁰ Etude (F)2289 du 24 septembre 2021 relative à la hausse des prix de l'électricité et du gaz en Belgique

L'étude examine également les problèmes auxquels les fournisseurs risquent de se voir confrontés, dans le contexte actuel d'augmentation des prix sur les marchés de l'énergie. Elle formule également certaines pistes pour améliorer la concurrence entre les fournisseurs au bénéfice des consommateurs.

Enfin l'étude reprend les principales mesures mises en place au niveau des pays européens face à la flambée des prix. Sur cette base mais aussi sur base des principales mesures évoquées en Belgique, l'étude analyse différentes pistes pour protéger les consommateurs, notamment les plus vulnérables. Elle examine pour chacune d'entre elles leurs principaux avantages et inconvénients. La CREG constate par ailleurs que certaines mesures sont davantage aptes à répondre aux problèmes auxquels sont confrontés les consommateurs que d'autres. La CREG renvoie le lecteur au chapitre 5 de l'étude pour plus d'informations à ce sujet.

2.6.4. Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

2.6.4.1. Niveau fédéral

Niveau des prix :

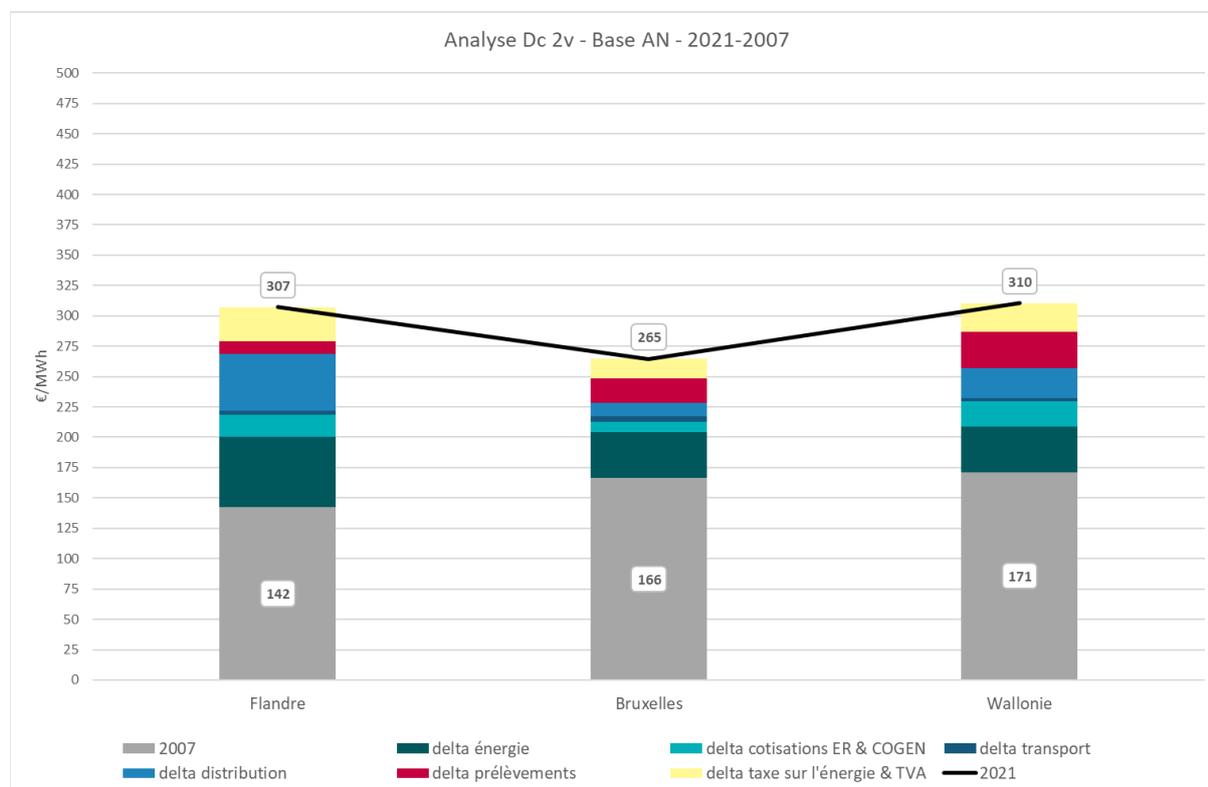
PERIODE 2007-2021

Clients résidentiels (Dc 2v)

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de + 83,71 % : la dernière année, la CREG a noté une hausse de de 19,55 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ciaprès. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un client-type Dc 2v par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹³¹. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021

¹³¹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

Figure 22 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Dc 2v, période 2021-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 164,71 €/MWh en Flandre, de 98,24 €/MWh à Bruxelles et de 138,97 €/MWh en Wallonie¹³². Par rapport à l'année 2020, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 47,08 % en Flandre et en Wallonie et de 47,95 % à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent principalement par le prix de l'énergie, les cotisations énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l'énergie et TVA.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 57,98 €/MWh en Flandre, de 37,86 €/MWh à Bruxelles et de 37,19 €/MWh en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 35,65 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 36,32 €/MWh à Bruxelles.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO2. Le prix du CO2 continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

¹³² Etant donné qu'un client Dc 2v a une consommation annuelle de 3 500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de + 576,48 €/an en Flandre, de + 343,83 €/an à Bruxelles et de + 486,40 €/an en Wallonie.

Par le passé, la différence entre la Flandre et Bruxelles/la Wallonie s'expliquait principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure a toutefois été supprimée en janvier 2016, d'où la plus forte hausse en Flandre. La majorité des fournisseurs n'opèrent pas une tarification régionale des prix (dans cet échantillonnage, seulement Lampiris adopte d'autres prix pour Bruxelles jusqu'en juin 2016, ensuite, le prix de l'énergie reste identique dans les trois régions jusqu'en 2021, lorsqu'une tarification régionale sera à nouveau appliquée par ce fournisseur).

Evolution des contributions énergie renouvelable et cogénération

Les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de la hausse des quotas imposés. Vu que l'énergie renouvelable est une compétence régionale et que les quotas sont, dès lors, fixés par région, la hausse diverge d'une région à l'autre. La cotisation a ainsi augmenté, en moyenne, de 17,96 EUR/MWh en Flandre, de 8,65 EUR/MWh à Bruxelles et de 21,09 EUR/MWh en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 0,76 EUR/MWh en Flandre, de 4,85 EUR/MWh à Bruxelles et a diminué de 0,72 EUR/MWh en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 46.80 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une baisse de 4,64 EUR/MWh. Cette augmentation historique s'explique par les facteurs suivants :

- les suites données par la CREG aux arrêts de la Cour d'appel, de l'introduction des tarifs pluriannuels et des reports des déficits des exercices d'exploitation antérieurs ;
- l'augmentation des coûts des obligations de service public ; Un accroissement des obligations pour le gestionnaire de réseau et la hausse constante des coûts ont entraîné une augmentation. En 2009, 2010 et 2011, la pose de panneaux solaires a connu un grand succès, ce qui a fait grimper les coûts pour l'obligation de rachat des certificats verts. De plus, les coûts de fourniture aux clients exclus et les primes URE ont également fortement augmenté.
- le transfert aux régulateurs régionaux de la compétence sur les tarifs de réseau de distribution, suite à la mise en œuvre de la sixième réforme de l'Etat ; A partir de début 2015, on voit dès lors les tarifs de réseau de distribution évoluer après une période de prolongation de deux ans.
- l'assujettissement des activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à l'impôt des sociétés ;

Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de +11,03 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une diminution de 1,30 EUR/MWh. La hausse du coût des obligations de service public ainsi que du coût pour la compensation des pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent un rôle dans ce cadre.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de +25,35 EUR/MWh ; pour la dernière année il s'agissait d'une augmentation de +2,36 EUR/MWh. À partir de mars 2019, la Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau. Cela s'explique partiellement par l'augmentation des obligations de service public pour le gestionnaire de réseau. Les reports, la hausse du coût de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent également un rôle.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de + 10,60 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 3,56 EUR/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de + 1,38 EUR/MWh et les prélèvements fédéraux, tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...), ont grimpé de + 11,49 EUR/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également enregistré une hausse de + 9,24 EUR/MWh. Ces hausses ont été plus que contrebalancées par la suppression du prélèvement Elia en 2009.

À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de + 19,88 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 4,11 EUR/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de + 1,38 EUR/MWh, les prélèvements fédéraux tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de + 11,49 EUR/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de + 6,67 EUR/MWh (dont la surcharge pour le financement des obligations de service public et d'autres prélèvements locaux comme l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de + 29,59 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,96 EUR/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de + 1,38 EUR/MWh, les prélèvements fédéraux comme la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de + 11,49 EUR/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de + 18,94 EUR/MWh (dont l'indexation de la taxe de voirie et l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

Évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

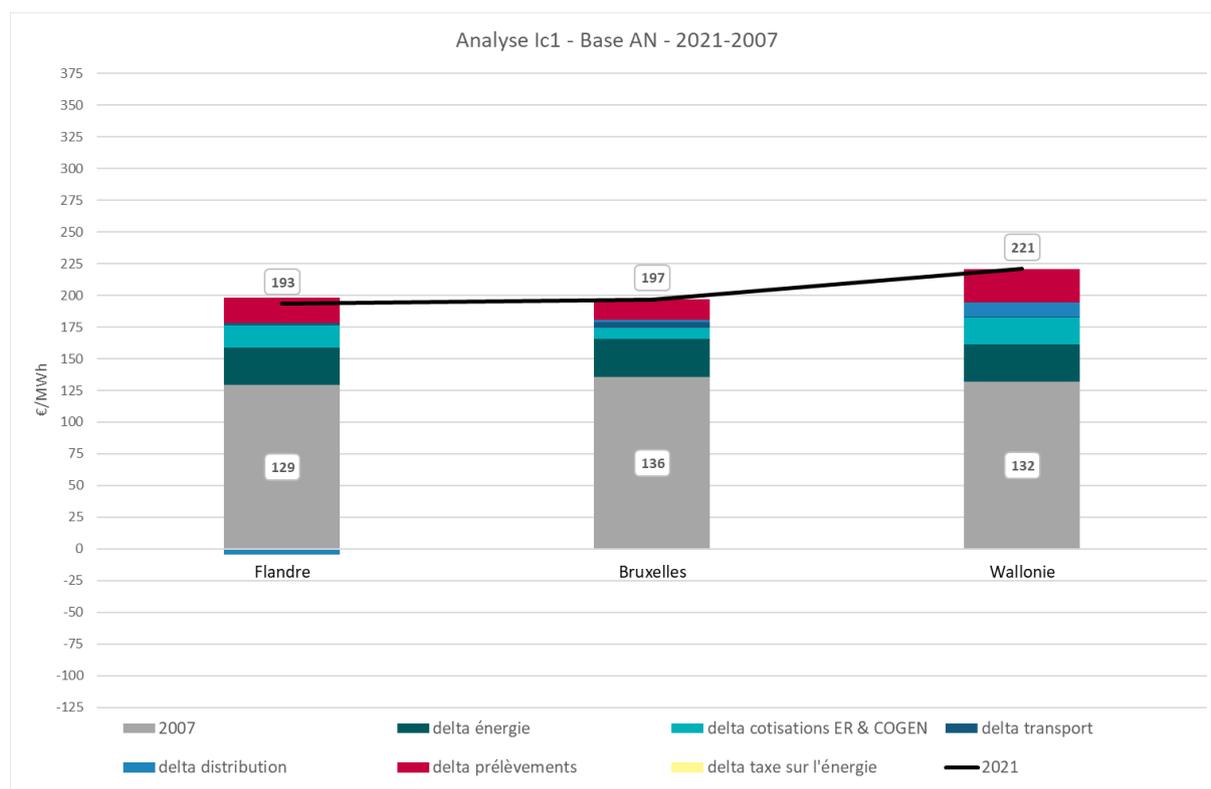
La taxe sur l'énergie et la TVA ont grimpé de + 27,95 EUR/MWh en Flandre, de + 16,46 EUR/MWh à Bruxelles et de + 23,53 EUR/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une augmentation de + 7,42 EUR en Flandre, de + 9,30 EUR /MWh à Bruxelles et de + 8,16 EUR /MWh en Wallonie.

Clients professionnels (Ic1)

Entre 2007 et 2020, le prix total moyen a augmenté de + 53,96 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation 37,07 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique se fonde sur un client type Ic1 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹³³. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021.

¹³³ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

Figure 23 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Ic1, période 2021-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 64,19 EUR /MWh en Flandre, de 61,01 EUR /MWh à Bruxelles et de 88,86 EUR /MWh en Wallonie¹³⁴. Ces évolutions s’expliquent par le prix de l’énergie, les contributions énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Evolution du prix de l’énergie

Le prix de l’énergie a augmenté en moyenne de 29,45 EUR /MWh en Flandre et en Wallonie et de 30,11 EUR /MWh à Bruxelles. La dernière année, ce prix a augmenté de 53,48 EUR /MWh en Flandre et en Wallonie et de 54,15 EUR /MWh à Bruxelles.

L’évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d’indexation des prix. Cette évolution du prix de l’énergie est due en grande partie à l’évolution des indices et des prix sur le marché international de l’énergie. La remontée des prix de l’électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l’électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO2. Le prix du CO2 continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l’électricité à moyen terme. La majorité des fournisseurs n’opèrent pas une tarification régionale des prix (dans cet échantillonnage, seulement Lampiris adopte d’autres prix pour Bruxelles jusqu’en juin 2016, ensuite, le prix de l’énergie reste identique dans les trois régions).

¹³⁴ Etant donné qu’un client Ic1 a une consommation annuelle de 160 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de + 10.269,64 EUR/an en Flandre, de + 9.760,82 EUR/an à Bruxelles et de + 514.217,65 EUR /an en Wallonie.

Evolution des cotisations énergie renouvelable et cogénération

Les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de l'accroissement des quotas imposés, tout comme chez les clients résidentiels. La cotisation a ainsi augmenté, en moyenne, de 17,44 EUR/MWh en Flandre, de 8,66 EUR/MWh à Bruxelles et de 21,26 EUR/MWh en Wallonie. Au cours de la dernière année, elle a augmenté de 0,19 EUR en Flandre, de 0,89 EUR/MWh à Bruxelles et diminué de 0,47 EUR/MWh en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 4,55 EUR/MWh ; lors de la dernière année, il a diminué de – 5,86 EUR/MWh. Cela est dû à la hausse des coûts des obligations de service public et aux reports des déficits des exercices précédents. L'introduction des tarifs pluriannuels joue également un rôle. Le transfert aux régulateurs régionaux de la compétence sur les tarifs de réseau de distribution, suite à la mise en œuvre de la sixième réforme de l'Etat, a entraîné une nouvelle évolution des tarifs de réseau de distribution à partir de début 2015 après une période de prolongation de deux ans. Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui leur est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de + 1,94 EUR/MWh ; lors de la dernière année, il a diminué de -0,47 EUR/MWh. Une redistribution des clients sur la base du règlement technique et la forte baisse des frais de dossier pour la catégorie 26-1kV chez Sibelga sont à l'origine de cette faible augmentation sur l'ensemble de la période.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 11,50 EUR/MWh ; la dernière année, il s'agissait d'une augmentation de + 3,42 EUR/MWh. À partir de mars 2019, la Wallonie a adapté ses tarifs de réseau. Cette évolution historique est due aux mêmes causes qu'en Flandre (sauf pour ce qui est de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputé en Wallonie via les prélèvements locaux).

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de + 20,10 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 3,58 EUR/MWh. Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V. La suppression du prélèvement Elia est dès lors compensée par la hausse de la cotisation fédérale et de nouvelles surcharges fédérales et régionales. L'annulation par la Cour constitutionnelle du décret instituant le prélèvement Energie flamand et le nouveau prélèvement mensuel en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 constitue la cause principale de cette baisse au cours de l'année dernière en Flandre.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de + 15,93 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 2,86 EUR/MWh.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de + 26,27 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 1.86 EUR/MWh. Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V.

Évolution mensuelle du prix d'électricité en 2021

Figure 24 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2021 pour un client type résidentiel (client type = 3.500 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

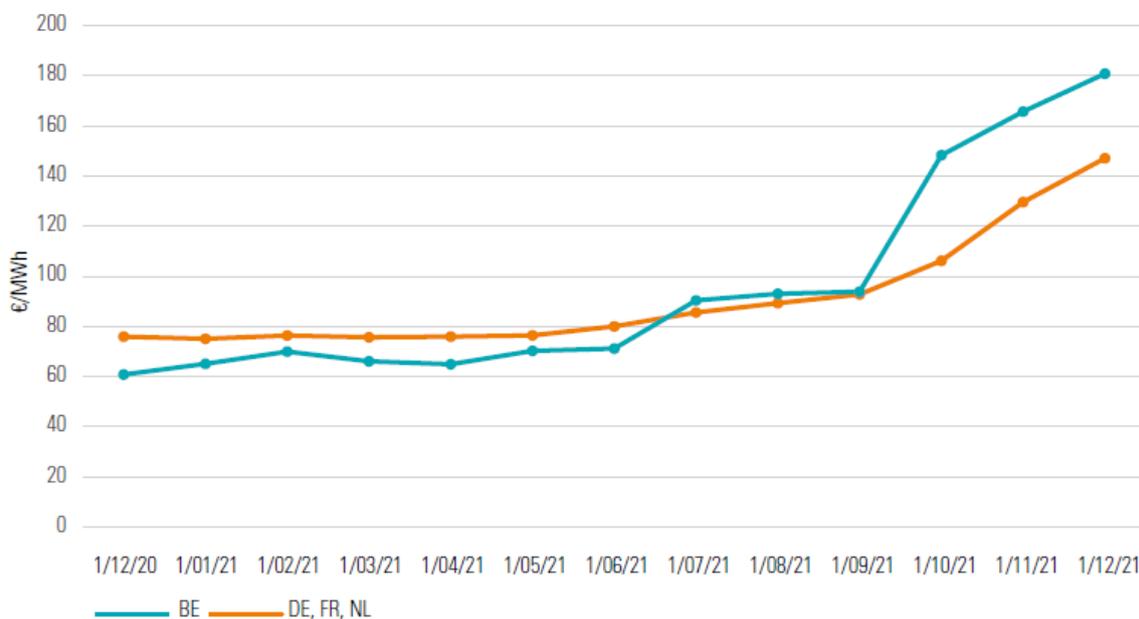
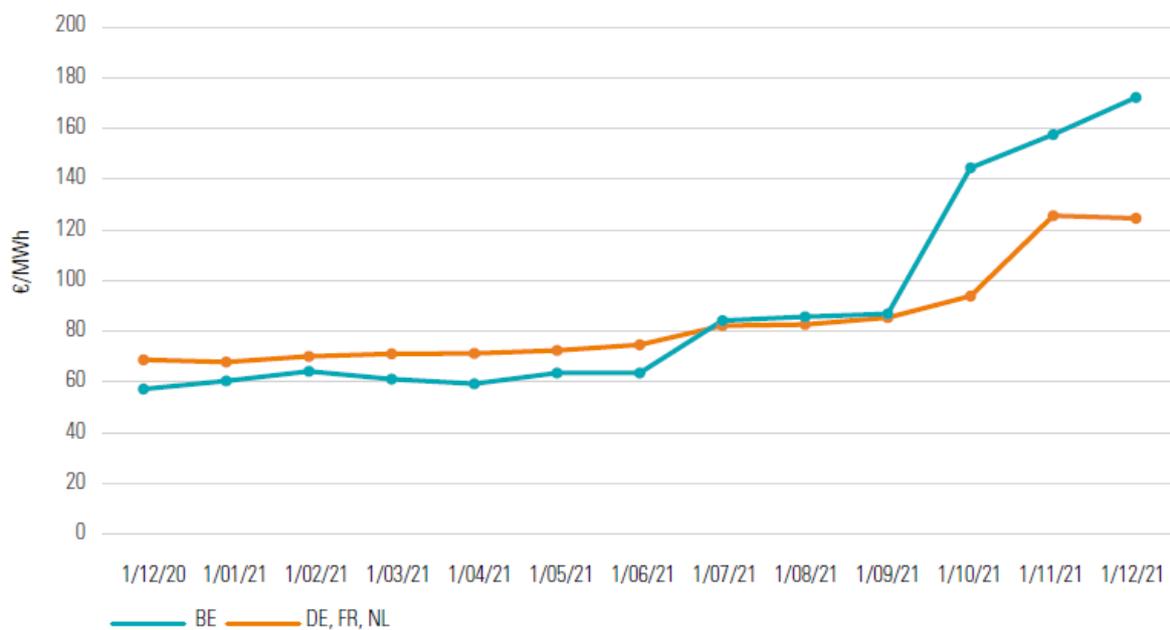


Figure 25 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2021 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



Niveau de transparence :

Bien que la libéralisation complète du marché de l'énergie remonte à plus de quatorze ans déjà et malgré les efforts continus des autorités compétentes et des régulateurs, le consommateur continue de rencontrer des difficultés à retrouver suffisamment d'informations accessibles et compréhensibles pour faire des choix objectifs et éclairés. Une plus grande concurrence couplée à une gamme plus diversifiée de produits ne facilite pas nécessairement le choix du consommateur.

Tout comme en 2020, on observe en 2021 une plus grande diversification de l'offre, qui comporte des produits fixes, des produits *forward* et spot variables, indexés mensuellement ou trimestriellement, avec une multitude de paramètres d'indexation différents. Par ailleurs, on constate pour la première fois des produits dynamiques sur le marché de l'électricité résidentiel, bien que de manière très limitée, tant en termes d'offre que de nombre de contrats souscrits.

Les contrats à prix de l'énergie variable suivent l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel, ce qui signifie que les consommateurs ayant souscrit ce type de contrat voient immédiatement les hausses de prix se répercuter (partiellement) sur leur facture, ce qui s'applique également dans le cas de prix à la baisse.

Dans son choix entre un contrat à prix énergétique fixe ou variable, le consommateur doit décider s'il est prêt à prendre un risque en termes de prix. Le consommateur doit choisir le produit qui lui convient le mieux dans la diversité des produits proposés (prix énergétique fixe, prix énergétique variable à prix spot, prix énergétique variable à prix *forward*) et dans les profils de risques y afférents.

Pour les contrats à prix de l'énergie variable, les fournisseurs utilisent une formule de prix et un paramètre d'indexation. Les fournisseurs publient chaque mois leur nouvelle offre, accompagnée des fiches tarifaires correspondantes. Nous constatons qu'en début de mois, certains fournisseurs mentionnent sur leurs fiches tarifaires des prix qui ne sont pas corrects car ils ne tiennent pas encore compte de la nouvelle valeur du paramètre d'indexation. La définition et le mode de calcul des paramètres d'indexation sont néanmoins fixés par les fournisseurs.

Les contrats à prix dynamique pour les ménages et les « petits professionnels » ont été introduits depuis le deuxième trimestre de 2021. L'offre de contrats à prix dynamique de l'électricité est limitée, elle concerne un seul contrat pour les ménages et un seul contrat pour les professionnels. Il s'agit de nouvelles formules tarifaires où le prix de l'énergie varie chaque heure en fonction des prix sur la bourse belge de l'électricité. Ces produits sont proposés uniquement en Flandre actuellement. En fonction de l'offre et de la demande sur les marchés journalier ou infrajournalier, le prix payé par le consommateur varie à la hausse ou à la baisse au courant du jour/de la nuit et de l'heure de prélèvement. Ces contrats ne sont accessibles qu'aux ménages et PME qui disposent d'un compteur numérique.

Les contrats à prix dynamique se distinguent ainsi des contrats à prix fixe, dont le prix ne change pas pendant la durée du contrat. Ils se différencient également des contrats à prix variable qui évoluent en fonction d'une formule de prix basée sur les marchés de gros à moyen ou court terme et de la consommation moyenne mesurée sur base annuelle et distribuée sur base des courbes SLP (profils standard de consommation). Les contrats à tarification dynamique tiennent en effet compte de la consommation réelle par heure, mesurée via le compteur numérique, et du prix sur le marché journalier ou infrajournalier à cette heure précise. La volatilité des prix des contrats à prix dynamique est donc bien plus grande.

Normalement, des fiches tarifaires présentant des prix corrects sont mises à disposition à compter du cinquième jour du mois pour tous les fournisseurs. Cette méthode de travail rend particulièrement difficile l'obtention à tout moment et certainement la première semaine de chaque mois d'informations de prix correctes, notamment pour les comparateurs de prix, mais bien entendu aussi pour les consommateurs.

Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence:

La part de marché de la production de gros :

Le tableau 22 donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année. Electrabel possède toujours une part de marché importante (66 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 16 % en capacité de production

Tableau 22 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Capacité de production (GW)																				
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Engie / Electrabel	10,7	9,9	9,9	10,2	10,2	10,1	10,6	10,8	10,8	10,8	66%	65%	68%	71%	73%	72%	69%	69%	66%	66%	
Luminus	2,3	2,2	1,8	1,7	1,9	2,0	2,6	2,6	2,6	2,6	14%	15%	12%	12%	14%	14%	17%	16%	16%	16%	
TotalEnergies	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,7	0,7	1,0	1,0	0%	0%	0%	0%	3%	5%	4%	4%	6%	6%	
RWE	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,9	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	6%	6%	
Eneco	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	4%	4%	
Autres (<2% en 2021)	2,8	2,8	2,5	2,0	0,9	0,7	1,0	1,0	0,3	0,3	17%	18%	17%	14%	7%	5%	6%	6%	2%	2%	
Total	16,0	15,3	14,6	14,5	14,0	14,1	15,4	15,6	16,3	16,3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
											HHI	4 720	4 460	4 760	5 160	5 510	5 430	5 050	5 100	4 730	4 730

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, n'a pas changé en 2021 mais reste très élevé avec une valeur de 4 730. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2 000.

Le tableau 23 donne la même estimation, mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. Au total, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 78,7 TWh en 2021, ce qui est largement supérieur au niveau de la production de 2020. La part de marché prédominante d'Electrabel s'élève à 75 %. L'indice HHI a augmenté à 5 864 en 2021, ce qui témoigne encore et toujours d'un marché très concentré.

Tableau 23 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Énergie produite (TWh)																				
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Engie / Electrabel	52,4	51,6	42,2	37,9	56,6	55,0	41,3	54,2	51,4	59,1	75%	73%	69%	68%	79%	77%	70%	73%	75%	75%	
Luminus	5,9	8,6	7,5	7,3	7,2	8,5	9,7	11,7	7,9	11,3	9%	12%	12%	13%	10%	12%	17%	16%	11%	14%	
Eneco	0,3	0,6	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	1,4	2,3	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	
T-Power	0,5	0,4	1,4	2,2	2,6	2,5	2,4	2,7	2,4	1,5	1%	1%	2%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	
RWE	0,2	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	1,1	1,0	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	
Autres (<2% en 2021)	10,4	9,3	8,4	7,4	3,8	4,4	4,1	4,5	4,5	3,5	15%	13%	14%	13%	5%	6%	7%	6%	7%	4%	
Total	69,7	71,1	60,8	56,1	70,4	71,7	58,7	74,3	68,6	78,7	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
											HHI	5 851	5 516	5 088	4 829	6 372	6 055	5 252	5 601	5 762	5 864

La part de marché de détail de l'énergie :

La date à laquelle le marché de détail de l'énergie a été complètement libéralisé diffère selon les trois régions. Dans un marché libéralisé de l'énergie, les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité et/ou de gaz naturel. En Flandre, c'est le cas depuis le 1er juillet 2003. A Bruxelles et en Wallonie, le marché est totalement libéralisé depuis le 1^{er} janvier 2007.

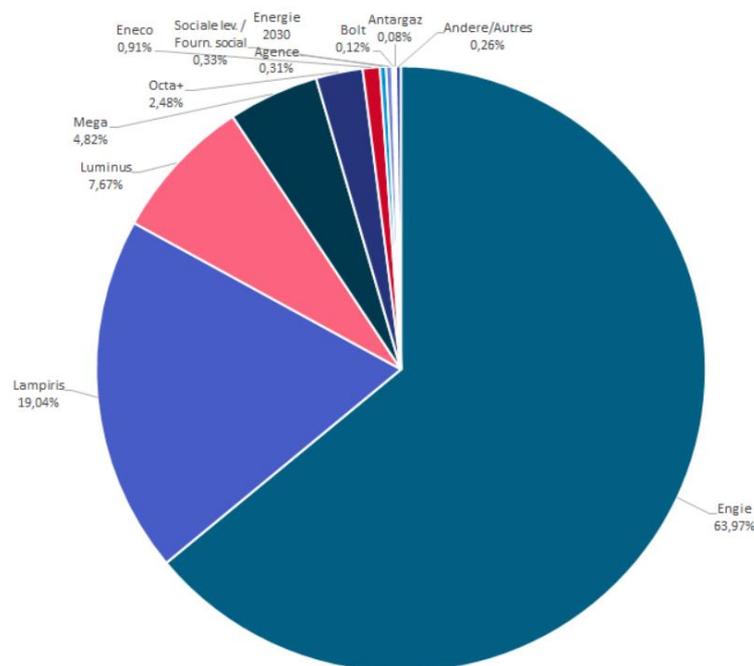
Juste après la libéralisation du marché, les deux fournisseurs standard (Electrabel et Luminus) détenaient conjointement une part de marché d'environ 97 %. La possibilité pour le consommateur de choisir lui-même un fournisseur d'énergie a eu un effet important sur l'évolution des parts de marché des fournisseurs. Au 30 juin 2021, Electrabel et Luminus détiennent toujours une part de marché conjointe d'environ 57,40 % pour l'électricité et 54,21 % pour le gaz naturel en Flandre, 62,62 % pour l'électricité et 59,35 % pour le gaz naturel en Wallonie, et 71,27 % pour l'électricité et 71,23 % pour le gaz naturel à Bruxelles. Les parts de marché susmentionnées sont pratiquement inchangées par rapport à la même période en 2020¹³⁵.

En ce qui concerne Bruxelles, Lampiris est clairement le deuxième acteur le plus important sur le marché de l'électricité et du gaz naturel, avec une part de marché de plus de 18 % pour les deux vecteurs, ce qui est considérablement plus élevé que Luminus qui a une part de marché d'environ 7,50 % tant pour l'électricité que pour le gaz naturel.

Les parts de marché des fournisseurs par région sont illustrées à la figure 26.

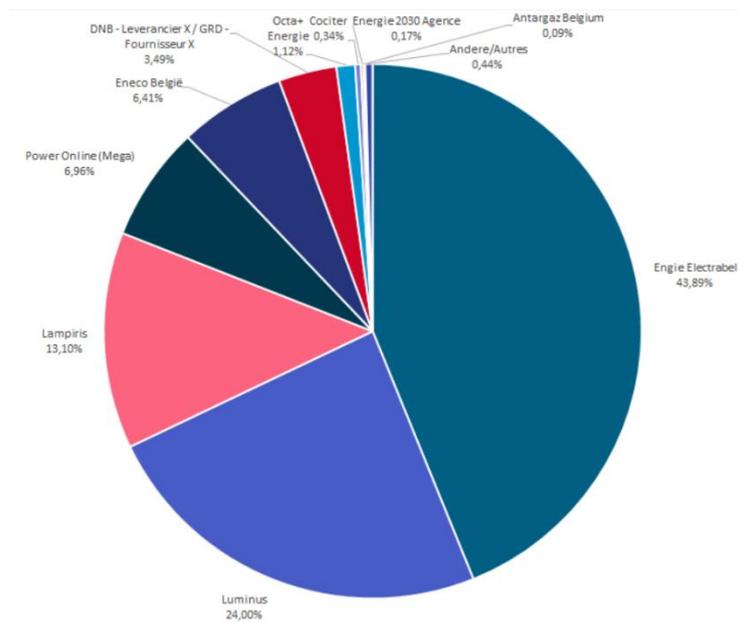
Figure 26 - Parts de marché fournisseurs (au 30/09/21) (3 régions)

Bruxelles

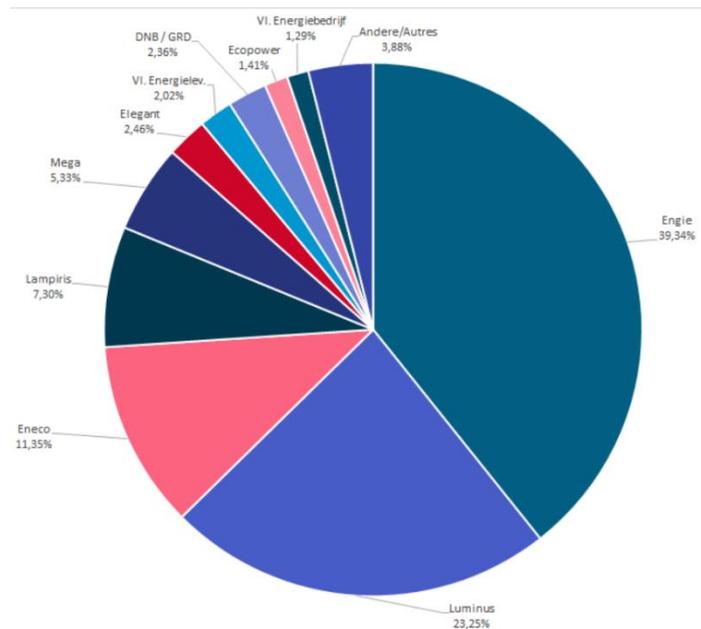


¹³⁵ Etude (F)2296 du 2 décembre 2021 Monitoring annuel des prix du marché de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages et les petits professionnels.

Wallonie



Flandre



L'indice C3 rend compte des parts de marché conjointes des trois principaux fournisseurs. Au 30 juin 2021, cet indice s'élève à 69 % pour l'électricité en Flandre, 90 % pour les deux vecteurs à Bruxelles et 76 % pour l'électricité en Wallonie. Cela représente une légère diminution par rapport à l'année précédente. L'indice C3 est plus ou moins le même pour l'électricité et le gaz naturel dans les trois régions. L'indice C3 est considéré comme un bon indicateur de la concentration de marché mais ne dit rien sur le rapport entre les parts de marché des trois principaux fournisseurs.

Le tableau 24 illustre les indices HHI, calculés le 30 juin 2021, pour les trois régions. En Flandre, les valeurs de l'indice sont très proches de 2.000, ce qui indique une nouvelle évolution positive de la concurrence sur le marché de détail. En Wallonie aussi, l'indice HHI continue de baisser vers 2.000, bien que l'évolution soit légèrement moins prononcée qu'en Flandre. A Bruxelles, on observe plutôt une stagnation des valeurs de l'indice et la concentration du marché y est toujours plus élevée que dans les deux autres régions.

Tableau 24 - Indice de concentration (HHI)

FLANDRE		BRUXELLES		WALLONIE	
					
2132	2003	4506	4508	2555	2335

L'analyse des parts de marché et de la concentration du marché montre que la concurrence croissante entre les fournisseurs signifie que les parts de marché des anciens fournisseurs standard restent sous pression. Les jeunes fournisseurs sont également en concurrence les uns avec les autres et tentent de gagner des parts de marché. Pour attirer les consommateurs, les fournisseurs utilisent les canaux de vente suivants : leur propre site Internet, des points de vente physiques dans des chaînes de magasins ou des kiosques de vente, la vente à distance, la vente porte-à-porte, les comparateurs de prix commerciaux, la participation à des achats groupés, etc. En multipliant les canaux de vente, les fournisseurs espèrent toucher autant de clients que possible.

2.6.4.2. Région flamande

Niveau de transparence :

Le VREG tente d'améliorer la transparence du marché de l'énergie en Flandre en suivant l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les clients professionnels (petites entreprises et commerces) et en fournissant des informations à ce sujet. Deux fois par an, le VREG publie à cet effet une analyse de prix détaillée : à l'automne dans son " *Marktmonitor*" et au printemps de l'année suivante dans son " *Marktrapport*".

Les données sur les prix utilisées à cet effet se basent sur les informations que les différents fournisseurs d'énergie transmettent au VREG pour le V-test, le module de comparaison des prix sur le site Internet du VREG, qui permet aux clients résidentiels et aux clients professionnels de comparer les produits, pour l'électricité et le gaz naturel, qui leur sont proposés en fonction de leurs principales caractéristiques.

La VREG publie également chaque mois des tableaux de bord interactifs¹³⁶ contenant des données sur le marché de l'énergie. Des données sont ainsi publiées sur le taux de changement, le HHI, l'offre du marché et les prix.

¹³⁶ <https://www.vreg.be/nl/energiemarkt-cijfers>

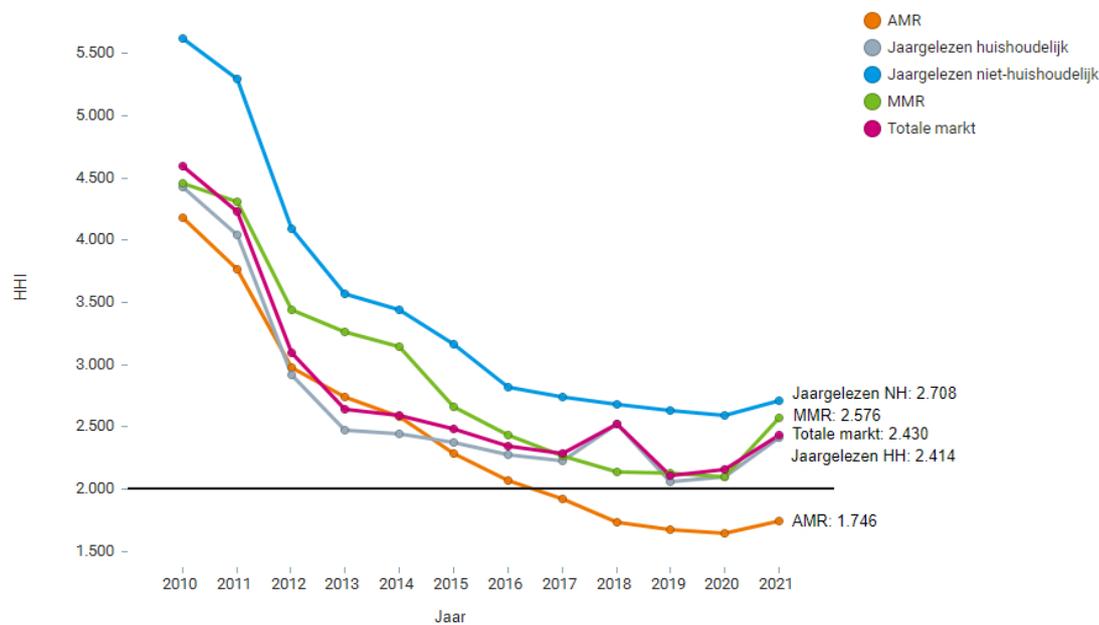
Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :

Indice HHI :

La figure suivante montre l'évolution du HHI au cours de la dernière décennie, sur la base du nombre de points d'accès. Il en ressort une augmentation du HHI dans toutes les catégories. L'augmentation de toutes les catégories entraîne également une forte hausse du HHI total basé sur le nombre de points d'accès (+16 %). On constate que pour l'instant, seule la catégorie des compteurs AMR atteint déjà un HHI inférieur au benchmark de 2 000.

L'indice HHI peut ensuite également être calculé sur la base du volume d'électricité fourni. Pour l'ensemble du marché, ce chiffre s'élève à 2.626, ce qui représente une hausse par rapport à l'année précédente (+ 19 %). Cette augmentation s'explique probablement par la faillite de deux petits fournisseurs détenant une part de marché relativement importante et par le rachat d'Essent Belgium par Luminus, qui a fait augmenter la part de marché des grands fournisseurs.

Figure 27 : Evolution du HHI de 2010-2021 (en néerlandais)

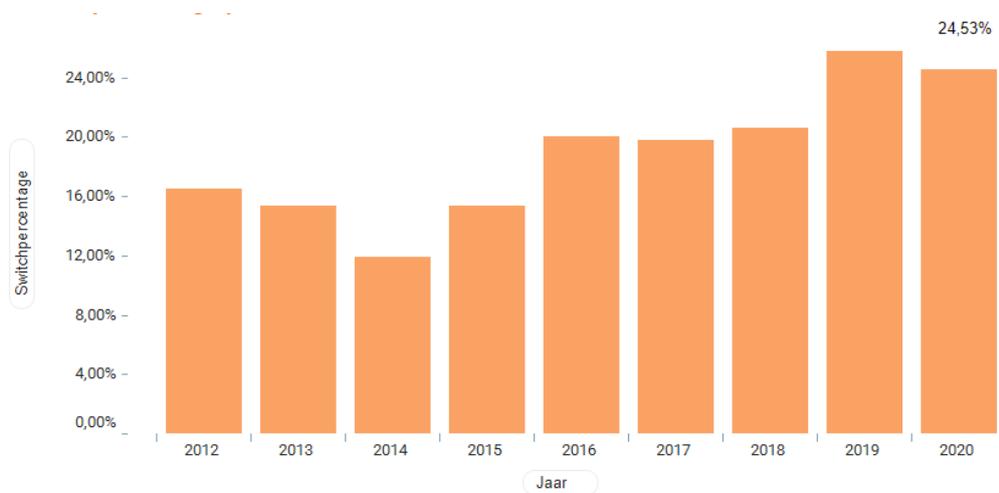


Switch :

La figure 28 rend compte, par le biais du « chiffre switch », du nombre relatif de changements effectués par les clients d'électricité sur la base de leur propre choix. Les clients dropés au gestionnaire de réseau de distribution pour cause de défaut de paiement ne sont donc pas pris en compte ici. Cette figure montre que l'année 2022 bat à nouveau le record de l'année 2020. Concrètement, 26,92 % des clients d'électricité ont choisi un nouveau fournisseur en 2021. Parmi les ménages, ce pourcentage était de 26,32 % et parmi les entreprises de 29,47 %. D'après nos enquêtes annuelles, le prix reste la principale motivation pour changer de fournisseur. Pas moins de 81 % des ménages et 77 % des entreprises ont indiqué que c'était la raison principale pour laquelle ils ont choisi un nouveau fournisseur.

On peut supposer que les faillites de *Vlaamse Energieleverancier* et de Watz jouent un rôle dans le taux de changement élevé. Les clients qui étaient chez ce fournisseur ont été contraints de chercher un autre fournisseur commercial, alors qu'ils ne l'auraient peut-être pas fait autrement. Ces changements de fournisseur sont également inclus dans le chiffre. Les clients qui n'ont pas trouvé de solution à temps se sont retrouvés chez le gestionnaire de réseau de distribution, qui assure le rôle de « fournisseur de substitution ». Ces changements ne sont pas inclus dans le chiffre.

Figure 28 : Indicateur annuel dynamique du marché de l'électricité (%)



2.6.4.3. Région wallonne

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site internet : <https://www.cwape.be/publications/document/4846>, visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Plus précisément, ce rapport a pour objectif de :

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel ;
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :

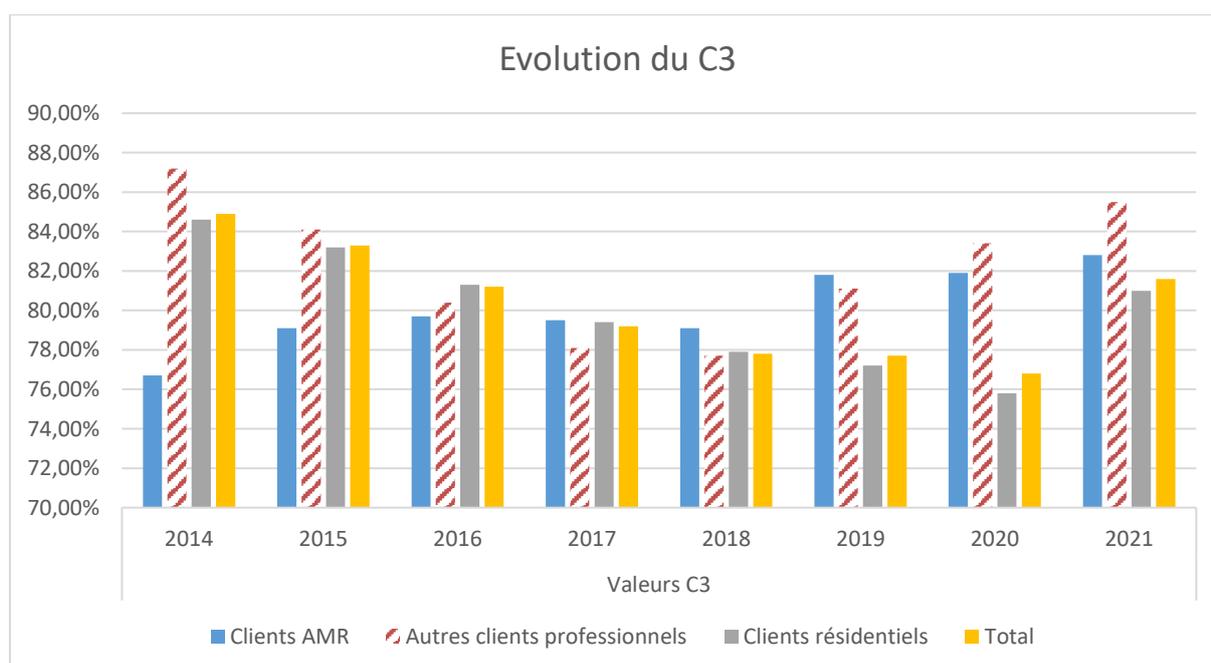
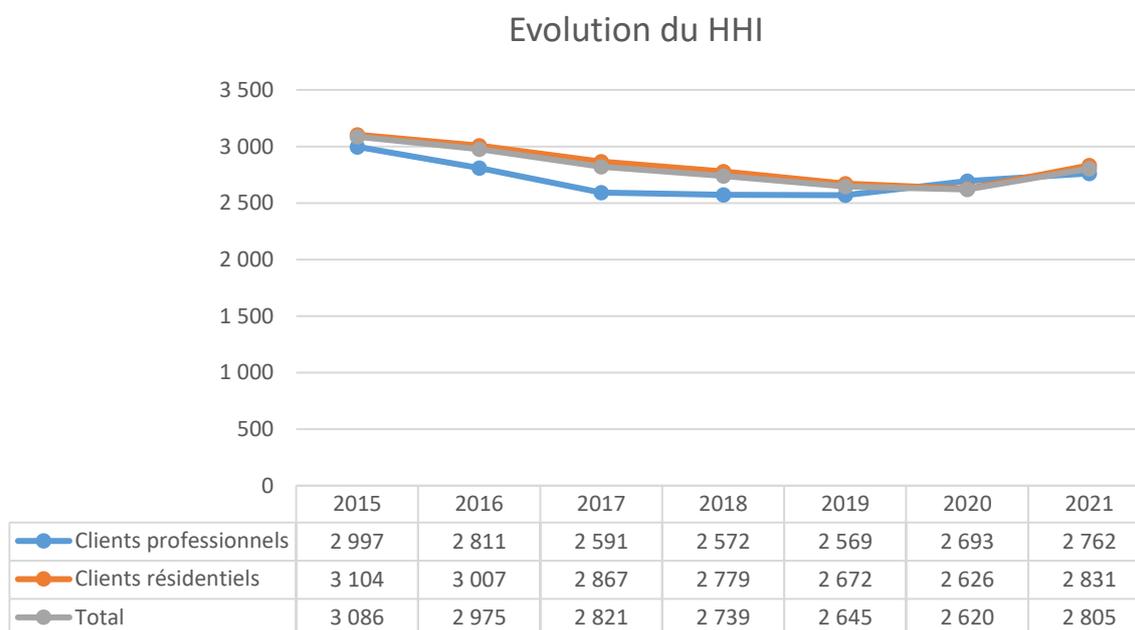
La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives notamment aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle (<https://www.cwape.be/node/174>).

HHI-index et C3 :

Tableau 25 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

Type	Valeurs HHI							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Clients professionnels	3 209	2 997	2 811	2 591	2 572	2 569	2 693	2 762
Clients résidentiels	3 212	3 104	3 007	2 867	2 779	2 672	2 626	2 831
Total	3 210	3 086	2 975	2 821	2 739	2 645	2 620	2 805
Type	Valeurs C3							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Clients AMR	76,70%	79,10%	79,70%	79,50%	79,10%	81,80%	81,90%	82,80%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%	80,40%	78,10%	77,70%	81,10%	83,40%	85,50%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%	81,30%	79,40%	77,90%	77,20%	75,80%	81,00%
Total	84,90%	83,30%	81,20%	79,20%	77,80%	77,70%	76,80%	81,60%

Figure 29 : Evolution des valeurs HHI et C3 électricité

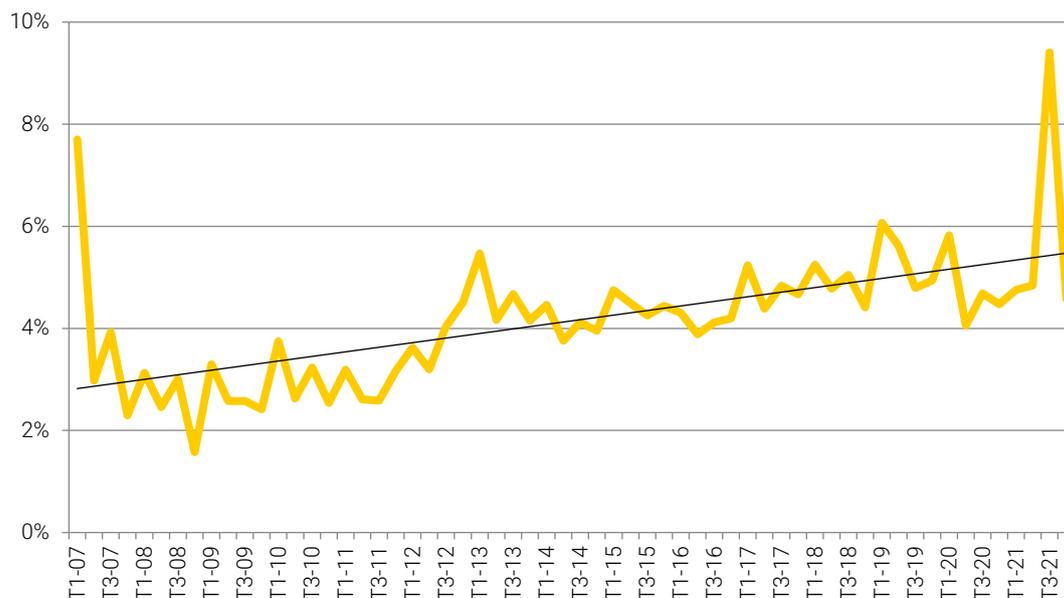


Tant l'indice HHI que l'indice C3 augmentent en 2021. Ceci est la conséquence d'une diminution du nombre de fournisseurs commerciaux mais également de la reprise d'Essent par Luminus.

Switch :

Le taux de switch moyen enregistré par trimestre en 2021 est supérieur à 2020 et se situe aux alentours des 5,9 %. On observe notamment une hausse importante du taux de switch 3ème trimestre 2021 liée à la reprise des clients d'Essent par Luminus.

Figure 30 : Marché de l'électricité - Taux de switch



2.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

En 2021, aucune nouvelle licence n'a été octroyée, mais plusieurs licences ont été retirées en Région de Bruxelles-Capitale pour la fourniture d'énergie.

Ainsi, au 31 décembre 2021, 37 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en Région de Bruxelles-Capitale: 7 ayant une licence pour l'électricité uniquement, 6 ayant une licence pour le gaz uniquement et 24 disposant de licences pour les deux vecteurs d'énergie. De tous ces détenteurs de licences de fourniture, seuls 20 fournisseurs d'électricité et 20 fournisseurs de gaz ont fourni effectivement de l'énergie aux clients finaux bruxellois. La liste complète des fournisseurs actifs par vecteur d'énergie se trouve sur le site de BRUGEL. Il est à noter que certains fournisseurs détenant une licence en RBC ne sont pas actifs sur le segment résidentiel : en décembre 2021, on compte seulement 4 fournisseurs actifs sur le segment résidentiel. Par ailleurs, les offres proposées par certains fournisseurs actifs sur le segment résidentiel comportent certaines caractéristiques (être coopérateur, domiciliation bancaire) qui induisent, d'une certaine manière, une sélection.

Tableau 25 : Évolution des parts de marchés 2021

Top 3 fournisseurs Top 3 leveranciers	Electricité / Elektriciteit		Gaz / Gas	
	En volume In volume	Points de fourniture Leveringspunten	En volume In volume	Points de fourniture Leveringspunten
ENGIE	50,3% (↓5%)	64,5% (↑0,6%)	59,5% (↓1%)	64,9% (↑1,2%)
EDF Luminus	11,5% (↑6%)	7,7% (↓3%)	8,1% (↓7%)	7,5% (↓4%)
Lampiris	19,7% (↑10%)	19% (↓2%)	17,6% (↓0,6%)	18,4% (↑0,5%)

HHI-index et C3 :

D'un point de vue économique, il est fréquent de mesurer la concentration des marchés par différents indicateurs. Les indicateurs utilisés pour les marchés d'électricité et de gaz sont l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) et l'indicateur de concentration C3, qui mesurent la concentration pour ce qui est du nombre d'acteurs actifs dans la fourniture d'énergie et de leurs parts de marché respectives.

Dans le cadre de notre analyse du marché, on observe ces indices en fonction du nombre de points de fourniture dans le portefeuille des acteurs du marché et, de manière générale, plus le HHI et le C3 sont élevés, plus le marché est concentré. De manière générale, on observe d'une part que la tendance en électricité est identique à celle du gaz et d'autre part que c'est l'activité de fourniture dans le secteur résidentiel qui donne la tendance du marché. En effet, tant pour l'électricité que pour le gaz, les évolutions des deux indices sur tout le marché (voir graphique pour toute clientèle confondue) sont fortement corrélées aux courbes des deux indices sur le segment résidentiel (voir courbes YMRR - pour « *Yearly Meter Reading Residential* », soit les clients résidentiels avec un relevé annuel des compteurs). Plus particulièrement, s'agissant de l'indice HHI, tant pour l'électricité que pour le gaz, depuis la libéralisation on observe une tendance baissière jusqu'en 2018.

Sur le segment résidentiel, on observe que cette diminution de la concentration a été plus forte entre 2011 à 2015 et qu'ensuite elle s'estompe et tend à se stabiliser autour de 700 (pour YMR) tant pour l'électricité que pour le gaz.

Sur le segment professionnel, on observe une diminution relativement importante entre 2007 et 2013 suivie d'une phase de stabilisation autour du niveau de 3500 pour l'électricité et de 4000 pour le gaz.

Concernant la mesure de la concentration par l'indicateur C3 relatif aux trois premiers acteurs qui concentrent toujours plus de 90% des parts de marché, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz, l'évolution à la baisse observée est très lente. A l'instar de l'indice HHI, on observe pour la clientèle AMR une tendance plus concurrentielle avec un indice C3 77% en gaz et 83% en électricité.

En outre, la concentration importante des marchés n'implique pas, à elle seule, nécessairement un manque de concurrence. Par conséquent, il est indiqué de coupler cet indicateur avec l'analyse de la dynamique de changement de fournisseur abordée dans la section suivante.

Figure 31 : Evolution HHI et C3

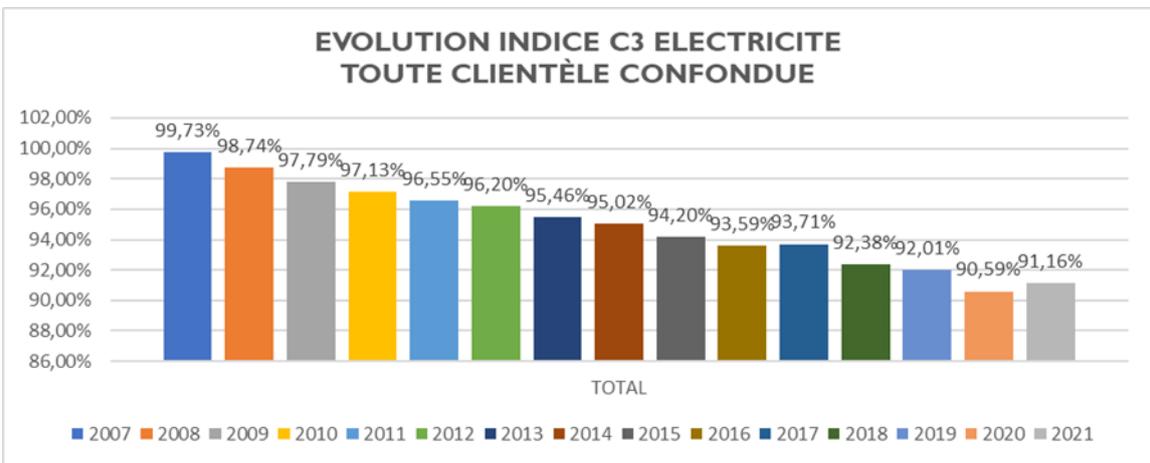
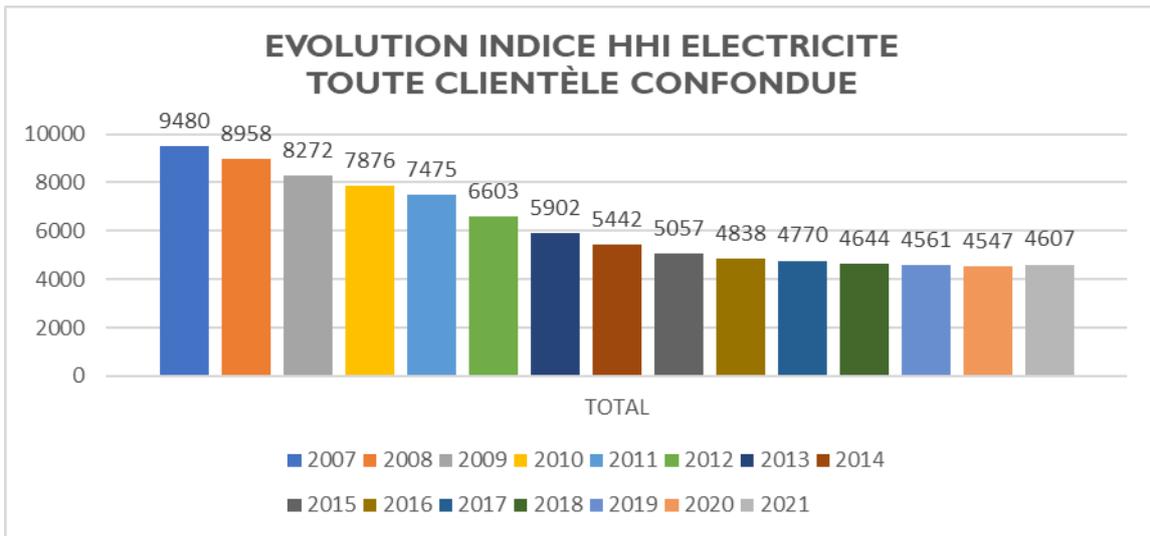
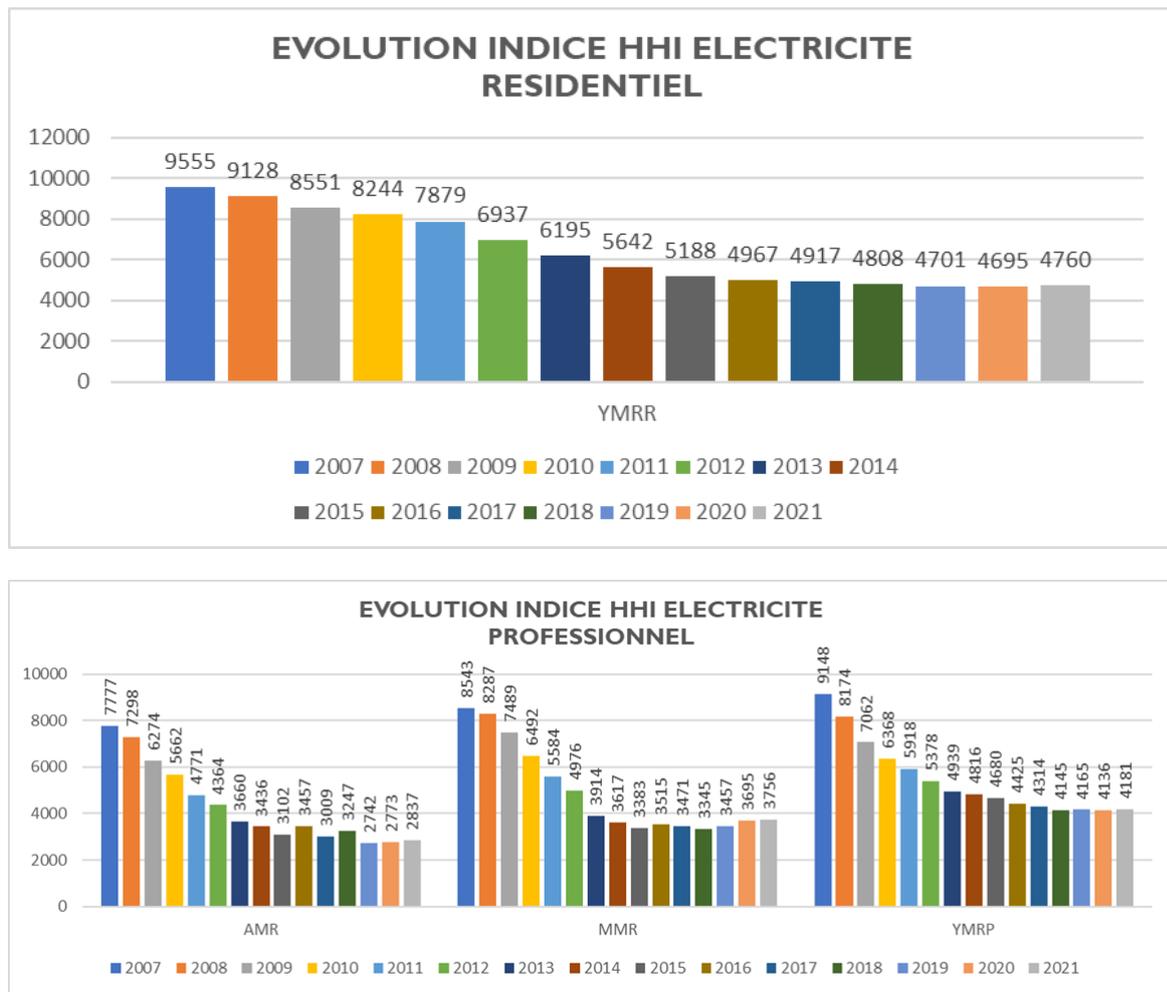


Figure 32 : Évolution indice HHI électricité clientèle résidentielle et HHI électricité clientèle professionnelle



Switch :

Dans le cadre de son analyse de marché, BRUGEL suit particulièrement les indicateurs de certains processus du marché qui relatent le niveau d'activités des fournisseurs et des consommateurs bruxellois, notamment les « *supplier switches* » et les « *combined switches* ». Il convient de souligner que la renégociation d'un contrat sans qu'il y ait eu changement de fournisseur n'est pas considéré comme un switch.

Tableau 26 : Scénarii suivis dans le cadre de l’analyse de l’activité de changement de fournisseurs

Nom du scénario	Description
Supplier Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution lorsqu’un client change de fournisseur. Les textes de loi prévoient qu’un changement de fournisseur soit effectif au plus tard 21 jours après que le nouveau fournisseur a effectué les démarches nécessaires. C’est, à tout le moins, cet indicateur qui traduit le plus fidèlement un changement de fournisseur opéré de manière délibérée par le client, notamment après une recherche d’information et une comparaison entre les fournisseurs.
Combined Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution lorsqu’un client emménage sur un point de fourniture et choisit un fournisseur différent que celui initialement actif sur le point de fourniture sans que le compteur soit fermé entretemps.

Source : BRUGEL

- Clientèle résidentielle

Les figures relatives au segment résidentiel en gaz et en électricité mettent en évidence une évolution similaire, tant pour l’indicateur « *supplier switch* » que pour l’indicateur « *combined switch* » et l’élément principal d’explication de cette similitude peut se fonder sur deux caractéristiques principales.

La première est inhérente au marché bruxellois dont le taux de pénétration du gaz est fort élevé. Dans la plupart des cas, le client résidentiel bruxellois utilise de l’électricité et du gaz pour ses besoins domestiques.

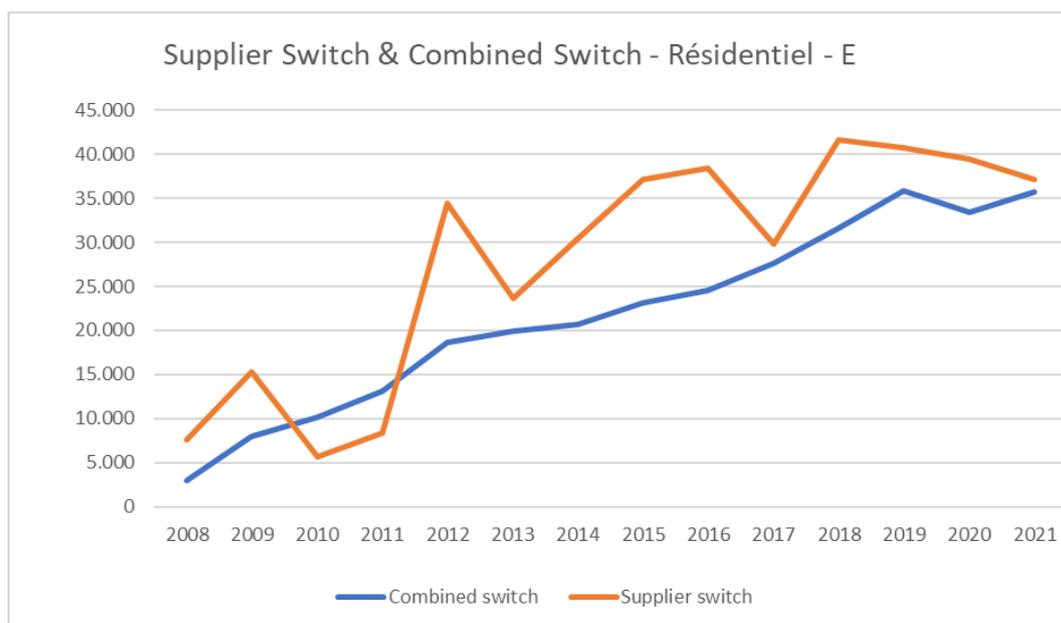
La deuxième caractéristique réside dans le fait que les gains que l’on peut engranger par un changement de fournisseur de gaz sont considérablement plus élevés par rapport à ceux induits par le changement de fournisseur d’électricité. Par conséquent, le gaz pourrait être le principal déclencheur de la volonté du client de changer de fournisseur. Etant donné que le client résidentiel disposant d’un point de fourniture de gaz a forcément un point de fourniture électricité et qu’en général, par souci de simplicité au niveau de la réception et du paiement, les clients résidentiels préfèrent disposer d’une seule facture d’énergie, le changement du fournisseur de gaz peut mener au changement de fournisseur d’électricité.

Tant pour l’indicateur « *supplier switch* » que pour l’indicateur « *combined switch* », les figures en gaz et en électricité montrent également une tendance à la hausse depuis la libéralisation.

Cependant, l’indicateur « *supplier switch* », en hausse entre 2017 et 2018, a subi une décroissance depuis 2019, pour revenir au niveau observé deux ans avant. Cette décroissance peut donc être nuancée comme étant la résultante de la stabilité du nombre de fournisseurs actifs entre 2018 et 2021.

Cette donnée vient en toute cohérence corroborer l’évolution des points de fourniture de ce fournisseur observée dans la partie dédiée aux parts de marché.

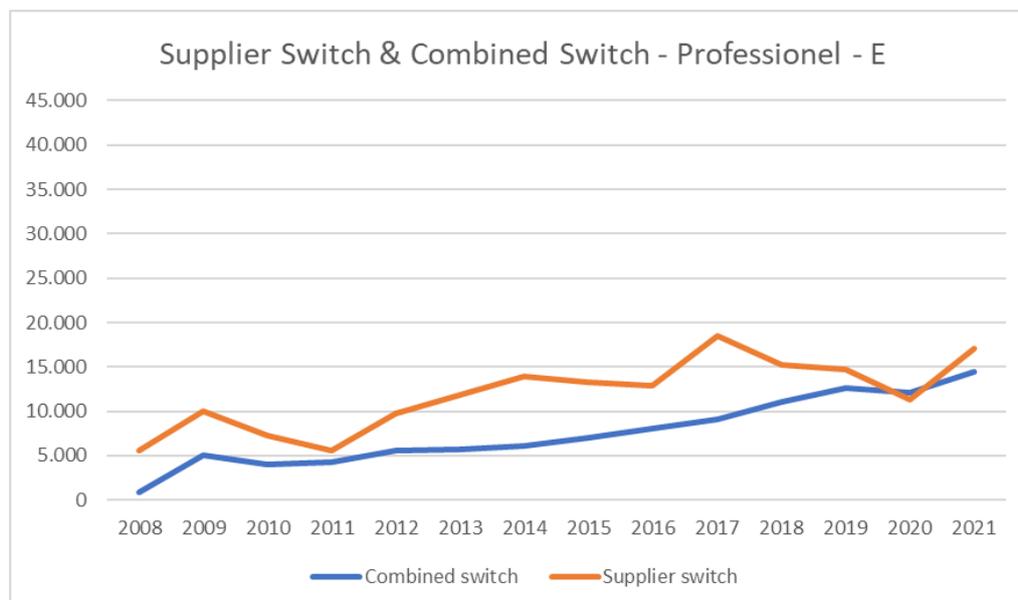
Figure 32 : Évolution *Switching*



- Clientèle professionnelle

Comme le montre la figure ci-après, les indicateurs de « *switch* » dans le segment professionnel, présentent des similitudes, en gaz et en électricité, avec le segment résidentiel, mais le segment de clientèle professionnelle ayant été le plus impacté par la crise sanitaire en 2020, le ralentissement économique voire l'arrêt de certaines activités expliquent probablement la baisse du taux de supplier switch de 25% en 2020 par rapport à 2019, qui s'est relevé en 2021 suite à la relance des activités.

Figure 33 : Évolution *Switching*



Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Comme le montrent les figures ci-après, le nombre de clients ayant le contrat par défaut est en constante diminution. Il convient de noter qu'au 31 décembre 2021, 5,85 % des clients résidentiels en électricité et 4,37 % des clients résidentiels en gaz étaient toujours alimentés par le fournisseur par défaut.

Figure 34 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – électricité



2.6.5. Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective

2.6.5.1. Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

En 2021 la CREG a réalisé un rapport relatif à l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros¹³⁷.

En 2021, la CREG a réalisé une étude relative au monitoring annuel des prix du marché de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages et les petits professionnels¹³⁸.

En outre, la CREG a réalisé en 2021 une note à destination des ménages expliquant les causes de la hausse des prix de l'énergie, ses conséquences et formule certaines recommandations¹³⁹.

Par ailleurs, suite à l'arrivée sur le marché de l'électricité des contrats à tarification dynamique, la CREG a également rédigé une note informative à destination des consommateurs relative à ces nouveaux types de contrats¹⁴⁰.

¹³⁷ Rapport (RA)2305/2 du 7 décembre 2021 relative à l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros

¹³⁸ Etude (F)2296 du 17 décembre 2021- Monitoring annuel des prix du marché de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages et les petits professionnels

¹³⁹ Note (Z)2280 du 20 août 2021 « Les prix de l'électricité et du gaz naturel affichent des niveaux (très) élevés, quel est l'impact sur les factures de décompte des ménages et quels conseils en tirer ? »

¹⁴⁰ « Les contrats à prix dynamique : des contrats d'électricité pour des consommateurs dynamiques »

2.6.5.2. Région flamande

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Comme pour les années précédentes, le VREG a mené une enquête concernant le comportement et les expériences des clients résidentiels et professionnels sur le marché flamand de l'énergie. Les résultats des enquêtes les plus récentes peuvent être consultés dans le rapport

<https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2021-18.pdf>

Pour l'édition 2021 également, nous avons mené une enquête sur le comportement et la motivation des clients d'électricité et de gaz naturel en Flandre, tant auprès des ménages que des entreprises (tant les entreprises de 1 à 4 employés que les entreprises comptant jusqu'à 200 employés).

Les enquêtes ont été menées entre la mi-juin et la mi-juillet 2021. À ce moment, on pouvait déjà constater une hausse des prix par rapport à l'année précédente, mais il ne s'agissait pas encore de prix historiquement élevés de l'énergie. Cette donnée a en tout cas une influence sur les résultats des questions concernant la perception des prix et les problèmes d'accessibilité financière.

Les résultats montrent clairement que les clients ont des difficultés à s'orienter dans le dédale d'informations sur le marché de l'énergie. Pour la première fois, les ménages et les entreprises ont été interrogés sur leur connaissance des nouvelles évolutions telles que le tarif de capacité et la possibilité de suivre leur consommation via le compteur numérique. En outre, certaines questions classiques ont également été posées, comme la connaissance de la VREG, du V-test® et de l'existence d'un gestionnaire de réseau de distribution. Tant les ménages que les entreprises obtiennent de très mauvais résultats aux questions concernant la connaissance du marché de l'énergie. La part des ménages qui indiquent qu'ils se sentent suffisamment informés sur le marché de l'énergie est historiquement faible.

Le manque d'information conduit également à une perception négative au regard des évolutions importantes dans le contexte de la transition énergétique. Ainsi, la proportion de ménages qui voient d'un mauvais œil l'arrivée du compteur numérique a sensiblement augmenté par rapport à l'année précédente. Les propriétaires de panneaux solaires en particulier ont du mal avec cela. En effet, l'arrivée du compteur numérique signifie la fin du compteur à rebours, ce qui peut décevoir certains propriétaires de panneaux solaires sur le plan financier. En outre, la majorité des ménages indiquent également qu'ils pensent que l'introduction du tarif de capacité entraînera une augmentation de leur facture énergétique. Il convient de noter ici que la majorité des ménages indiquent qu'ils ne connaissent tout simplement pas le tarif de capacité.

En revanche, il est positif que le client n'ait jamais été aussi soucieux des énergies renouvelables qu'aujourd'hui. La proportion de ménages et d'entreprises qui produisent leur propre énergie ne cesse d'augmenter au fil des ans. De plus en plus de ménages et d'entreprises ont un contrat vert. Parmi les clients qui n'ont pas encore de contrat vert, près de la moitié envisagent un contrat vert à l'avenir. Enfin, trois quarts des répondants indiquent qu'ils sont intéressés par l'électricité locale d'origine belge.

2.6.5.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

2.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

Retail market indicators (households)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	16,96	Wal : 6,088 Fl : 9,55	16,35	NAV	15,38	15,20	NAV
<i>Number of electricity customers</i>	4.836.097	Wal: 1.597.053 Fl: 2.753.028	4.895.656	4.933.916	4.993.392	5.040.854	5092003
<i>Number of registered electricity suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	60	NAV
<i>Number of active electricity suppliers</i>	29	28	31	32	30	31	29
<i>Market share of the three largest suppliers by metering points</i>	74,8%	74,9%	73,1%	75,62%	71,05%	70,1%	76,5 %
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	5	5	5	6	5
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP

<i>External switching rate (switching companies)</i>	Wal: 14,5% Fl: 13,40% Bxl: 10,5%	NAV	Wal: 18,4% Fl: 18,67% Bxl: 9,09%	Wal: 20,0% Fl: 19,63% Bxl: 12,10%	22,89%	20,88%	24,68
<i>Internal switching rate (switching offers)</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : 15 days Bru : 21 days	NAV	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 2 days	NAV	NAV
<i>Consumers under regulated tariffs</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	(480.000)	(915 000)
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2605	2700	2596	2750	2405	2420	2667
<i>Number of supply cuts by non-payment</i>					Bru : 904	252.042	NAV
<i>Evolution of the price of electricity for an average consumer (9000 kWh / year), tax included</i>	+16,7%	+7,18%	+5,74%	+10,24%	-8,1%	- 7.06	NAV

Retail market indicators (non households)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	38,78	Wal: 8,8774 Fl : 32,93	38,78	NAV	50,95	47,94	47,46
<i>Number of customers</i>	978.785	Wal : 232.184 Fl: 659.395	1.018.440	1.039.811	1.043.410	1.054.978	1051520
<i>Number of registered suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Number of active suppliers</i>	41	40	42	39	41	39	40
<i>Market share of the three largest suppliers by volume</i>	82,6%	81%	65,1%	NAV	67,4	70,4	69,8
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	5	NAV	4	4	5
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Switching rate</i>	NAV	NAV	Fl : 24,85% Bx:15;25	Fl: 24,94% Bx:15,45	Wal :18,94% Fl Bru : 17,3%	22,16%	NAV
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Fl : Wal : 15 days Bru : 21 days	NAV	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,8days	NAV	NAV
<i>Customers under regulated tariff</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	2640,85	2710

2.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

2.7.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

Demande :

La charge du réseau d'Elia représentait 70,9 TWh en 2021 contre 69,9 TWh en 2020, ce qui correspond à une diminution de 1,4 % entre 2020 et 2021.

Tableau 27 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2012-2021 (Source Elia, 2021 : données provisoires)

	Énergie (TWh)	Puissance de pointe (MW)
2012	81,7	13 369
2013	80,5	13 446
2014	77,2	12 736
2015	77,1	12 634
2016	77,1	12 734
2017	77,3	12 867
2018	76,6	12 440
2019	74,6	12 568
2020	69,9	12 241
2021	70,9	12 570

Offre :

Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2021, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique a augmenté par rapport à 2020, passant de 15 725 MW à 16 299 MW. Cette hausse de 574 MW est le résultat de différentes évolutions en 2021. En particulier, la mise en service graduelle des parcs éoliens offshore continue à contribuer à l'augmentation de la capacité installée des éoliennes offshore. Pour l'hiver 2021-2022, aucun volume de réserve stratégique n'a été contracté.

Tableau 28 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2021 (Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5 943	36,4
TGV et turbines à gaz	4 541	27,8
Centrales classiques	315	1,9
Cogénération	865	8,0
Incinérateurs	243	0,0
Moteurs diesel	5	5,3
Turbojets	177	0,5
Hydro (sans centrales de pompage-turbinage)	78	1,5
Centrales de pompage-turbinage	1 308	1,1
Éoliennes onshore	279	1,7
Éoliennes offshore	2 265	13,9
Biomasse	287	1,8
Total	16 307	100

Tableau 29 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2021 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire ¹	47 945	58,5
Gaz naturel ¹	16 676	20,4
Charbon ¹	0	0,0
Fuel ¹	4	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	11 509	14,1
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	1 088	1,3
Autres ¹	4 678	5,7
Total²	81 900	100,0

1 Source : Elia, données provisoires.

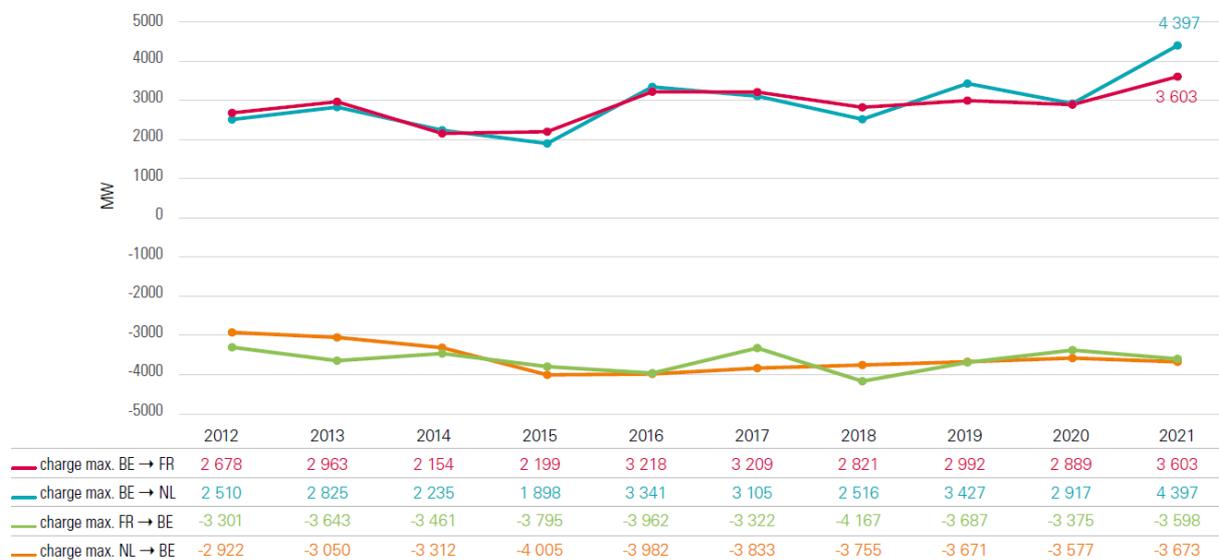
2 Source : Synergrid.

3 Source : calculs CREG (valeurs non transmises par Elia).

Sécurité opérationnelle du réseau :

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas. Cette charge physique est une combinaison de flux résultant des importations et des exportations commerciales avec la Belgique et de flux de transit sur le réseau belge. Les flux sur les frontières belges ont augmenté en comparaison à l'année 2020 avec des records absolus enregistrés vers la France de 3 602 MW en janvier et vers les Pays-Bas de 4 397 MW en mai. Ces valeurs représentent une augmentation importante de respectivement 12 % et 28 % par rapport aux valeurs maximales précédemment enregistrées. Cette augmentation est due à une combinaison de facteurs, entre autres la haute disponibilité du parc nucléaire belge, l'implémentation de la règle de 70 % de la capacité de transport à disposition du marché d'échange entre zones ainsi que le renforcement de la ligne Mercator-Horta-Avelgem et la finalisation du projet Brabo II fin 2020.

Figure 35 : Évolution entre 2012 et 2021 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas (Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



2.7.2. Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

La réserve stratégique :

Par arrêté ministériel du 13 janvier 2021 (Moniteur belge du 15 janvier 2021), la ministre de l'Énergie a donné instruction au gestionnaire du réseau de transport Elia de constituer une réserve stratégique pour un volume de 0 MW pour une période d'un an à partir du 1er novembre 2021. Par sa décision 658E/72 du 8 juillet 2021, la CREG a approuvé le solde tarifaire de l'obligation de service public « réserve stratégique » pour 2020. Par décision du 17 décembre 2021, la CREG a aussi approuvé les budgets des obligations de service public « réserve stratégique » (et « CRM ») pour 2022. Elle n'a par contre pas fixé de tarif, ces coûts étant à présent couverts par les moyens financiers de l'Etat fédéral¹⁴¹.

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.4 du présent Rapport National.

2.7.3. Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

3. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

3.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire de transport

3.1.1.1. Fluxys Belgium

Conformément à sa compétence de contrôle du respect des exigences de dissociation (*unbundling*) par le gestionnaire du réseau de transport, la CREG a conclu que les modifications apportées en 2021 dans les participations des filiales de la société mère Fluxys étaient conformes au prescrit de la loi gaz du 12 avril 1965. En 2021, il n'y a eu aucune modification dans les participations et la structure d'actionariat de Fluxys Belgium.

3.1.1.2. Interconnector (UK) Limited

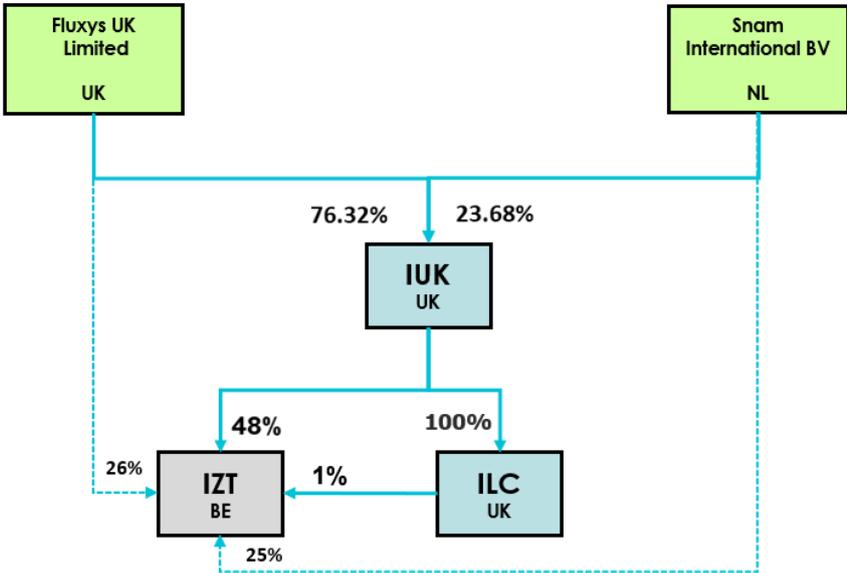
En 2020, la CREG a été informée par IUK de plusieurs changements survenus entre le 1^{er} janvier 2020 et décembre 2020. IUK est une société affiliée à Snam International BV, elle-même filiale à 100% de Snam S.p.A. ("Snam"). Snam International BV n'a pas d'intérêt direct ou indirect dans une société qui est un producteur ou un fournisseur d'électricité ou de gaz naturel et possède les 23,68 % des parts d'IUK tandis que Fluxys UK Limited en détient 76,32 %. Fluxys UK Limited est une filiale de Fluxys Europe BV, qui est elle-même une filiale de la holding Fluxys. Il n'y a eu aucun changement concernant

¹⁴¹ Décision (B)658E/75 du 17 décembre 2021 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative au tarif pour l'obligation de service public réserve stratégique à partir du 1er janvier 2022.

les actionnaires, ou leurs intérêts, dans l'IUK au cours de la période allant du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2020.

Par ailleurs, au cours de cette même période les changements suivants ont été apportés au conseil d'administration : Monsieur Elio Ruggeri a démissionné de son poste d'administrateur d'IUK le 17 janvier 2020. M. Ruggeri a également démissionné de ses postes de membre du comité d'audit et du comité de rémunération à compter du 17 janvier 2020. Monsieur Giuseppe Peluso a été nommé au conseil d'administration d'IUK le 17 janvier 2020. Giuseppe Peluso a été nommé au comité d'audit et au comité de rémunération avec effet à cette date. Au cours de l'année 2021, Interconnector UK Limited a changé de nom en Interconnector Limited. Sa structure et son actionnariat n'ont pas changé en 2021 par rapport à 2020. Fluxys et SNAM détiennent respectivement 76,32 % et 23,68 % des actions de la société.

Figure 36 : Organigramme IUK applicable au 1^{er} janvier 2020



IZT is consolidated as a subsidiary as the group exercises control over IZT. Although the group owns 49% of the shares of IZT, it is entitled to majority votes at shareholders' meetings and receives 80% of reserves distributed.

Company name	Abbreviation	Country of incorporation	UTR
Interconnector (UK) Limited	IUK	UK	6668535879
Interconnector Leasing Company Ltd	ILC	UK	5836020300
Interconnector Zeebrugge Terminal BV	IZT	Belgium	n/a

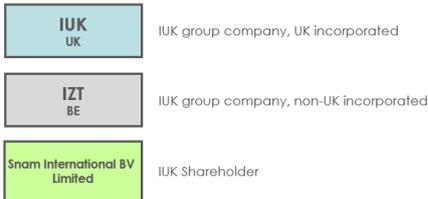
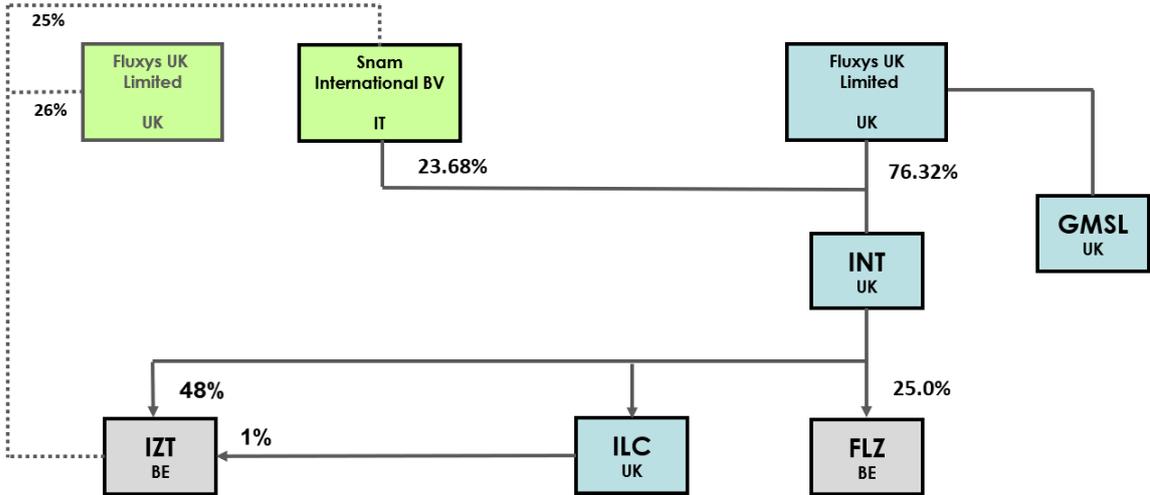


Figure 37 : Organigramme IUK applicable au 1^{er} mai 2022



All ownerships are 100% unless stated

IZT is consolidated as a subsidiary as the group exercises control over IZT. Although the group owns 49% of the shares of IZT, it is entitled to majority votes at shareholders' meetings and receives 80% of reserves distributed.

Company name	Abbreviation	Country of incorporation	UTR
Interconnector Limited	INT	UK	6668535879
FL Zeebrugge NV	FLZ	Belgium	n/a
Interconnector Leasing Company Ltd	ILC	UK	5836020300
Interconnector Zeebrugge Terminal BV	IZT	Belgium	n/a
Fluxys UK Limited	Fluxys UK	UK	5220928419
Gas Management Services Limited	GMSL	UK	5048624608

-  INT group company, UK incorporated
-  INT group company, non-UK incorporated
-  INT Shareholder

3.1.2. Réseaux fermés industriels

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

3.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

3.1.3.1. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.1 du présent rapport.

En 2021, 10 GRD sont désignés pour le marché flamand du gaz¹⁴².

3.1.3.2. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.2 du présent rapport.

3.1.3.3. Région Bruxelles-Capitale

Sibelga a été désigné seul GRD d'électricité et de gaz naturel pour la Région de Bruxelles-Capitale.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

3.1.4. Réseaux fermés professionnels

3.1.4.1. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.1 du présent rapport.

En 2021, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz n'a été reconnu par le VREG

3.1.4.2. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.2 du présent rapport.

En 2020, il n'y a pas eu de modification législative en lien avec les réseaux fermés professionnels.

La CWaPE a reconnu un réseau fermé professionnel de gaz en 2020.

¹⁴² GASELWEST (*Intercommunale Maatschappij voor Gas en Elektriciteit van het Westen*), IMEA (*Intercommunale Maatschappij voor Energievoorziening Antwerpen*), IMEWO (*Intercommunale Maatschappij voor Elektriciteitsvoorziening in West- en Oost-Vlaanderen*), INFRAx WEST, INTER-ENERGA, INTERGAS ENERGIE BV, INTERGEM (*Intercommunale Vereniging voor Energieleveringen in Midden-Vlaanderen*), IVEG (*Intercommunale voor Energie*), IVEKA (*Intercommunale Vereniging voor de Elektriciteitsdistributie in de Kempen en het Antwerpse*), IVERLEK et SIBELGAS.

3.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Le concept de réseau fermé professionnel n'a pas été transposé dans la législation qui encadre le marché du gaz (ordonnance relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale).

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

3.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

3.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

Fluxys Belgium offre un service d'équilibrage « *Service d'Imbalance Pooling* ». Ce service permet de transférer automatiquement à un autre utilisateur du réseau des déséquilibres horaires et/ou la différence entre les achats et ventes dans les services de négoce physique ZTP. Ce service offre à l'utilisateur du réseau :

- - d'éviter le suivi horaire de votre position d'équilibre, et donc tout tarif d'équilibrage ;
- - d'utiliser la capacité à Zeebrugge d'un autre utilisateur du réseau afin de transférer les soldes des opérations des services de négoce physique ZTP et ainsi parvenir à votre position d'équilibre ;
- - de regrouper différentes positions d'équilibre afin d'obtenir des « *net-offs* » entre ces positions d'équilibre.

Ce service est proposé par Fluxys Belgium tant que Balansys n'est pas opérationnel. Balansys qui est une entreprise commune fondée par Creos Luxembourg (50%) et Fluxys Belgium (50%) aura pour mission d'agir en tant qu'opérateur d'équilibrage pour l'équilibrage dans la zone BeLux, étant composé par le marché intégré du gaz H au Luxembourg et en Belgique et le marché du gaz L en Belgique.

Balansys exercera les activités suivantes:

- - performance de l'équilibrage basé sur le marché de la zone BeLux, à savoir (a) agréger les positions d'équilibrage des utilisateurs du réseau sur les réseaux respectifs de Creos Luxembourg et Fluxys Belgium et sur le ZTP et communiquer ces positions d'équilibrage aux utilisateurs du réseau et aux position d'équilibrage du marché global, (b) achat et vente de gaz à des fins d'équilibrage, et (c) facturation des frais d'équilibrage aux utilisateurs du réseau;
- - exécution de certaines tâches réglementaires consistant à rédiger, concevoir et soumettre l'accord d'équilibrage, le code d'équilibrage, le programme d'équilibrage et le tarif d'équilibrage à l'ILR et à la CREG, dans le cadre de leurs compétences, et à conclure l'accord d'équilibrage avec chaque utilisateur du réseau.

Les approbations des derniers documents réglementaires sont prévues pour 2020, année au cours de laquelle Fluxys Belgium délèguera en pratique la tâche de « *Market Based Balancing* » à Balansys.

Services auxiliaires :

Comme le modèle « *Market Based Balancing* » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire était nécessaire dans le courant de l'année 2021.

3.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

3.2.2.1. Niveau fédéral

En exécution de l'article 133, du code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel met en œuvre un système de suivi qui veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport et des services de transport de gaz naturel fournis.

Ce système de suivi permet notamment de déterminer les paramètres de qualité en matière de :

- fréquence des interruptions et/ou réductions ;
- durée moyenne des interruptions et/ou réductions ;
- cause de et de remède pour ces interruptions et/ou réductions ;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2021, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

3.2.2.2. Région flamande

Interruptions en raison de travaux planifiés :

En vertu de l'article 2.3.4 du Règlement technique de distribution de gaz, le GRD de gaz naturel a le droit, après concertation avec l'utilisateur de réseau de distribution concerné, d'interrompre l'accès au réseau de distribution de gaz naturel si la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement exigent que des travaux soient effectués au niveau du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement. Les travaux prévus pour le raccordement comprennent les travaux au niveau de la conduite de raccordement (assainissement, transfert) ou le renouvellement du compteur à gaz. Comme à l'accoutumée, les GRDs font rapport à le VREG du nombre de travaux réalisés et de la durée standard de l'indisponibilité.

Les interruptions résultant de travaux prévus ont un impact limité sur le confort des utilisateurs, vu que les utilisateurs concernés sont avertis au préalable par le gestionnaire de réseau du moment et de la durée probable de l'interruption.

Interruptions en raison de travaux non planifiés

Des travaux non planifiés sont des interventions effectuées par le GRD de gaz naturel suite à des signalements faits par les clients. Ces signalements peuvent avoir trait à une soudaine odeur de gaz, une coupure de gaz, un endommagement de l'installation ou une panne au niveau du compteur. Conformément à l'article 2.3.5 du TRDG, le GRD de gaz naturel prévoit un numéro de téléphone disponible en permanence, où des coupures peuvent être signalées et où des informations sur des interruptions peuvent être fournies. En vertu de l'article 2.2.67 § 1 du TRDG, le GRD de gaz naturel doit, dans les deux heures suivant le signalement d'une panne sur un raccordement, se trouver sur place pour débiter les travaux qui permettront de résoudre la panne.

Incidents

Un incident peut s'assimiler, par exemple, à une fuite de gaz résultant de travaux d'excavation, à la suite de laquelle l'alimentation en gaz naturel de plusieurs clients a dû être coupée. En fonction de la configuration du réseau de distribution de gaz naturel et de la gravité de la situation, le GRD essaiera de réduire au minimum les nuisances occasionnées aux utilisateurs concernés.

Durée moyenne de l'indisponibilité

L'évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz par type d'interruption (planifiée, non planifiée, incident) est illustrée à la figure ci-après.

Tableau 30 : Durée moyenne de l'indisponibilité pour le gaz naturel par consommateur en 2018-2020

Indisponibilité moyenne par client	Travaux planifiés	Travaux non planifiés	Incidents	Total
	minutes	minutes	minutes	min:sec
Moyenne 2021 (chiffre provisoire)	17,3	0,12	0,6	18 min 00 sec
Moyenne 2020	2,5	0,12	0,0	2 min 35 sec
Moyenne 2019	1,9	0,14	0,0	2 min 04 sec
Moyenne 2018	1,6	0,16	0,4	2 min 11 sec
Moyenne des 3 années précédentes	3,0	0,13	0,6	3 min 45 sec

Le chiffre pour 2021 est un chiffre provisoire, non validé.

3.2.2.3. Région wallonne

Interruptions en raison de travaux planifiés :

En vertu de l'article 129 du Règlement technique de distribution de gaz (RTG) :

« §1. Le GRD a le droit, après concertation avec les URD concernés dont la capacité est supérieure ou égale à 25 m³(n) par heure, d'interrompre l'accès au réseau de distribution lorsque la sécurité, la fiabilité et/ou l'efficacité du réseau de distribution ou du raccordement exigent des travaux sur le réseau de distribution ou les ouvrages de raccordement.

§ 2. Sauf en cas de situation d'urgence le GRD informe tous les URD et fournisseurs concernés par une interruption, au moins cinq jours ouvrables à l'avance, du début et de la durée probables de celle-ci. »

Les interruptions résultant de travaux prévus ont un impact limité sur le confort des utilisateurs, vu que les utilisateurs concernés sont avertis au préalable par le gestionnaire de réseau du moment et de la durée probable de l'interruption.

Interruptions en raison de travaux non planifiés

Des travaux non planifiés sont des interventions effectuées par le GRD de gaz naturel à la suite de signalements faits par les clients. Ces signalements peuvent avoir trait à une soudaine odeur de gaz, une coupure de gaz, un endommagement de l'installation ou une panne au niveau du compteur. Le GRD de gaz naturel prévoit un numéro de téléphone disponible en permanence, où des coupures peuvent être signalées et où des informations sur des interruptions peuvent être fournies (ex. durée probable de l'interruption). En vertu de l'article 5, § 3, du RTG, le GRD de gaz naturel doit, dans les deux heures suivant le signalement d'une panne sur un raccordement, se trouver sur place pour débiter les travaux qui permettront de résoudre la panne.

Incidents

Un incident peut s'assimiler, par exemple, à une fuite de gaz résultant de travaux d'excavation, à la suite de laquelle l'alimentation en gaz naturel de plusieurs clients a dû être coupée. En fonction de la configuration du réseau de distribution de gaz naturel et de la gravité de la situation, le GRD essaiera de réduire au minimum les nuisances occasionnées aux utilisateurs concernés.

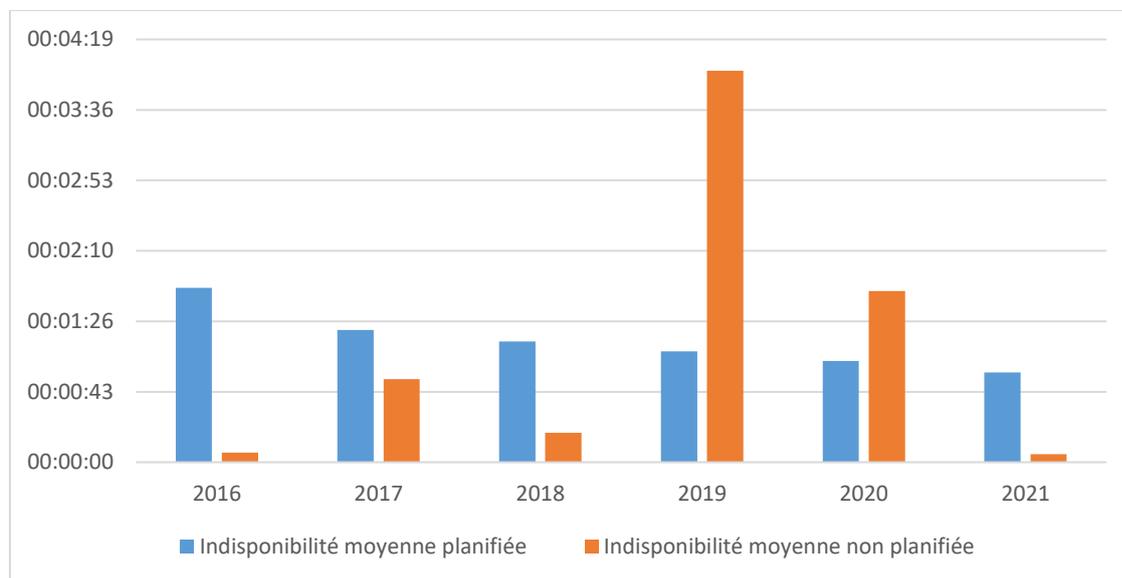
Reporting lié à l'indisponibilité

Les GRD rapportent à la CWaPE les interruptions de fourniture non planifiées : leur localisation, le nombre de cas, le nombre de clients concernés et l'origine de la cause (tiers ou GRD). La durée de l'interruption en elle-même n'est pas monitorée compte-tenu du fait que la sécurité des personnes et des installations doit primer sur la vitesse de rétablissement de la fourniture. Seul le délai moyen d'arrivée sur site, par niveau d'urgence, est monitoré.

3.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le suivi des indicateurs de qualité est également réalisé pour l'alimentation en gaz des consommateurs bruxellois. L'évolution de l'indisponibilité moyenne de ces derniers en fonction du type d'interruption (planifiée et non planifiée) est illustrée à la figure ci-dessous.

Figure 38 : Évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz



En général, l'indisponibilité en gaz des consommateurs bruxellois est également essentiellement liée à des travaux planifiés. Comme ces derniers sont annoncés à l'avance ou s'effectuent en concertation avec les clients finaux, les désagréments pour ceux-ci restent limités. Les interruptions d'alimentation non planifiées sont effectivement relativement rares en gaz. De manière générale, **la qualité d'alimentation des consommateurs bruxellois reste très bonne**. En effet, en 2021, un consommateur de gaz bruxellois a été privé d'alimentation en moyenne pendant **1 minute** quel que soit le type d'interruption (planifiée pour cause de travaux ou non planifiée). L'analyse complète de l'ensemble des indicateurs de qualité d'alimentation en gaz et électricité pour 2021 fera l'objet d'un rapport spécifique qui sera publié par BRUGEL courant de l'année 2022.

3.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations

3.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordements :

Conformément à la loi gaz, la CREG est chargée de la surveillance du temps pris par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pour effectuer les raccordements et les réparations. En 2021, un nouveau raccordement a été réalisé pour un client final et un pour la distribution publique. La réalisation de ces nouveaux raccordement a été respectivement de 21 mois et 60 mois.

Réparations :

Il y a eu, en 2020, 9 réparations suite à des accidents ou des incidents et 19 réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Deux des neuf réparations non planifiées ont été réalisées en un jour deux en deux jours, et les cinq autres ont pris entre quelques jours et quelques mois. Toutes l'ont été après concertation avec - et sans impact sur - les *shippers* ou les clients finals. Les 19 réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter un impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent quelques jours) et exécutées en collaboration avec le client final et/ou les *shippers* concernés.

3.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

En matière de gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- raccordement « simple » (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement $\leq 16 \text{ m}^3/\text{h}$) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement;
- raccordement « pas simple »: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou production de gaz renouvelable ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation.

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

Réparations :

Les réparations où une interruption a eu lieu font partie des chiffres d'indisponibilité du point 3.2.2.2.

Indemnités :

En 2021, 4 demandes d'indemnités forfaitaires pour retard de raccordement ont été payées. La moyenne des 3 années précédentes est de 9 cas payés par an

3.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

En matière de raccordement gaz en Wallonie, les délais de raccordement prévus au règlement technique sont les suivants :

- raccordement « simple » (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement $\leq 16 \text{ m}^3/\text{h}$) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours ouvrables après réception par le GRD de toutes les autorisations administratives nécessaires. A cet effet, ce dernier entreprend les démarches nécessaires dans les 5 jours ouvrables suivant réception d'une commande ferme de la part du demandeur. Le délai de réalisation peut être étendu si des travaux en voirie et/ou une extension du réseau sont nécessaires ou pour des raisons techniques ou administratives se justifient ;
- raccordement « non simple »: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. L'offre de raccordement précise le délai.

Un monitoring des délais de raccordement est fait chaque année au travers du rapport qualité du GRD. Les données suivantes sont entre autres collectées : nombre de dossier, nombre de cas de dépassement de délais, nombre de dépassement de délais pour les demandes d'autorisation, nombre de plaintes justifiées pour dépassement de délais.

Réparations :

Dans le cadre du rapport qualité que le GRD transmet annuellement au régulateur, sont rapportés :

- les demandes d'intervention par cause et par objet en distinguant les demandes qui se sont avérées justifiées et non justifiées ;
- les temps moyens d'intervention par niveau d'urgence et par type de panne (délai moyen d'arrivée sur site et durée moyenne d'intervention).

Toutefois, aucun indicateur de performance n'est appliqué à la durée moyenne d'intervention, la sécurité des biens et personnes étant prioritaire sur ce délai.

En Wallonie aucun monitoring n'est effectué à ce sujet.

3.2.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En ce qui concerne le gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour les raccordements standards, le raccordement est réalisé dans un délai de vingt jours ouvrables commençant à courir, sauf convention contraire, à partir du paiement de l'offre, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis et pour autant que l'utilisateur du réseau de distribution ait réalisé les travaux à sa charge ;
- pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement.

En 2021, SIBELGA a reçu une plainte concernant les procédures de raccordement mais qui a été déclarée non fondée.

Indemnisations :

Il s'agit des cas dans lesquels un client s'est trouvé en situation d'interruption de fourniture de gaz en raison d'une faute administrative commise par SIBELGA

Domage matériel direct :

Il s'agit des cas dans lesquels un client s'est trouvé en situation d'interruption de fourniture de gaz due à une faute commise par Sibelga ayant entraîné un dommage matériel direct.

L'année 2021 a été marquée par le dépôt de 3 plaintes pour le gaz :

Tableau 31 : Nombre de plaintes

<u>GAZ</u>	<u>Raison</u>	<u>Nombre de plaintes</u>	<u>Plainte fondées</u>	<u>Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai</u>
	absence de fourniture suite à une erreur administrative			0
	retard de raccordement			0
	dommage suite à une faute			0

3.2.4. Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires

Les développements relatifs aux conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires repris dans le Rapport National de la Belgique 2017 restent d'actualité en 2021.

3.2.5. Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage

Le régime de conditions d'accès négocié de stockage n'est pas d'application en Belgique.

3.2.6. Monitoring des mesures de sauvegarde

En 2021, l'Etat belge n'a pris aucune mesure de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Maximum gas daily consumption (TWh/day).</i>	0,933	0,957	0,988	1,030	1,053	0,949	1.148
<i>Pipeline entry capacity in TWh/y.</i>	11388	11388	11388	11388	11388	11388	11388
<i>Pipeline exit capacity (exports) in TWh/y</i>	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760
<i>LNG import capacity (maximum technical availability) in TWh/y</i>	172,57	172,57	172,57	172,57	172,57	172,57	172,57
<i>Maximum peak outflow rate of all LNG terminals in the country (TWh/day)</i>	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728
<i>LNG Gas Storage Capacity</i>	386000	386000	386000	386000	566000	566000	566000
<i>Underground gas storage-working gas volume in m³(n)</i>	700000000	700000000	700000000	700000000	700000000	700000000	700000000
<i>Underground gas storage-Maximum withdrawal capacity (TWh/day)</i>	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0.174
<i>Number of TSOs</i>	2	2	2	2	2	2	2

<i>Extension of TSO grid (km)</i>	0	0	0	0	0	0	0
<i>Number of DSOs</i>	5	5	5	4	4	4	4
<i>Extension of DSO grid (km)</i>	746	547	296	648,488	+534,8	+442	NAV

3.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

3.3.1. Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited

Méthodologie tarifaire transport, stockage de Fluxys Belgium et GNL de Fluxys LNG :

- Période réglementaire 2020-2023

Comme évoqué dans son rapport annuel 2018, la CREG a approuvé en juin 2018 l'arrêté définitif fixant la méthodologie de détermination des tarifs de transport, de stockage et de GNL pour la période 2020-2023.

- Période réglementaire 2024-2027

Pour la période 2024-2027, la CREG a conclu, le 16 décembre 2021, un accord avec Fluxys Belgium et Fluxys LNG relatif aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs.

Méthodologie tarifaire d'Interconnector (UK) Limited :

En application de l'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le raccordement et l'utilisation d'une interconnexion, Interconnector (UK) Ltd a soumis à la CREG, le 31 mars 2020¹⁴³, son rapport tarifaire pour la période du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2020.

Dans le cadre de ses missions de surveillance, et plus particulièrement sur le reporting de l'exercice 2020, la CREG a décidé que l'application par Interconnector Limited des tarifs dans la période du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2020 a entraîné une augmentation de £ 23 096 000 du compte d'égalisation (solde réglementaire)¹⁴⁴.

Evolution des tarifs de transport et de stockage de Fluxys Belgium :

Tarifs de transport 2020-2023 :

Comme détaillé dans le précédent rapport national, le 7 mai 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire de Fluxys Belgium pour les tarifs de transport de gaz naturel portant sur la période réglementaire 2020-2023. Pour un client belge moyen, la baisse tarifaire sur la période 2020-2023 est d'environ 5 % par rapport aux tarifs 2019 indexés.

¹⁴³ Décision (B)1442/7 du 3 septembre 2020 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduits par Interconnector(UK) Ltd pour la période du 1^{er} octobre 2018 jusqu'au 31 décembre 2019.

¹⁴⁴ Décision (B)1442/8 du 8 juillet 2021 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector Ltd pour la période du 1er janvier 2020 jusqu'au 31 décembre 2020.

Pour plus d'info consulter le lien suivant : <https://www.creg.be/fr/professionnels/acces-au-reseau/gaz-naturel-transport-stockage-et-gnl/tarifs-fluxys-et-balansys>

Tarifs de stockage 2020-2023

Par ailleurs, la CREG a approuvé¹⁴⁵ des nouveaux tarifs pour les services de stockage de gaz naturel à Loenhout à partir du 1er juillet 2021. Grâce notamment à une hausse des ventes lors des exercices 2019-2020, Fluxys a pu proposer à la CREG des tarifs actualisés affichant une diminution de 30 % en faveur des utilisateurs du stockage à partir du 1er juillet et ce, dans un environnement concurrentiel. La décision de la CREG prévoit également que pendant la période régulatoire, la CREG et Fluxys Belgium veillent à ce que les tarifs demeurent proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire. Si ce n'était plus le cas, une proposition tarifaire actualisée doit être soumise à la CREG après consultation publique.

Tarifs d'équilibrage 2021

Par décision du 2 décembre 2021, la CREG a approuvé la proposition de Balansys des tarifs d'équilibrage qui seront d'application en 2022. La redevance de déséquilibre journalier et infra journalier est ainsi maintenue à son niveau actuel, tandis que la redevance à des fins de neutralité est ramenée à - 0,021 €/MWh¹⁴⁶.

Tarifs du terminal GNL

Comme indiqué dans notre précédent rapport annuel d'activités, le 27 juin 2019, la CREG approuvait de nouveaux tarifs pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebruges pour la période 2020-2044. Le 20 janvier 2021, Fluxys LNG a soumis à l'approbation de la CREG sa proposition tarifaire actualisée pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge. Le 11 février 2021, la CREG a décidé que cette proposition tarifaire devait être adaptée sur trois points pour pouvoir être approuvée. Le 17 février 2021, Fluxys LNG a introduit un amendement à sa proposition tarifaire actualisée qui comprend sa réponse aux remarques formulées dans le projet de décision de la CREG du 11 février 2021.

Le 25 février 2021, la CREG a décidé de confirmer le tarif de la capacité d'émission autonome suite à l'introduction d'un investissement dans de la capacité d'émission autonome supplémentaire. La CREG a aussi approuvé le montant et le rendement accordés à cet investissement qui comprend l'installation de trois nouveaux *Open Rack Vaporisers* (ORVs) et d'installations nécessaires à l'exploitation de ces trois ORVs¹⁴⁷.

Le 27 octobre 2021, Fluxys LNG a soumis à la CREG une nouvelle proposition tarifaire actualisée, à laquelle elle a joint son rapport de consultation. Par décision du 2 décembre 2021, la CREG a approuvé les tarifs soumis pour les nouveaux services de liquéfaction de bioGNL et confirmé le tarif du service de liquéfaction virtuelle, renommé service de liquéfaction *backhaul*¹⁴⁸.

¹⁴⁵ Decision (B)656G/46 du 1er juillet 2021 sur les amendements a la proposition tarifaire de Fluxys Belgium relative aux tarifs des services de stockage pour les années 2020-2023.

¹⁴⁶ Decision (B)2121/3 du 2 décembre 2021 sur la redevance d'équilibrage a des fins de neutralite et la valeur du petit ajustement pour la periode du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022.

¹⁴⁷ Décision (B)657G/21 du 25 février 2021 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge.

¹⁴⁸ Décision (B)657G/23 du 2 décembre 2021 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge.

Soldes de Fluxys Belgium et Fluxys LNG:

Conformément à la méthodologie tarifaire qui lui est applicable, Fluxys Belgium a introduit son rapport tarifaire le 1er mars 2021. Ce rapport ayant été rejeté par la CREG, Fluxys Belgium a introduit un rapport adapté le 11 juin 2021.

Le 8 juillet 2021, la CREG a décidé que l'application des tarifs en 2020 résultait en une diminution nette du compte de régularisation de l'activité de transport de 70 901 111 EUR, dont le solde s'élevait à 300 020 541 EUR au 31 décembre 2020 et en une augmentation du compte de régularisation de l'activité de stockage de 12 827 172 EUR, dont le solde s'élevait à 45 252 923 EUR au 31 décembre 2020¹⁴⁹.

Toutefois, en utilisant une partie importante du compte de régularisation, la CREG a pu réaliser une diminution tarifaire de 30 % en faveur des utilisateurs des services de stockage à partir du 1er juillet 2021 et ce, dans un environnement concurrentiel.

Conformément à la méthodologie tarifaire qui lui est applicable, Fluxys LNG a introduit son rapport tarifaire le 1er mars 2021. Ce rapport ayant été rejeté par la CREG, Fluxys LNG a introduit un rapport adapté le 11 juin 2021. Le 8 juillet 2021, la CREG a décidé que l'application des tarifs en 2020 résultait en une diminution nette du compte d'attente IRR de l'activité de terminalling de 3 262 194 EUR et dont le solde s'élève à 68 442 662 EUR au 31 décembre 2020¹⁵⁰.

3.3.2. Tarifs de distribution

3.3.2.1. Niveau fédéral

Dans son étude annuelle (n° 2223) sur les composantes des prix, la CREG fait les constats suivants en ce qui concerne les tarifs de distribution 2020 :

Pour le client résidentiel, par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 27,42 % plus élevé en 2020 pour un client-type T2. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T2 a augmenté en moyenne de 14,72 % (+ 1,47 EUR/MWh), le tarif d'obligations de service public baissant de 4,37 % . À Bruxelles, l'augmentation s'élève à + 2,48 % (+ 0,27 EUR/MWh), alors que le tarif des obligations de service public a diminué de 123,86 %. En Wallonie, la hausse est plus forte et atteint + 66,08 % (6,84 EUR/MWh), dont 49,30 % peuvent être imputés à la hausse du tarif des obligations de service public. Pour un client type T2, la part du tarif des obligations de service public s'élève en 2020 à 3,46 % en Flandre, à 2,42 % à Bruxelles et à 20,69 % en Wallonie.

Pour le client professionnel, par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 27,47 % plus élevé en 2020 pour un client type T4. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T4 a augmenté en moyenne de 4,99 % (0,12 EUR/MWh). À Bruxelles, l'augmentation s'élève à + 7,22 % (+ 0,20 EUR/MWh). En Wallonie, l'augmentation est plus forte et atteint + 70,57 % (1,80 EUR/MWh).

¹⁴⁹ Décision (B)656G/45 du 8 juillet 2021 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2020.

¹⁵⁰ Decision (B)657G/22 du 8 juillet 2021 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2020.

3.3.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.2 du présent rapport.

Tableau 31 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2021-31/12/2021)

GAS Vanaf 01.01.21 t.e.m. 31.12.21	Distributierieven, incl. btw (21%)						Heffingen, incl. btw		
	Distributie						Databeheer (€/jaar)	Energiebijdrage (c€/kWh)	Federale bijdrage (c€/kWh)
	T1		T2		T3				
	0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar				
Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)				
FLUVIUS ANTWERPEN	16,21	2,38	101,35	0,68	405,41	0,47	13,64	0,12073	0,06559
FLUVIUS LIMBURG	16,46	1,90	60,89	1,01	823,33	0,50	13,64	0,12073	0,06559
FLUVIUS WEST	7,77	2,85	89,02	1,23	892,86	0,69	13,64	0,12073	0,06559
GASELWEST	14,70	2,14	64,76	1,14	632,16	0,76	13,64	0,12073	0,06559
IMEWO	17,25	2,50	96,82	0,91	478,13	0,66	13,64	0,12073	0,06559
INTERGEM	13,18	1,93	63,60	0,92	511,82	0,63	13,64	0,12073	0,06559
IVEKA	14,57	2,12	78,27	0,84	489,24	0,57	13,64	0,12073	0,06559
IVERLEK	14,33	2,08	71,41	0,94	535,30	0,63	13,64	0,12073	0,06559
SIBELGAS	14,63	2,17	81,13	0,84	179,44	0,78	13,64	0,12073	0,06559

Tableau 32 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2021-31/12/2021)

GAS Vanaf 01.01.21 t.e.m. 31.12.21	Distributierieven, excl. btw						Heffingen, excl. btw		
	Distributie						Databeheer (€/jaar)	Energiebijdrage (c€/kWh)	Federale bijdrage (c€/kWh)
	T1		T2		T3				
	0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar				
Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)				
FLUVIUS ANTWERPEN	13,40	1,97	83,76	0,56	335,05	0,39	11,27	0,09978	0,06559
FLUVIUS LIMBURG	13,60	1,57	50,32	0,83	680,44	0,41	11,27	0,09978	0,06559
FLUVIUS WEST	6,42	2,36	73,57	1,01	737,90	0,57	11,27	0,09978	0,06559
GASELWEST	12,15	1,77	53,52	0,94	522,45	0,63	11,27	0,09978	0,06559
IMEWO	14,26	2,07	80,02	0,75	395,15	0,54	11,27	0,09978	0,06559
INTERGEM	10,89	1,60	52,56	0,76	422,99	0,52	11,27	0,09978	0,06559
IVEKA	12,04	1,75	64,69	0,70	404,33	0,47	11,27	0,09978	0,06559
IVERLEK	11,84	1,72	59,02	0,77	442,40	0,52	11,27	0,09978	0,06559
SIBELGAS	12,09	1,80	67,05	0,70	148,30	0,64	11,27	0,09978	0,06559

Revenu autorisé 2022 :

En application de la méthodologie tarifaire 2021-2024, le VREG a déterminé le 8 octobre 2021 le revenu autorisé de chaque gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel à partir de ses tarifs périodiques de réseau de distribution pour l'année 2022. Le 11 janvier 2022, les revenus autorisés ont changé.

Le revenu total autorisé est de 0,5 milliards EUR, soit environ 5,8% de moins qu'en 2021.

Tableau 33 : planfonds de revenus 2022

	Exogène	Endogène	Total	2022/2021
Fluvius Antwerpen	4.032.058,11 €	79.008.866,47 €	83.040.925 €	-2,0%
Fluvius Limburg	-2.740.027,24 €	53.344.077,28 €	50.604.050 €	-12,8%
Fluvius West	-7.599,83 €	12.892.128,99 €	12.884.529 €	-8,0%
Gaselwest	-1.497.425,10 €	69.286.821,25 €	67.789.396 €	-4,4%

Imewo	-692.685,95 €	90.828.115,41 €	90.135.429 €	-5,4%
Intergem	-1.193.629,24 €	40.144.014,23 €	38.950.385 €	-6,2%
Iveka	-164.796,10 €	32.439.536,29 €	32.274.740 €	-8,2%
Iverlek	-941.053,64 €	78.422.873,47 €	77.481.820 €	-5,1%
Sibelgas	894.363,36 €	8.971.610,79 €	9.865.974 €	-2,4%
Total	-2.310.796 €	465.338.044,17 €	463.027.249 €	-5,8%
	-1%	101%	100%	

Soldes 2020:

Pour les GRD de gaz naturel, nous constatons pour 2020 un excédent global de 4,5 % sur un budget total d'environ 0,5 milliard EUR.

Tableau 34 : soldes réglementaires 2020

Soldes réglementaires	Gaz naturel (€)
Coûts exogènes	+1,7 million
Différences de volume	-18,9 millions
Réindexation	-3,4 million
Impôt des sociétés	-0,0 million
+ = déficit et - = excédent	

3.3.2.3. Région wallonne

Méthodologie tarifaire 2019-2023

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.3 du présent rapport.

Tarifs de distribution 2019-2023

Entre le 28 novembre 2018 et le 7 février 2019, la CWaPE a approuvé les propositions de tarifs périodiques de gaz des gestionnaires de réseau de distribution ORES Assets et RESA pour les années 2019 à 2023.

Le mandat octroyé à Gaselwest en tant que gestionnaire de réseau de distribution pour le territoire des communes de Celles, Comines-Warneton, Ellezelles et Mont-de-l'Enclus ayant été transféré, en date du 1^{er} janvier 2019, à l'intercommunale ORES Assets, les tarifs gaz du secteur ORES Mouscron sont d'application pour ces quatre communes wallonnes et ce, depuis le 1^{er} janvier 2019.

Ores Assets

Le 13 janvier 2021, la CWaPE a approuvé les soldes régulatoires gaz d'ORES Assets concernant les exercices d'exploitation 2017 et 2018 sous la condition résolutoire de la cassation de l'arrêt de la Cour des marchés du 7 octobre 2020.

Le 29 avril 2021, la CWaPE a approuvé le solde régulateur gaz d'ORES Assets concernant l'exercice d'exploitation 201 et a décidé d'affecter les soldes régulatoires gaz 2017,2018 et 2019 aux tarifs de distribution de gaz de l'année 2022.

Resa

Le 26 novembre 2020, la CWaPE a approuvé les soldes régulatoires gaz de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2019 et a décidé de les affecter aux tarifs de distribution des années 2021 à 2023.

Le 1er avril 2021, la CWaPE a approuvé les soldes régulatoires gaz de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2018 et a décidé de les affecter aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

Le 1er avril 2021, la CWaPE a approuvé les soldes régulatoires électricité de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2020 et a décidé de les affecter partiellement aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

Le 1er décembre 2021, la CWaPE a approuvé les propositions de révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives aux projets spécifiques de déploiement des compteurs communicants gaz de RESA ainsi que les soldes régulatoires résultant de la révision de ce budget et a décidé d'affecter partiellement le solde régulateur issu de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants gaz aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

Figure 39 : Coûts de distribution gaz 2019-2023 pour les clients de la catégorie tarifaire T2 (<50 MWh) hors TVA.

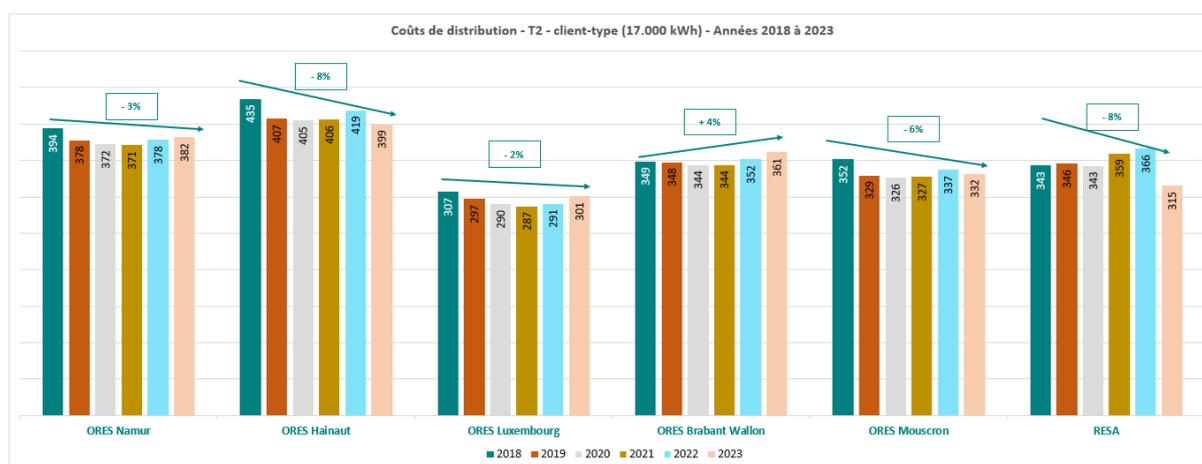


Figure 40 : Coûts de distribution gaz 2019-2023 pour les clients de la catégorie tarifaire T4 (> 1000 MWh avec relevé mensuel) hors TVA.

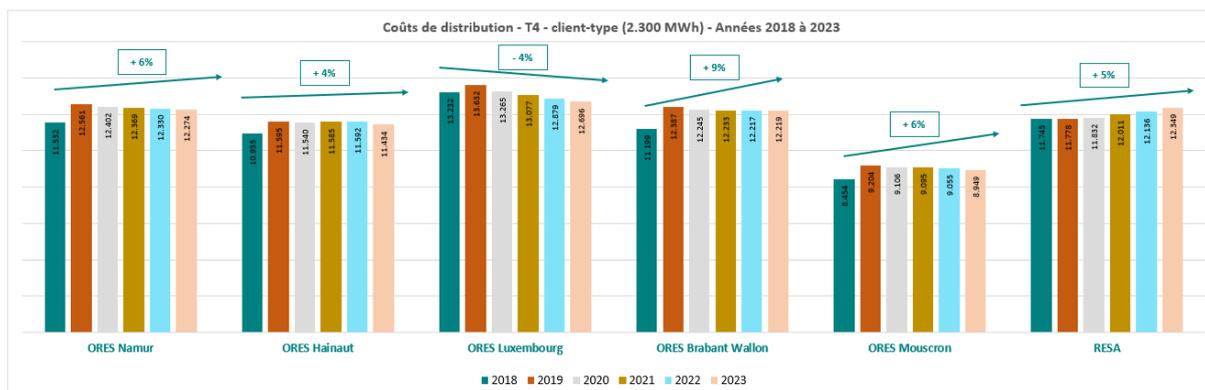
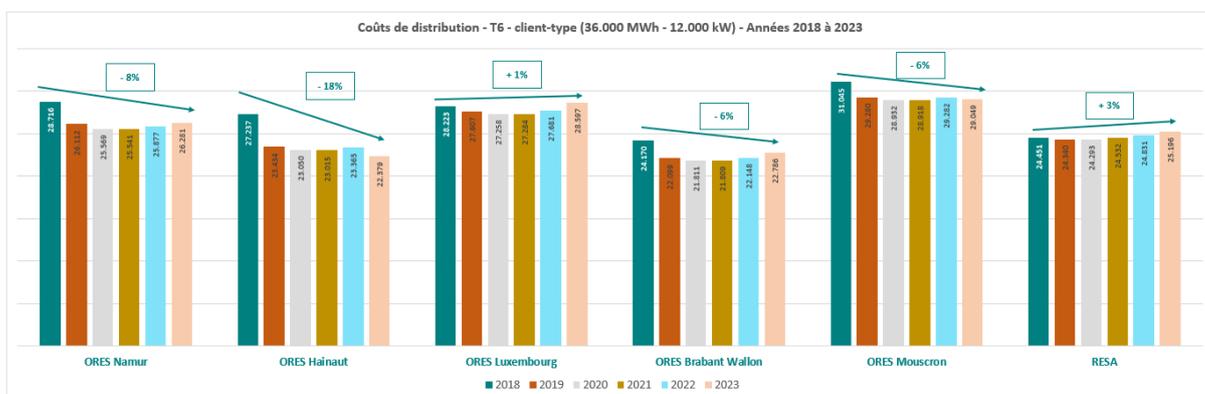


Figure 41 : Coûts de distribution gaz 2019-2023 pour les clients de la catégorie tarifaire T6 (> 10.000 MWh avec relevé automatique) hors TVA.



Contrôle des soldes régulateurs rapportés des GRD :

A fin décembre 2021, la CWaPe a approuvé la valeur définitive des soldes régulateurs pour les années 2008 à 2020 des gestionnaires de réseau de distribution de gaz actifs en Wallonie.

Secteur Gaz	2016		2017			2018			2019			2020		
	Contrôle en cours	Approbation	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus
GRD actifs en Wallonie														
GASELWEST		X		X			X		Transfert des communes de Celles, Comines-Warminet, Ellezelles et Mont-de-Fénieux à DRES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warminet, Ellezelles et Mont-de-Fénieux à DRES ASSETS		
ORES ASSETS		X		X			X							
RESA		X		X			X			X			X	

Le solde régulateur cumulé 2008-2020 établi sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution au travers de leurs rapport(s) annuel(s) tarifaire(s) s'élève, pour la Wallonie, à **-42,9 Mio EUR** pour le secteur gaz (créance tarifaire).

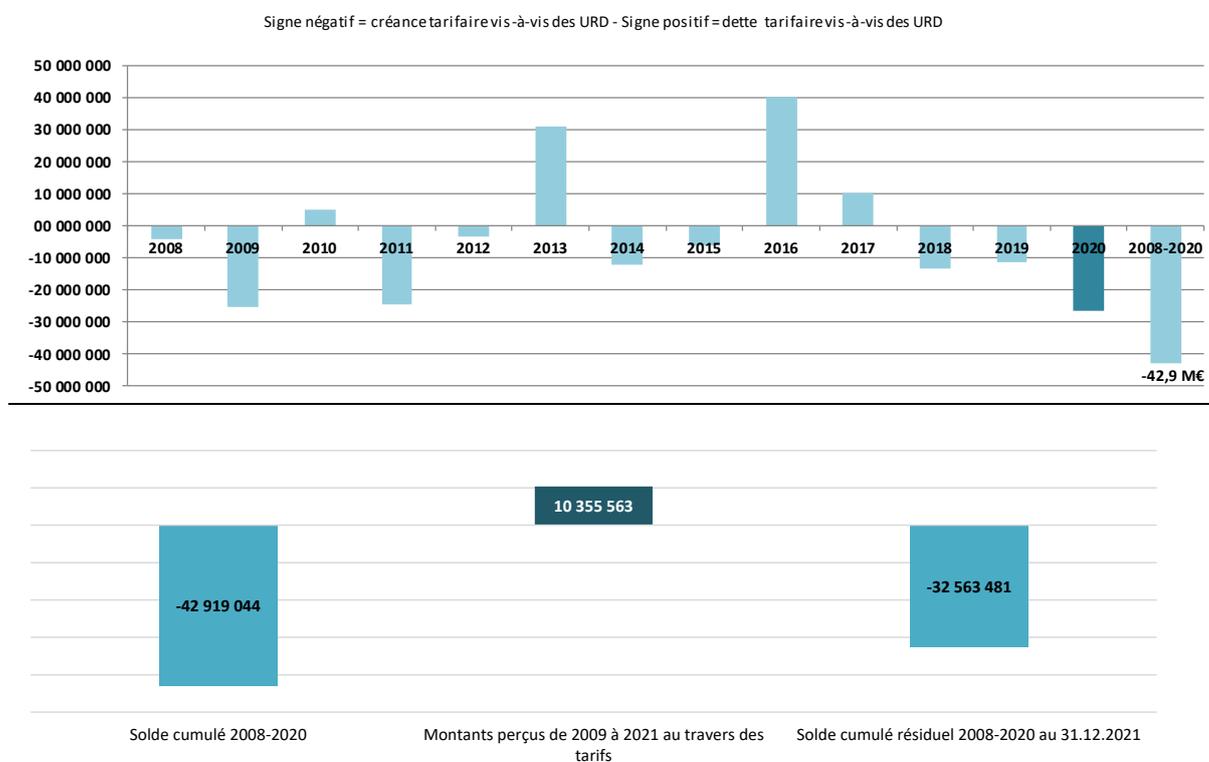
Les soldes:

A fin décembre 2021, la CWaPe a approuvé la valeur définitive des soldes régulateurs pour les années 2008 à 2020 des gestionnaires de réseau de distribution de gaz actifs en Wallonie.

Secteur Gaz	2016		2017			2018			2019			2020		
	Contrôle en cours	Approbation	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus
GRD actifs en Wallonie														
GASELWEST		X		X			X		Transfert des communes de Celles, Comines-Warminet, Ellezelles et Mont-de-Fénieux à DRES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warminet, Ellezelles et Mont-de-Fénieux à DRES ASSETS		
ORES ASSETS		X		X			X						X	
RESA		X		X			X			X			X	

Le solde régulateur cumulé 2008-2020 établi sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution au travers de leurs rapport(s) annuel(s) tarifaire(s) s'élève, pour la Wallonie, à -42,9 M€ EUR pour le secteur gaz (créance tarifaire).

Figure 42 : soldes régulateurs annuels rapportés entre 2008 et 2020



La quote-part des soldes régulateurs déjà affectés aux tarifs de distribution des années 2009 à 2021 s'élève quant à elle à 10,3 Mios EUR. Par conséquent, au 31 décembre 2020, les soldes régulateurs cumulés 2008-2020 non-affectés sont estimés à -32,6 Mios EUR pour le gaz (créance tarifaire). Ces soldes régulateurs résiduels seront progressivement affectés aux tarifs de distribution des années 2022 et suivantes.

3.3.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.3 du présent rapport

Tarif de distribution gaz pour l'année 2020 :

Tableau 35 : Tarif de distribution – gaz 2020



Grille tarifaire

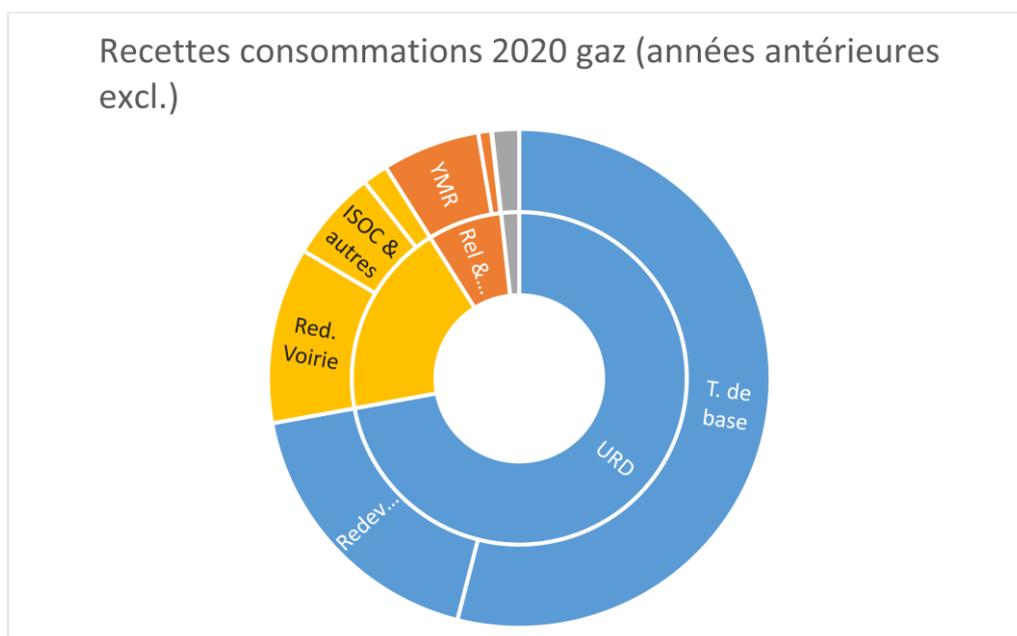
Année 2020

prix hors TVA

Tarif	T1	T2	T3	T4	T5
Consommation annuelle (en kWh)	0-5.000	5.001-150.000	150.001-1.000.000	1.000.000-10.000.000	> 10.000.000
1. Tarif d'utilisation du réseau X * EUR /kWh + Y * EUR / an					
avec redevance X = EUR / an	4,32	38,28	812,88	4.171,56	10.497,84
consommation Y = EUR / kWh	0,014624	0,008414	0,003804	0,000728	0,000290
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage					
Comptage GOL (Gas On-Line) EUR / an	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - relevé mensuel EUR / an	296,29	296,29	296,29	296,29	-
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	16,00	16,00	16,00	16,00	-
3. Surcharges					
3.1. Charges de pensions EUR / kWh	0,000340	0,000242	0,000145	0,000058	0,000006
3.2. Impôts & prélèvements					
- Redevance de voirie EUR / kWh	0,001265	0,001265	0,001265	0,001265	0,001265
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh	0,001236	0,000870	0,000522	0,000209	0,000021
4. Tarif des obligations de service public EUR / kWh	0,000384	0,000272	0,000163	0,000000	0,000000

Le graphique ci-dessous donne la décomposition des tarifs de distribution gaz.

Figure 43 : Décomposition tarif de distribution Gaz 2020



Comme pour l'électricité, le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution (72 % en 2020). L'activité de mesure et de comptage représente également 7 %. Le poste «comptage» n'est pas le seul poste fixe des tarifs de distribution gaz. En effet, un poste fixe existe également au niveau de l'utilisation du réseau (38,28EUR HTVA pour une consommation annuelle entre 5.001 et 150.000 kWh en 2020). La partie fixe totale d'un consommateur médian bruxellois est de l'ordre de 30 % du montant total de la partie distribution.

Pour le gaz, la redevance de voirie s'élève à environ 12 millions EUR en 2020. La marge équitable pour ce fluide s'élève en 2019 à environ 15 millions EUR. Électricité et gaz confondus, le montant total de la marge équitable et de la redevance de voirie s'élève pour 2020 à environ 72 millions EUR.

On notera également que 2020 est la première année pour laquelle les tarifs de distribution gaz ne prévoient pas un tarif de pointe.

Contrôle des soldes régulatoires de SIBELGA :

Pour l'année 2019, le solde régulateur (non gérable) cumulé pour le gaz s'élève à 123 millions EUR, dont environ 81 millions encore non affectés. La quote-part attribuée au GRD comme incitant sur coût gérable s'élève à 2,2 millions EUR pour le gaz. Ce montant fait partie du résultat global reversé sous forme de dividende par Sibelga en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2019 à 15 millions EUR pour le gaz.

Tableau 36 : Évolution tarifs de distribution – Gaz 12.728 kWh annuel

En euro HTVA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Utilisation du réseau	149	156	163	167	168	145	146
Pensions non capitalisées	15	14	5	5	5	3	3
OSP	6	6	5	4	3	3	4
Comptage	16	15	16	16	16	16	16
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	25	26	28	29	28	27	28
	211	218	216	221	220	195	197

Révision de la méthodologie:

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le GRD a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2021. Au niveau du gaz, pour un client résidentiel consommant annuellement 12.000 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera quasiment identique en 2021 (0,0280 c€/kWh) par rapport au tarif 2020 (0,0272 c€/kWh). La surcharge liée à l'impôt des sociétés enregistre une légère hausse. Le tarif pour l'année 2021 s'élève en effet pour un client résidentiel à 0,0907 c€/kWh contre 0,0870 c€/kWh en 2020.

Mécanismes de régulation incitative :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

3.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.3 du présent rapport.

3.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

3.4.1. Monitoring «*Cross-border interconnection capacity*»

Via ses points d'interconnexion, le réseau belge est relié à la plupart des sources de production de gaz naturel alimentant le marché européen, à savoir:

- l'approvisionnement en gaz naturel par canalisations, en provenance de Norvège, du Royaume-Uni, des Pays-Bas, d'Allemagne, et de France;
- l'approvisionnement en GNL auprès de pays producteurs via le Terminal GNL de Zeebrugge et le terminal GNL de Dunkerque.

Le GNL et le gaz acheminé par canalisations en Belgique peuvent être négociés via le réseau de Fluxys Belgium au point de négoce gazier belge qui est divisé en deux services:

- ZTP-P (*Zeebrugge Trading Point – Physical Trading Services*);
- ZTP-N (*Zeebrugge Trading Point – Notional Trading Services*), qui est composé de ZTP (pour le réseau à haut pouvoir calorifique) et ZTPL (pour le réseau à bas pouvoir calorifique).

Le réseau de Fluxys Belgium est directement connecté aux marchés gaziers suivants :

- Pays-Bas : TTF et Zebra;
- Royaume-Uni : NBP;
- Allemagne : NCG et Gaspool;
- France : TRF (Trading Région France).

En ce qui concerne les entrées de gaz, le réseau de Fluxys Belgium est connecté aux marchés gaziers/zones de production suivant(e)s :

- Pays-Bas : TTF;
- Royaume-Uni : NBP;
- Allemagne : NCG et Gaspool;
- France : TRF (Trading Région France);
- Norvège;
- GNL via Zeebrugge & Dunkerque.

Tableaux 37 à 39 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)

Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity 2021

	BE – NL	NL – BE	BE – UK	UK – BE	BE - DE	DE – BE	BE - FR	FR – BE	Norvège
Average Commercial Max (MWh/h)	37.920	60.392	7.164	7.731	22.600	20.135	40.282	28.251	14.266
Average contracted capacity (MWh/h)	14.262	36.578	3.312	3.137	3.680	7.161	33.484	18.063	13.930

Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity [H] 2021

	BE – NL	NL – BE	BE – UK	UK – BE	BE - DE	DE – BE	BE - FR	FR – BE	Norvège
Average Commercial Max (MWh/h)	17.920	33.442	7.164	7.731	22.600	20.135	29.886	22.251	14.266
Average contracted capacity (MWh/h)	10.573	15.508	3.312	3.137	3.680	7.161	24.174	18.063	13.930

Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity [L] 2021

	BE – NL	NL – BE					BE - FR	FR – BE	
Average Commercial Max (MWh/h)	20.000	26.950					10.396	6.000	
Average contracted capacity (MWh/h)	3.689	21.070					9.310	0	

3.4.2. Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques

Les codes de réseau européens (CAM, BAL, TAR) et la réglementation concernant la gestion de la congestion aux points d'interconnexion ont été mis en œuvre avec succès et dans les délais. A cet effet, le contrat standard de transport de gaz naturel et le règlement d'accès de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium, ainsi que le contrat d'équilibrage et le code d'équilibrage de Balansys ont été modifiés à plusieurs reprises après consultation des acteurs du marché pour être conforme aux codes de réseau européens.

En 2019, un nouveau VIP (*Virtual Interconnection Point*) entre la Belgique et l'Allemagne a été mis en service en application de l'article 19 du code de réseau CAM. Depuis le 1^{er} juillet 2019, les utilisateurs du réseau ont la possibilité de réserver des capacités de transport sur le VIP Belgium NCG par le biais de Prisma.

Sur PRISMA, les services d'entrée et de sortie aux points d'interconnexion peuvent être souscrits sous la forme de produits groupés avec le GRT adjacent, ou sous la forme de produits non groupés seulement avec Fluxys Belgium. Sur PRISMA, les services d'entrée et de sortie peuvent être souscrits

soit au travers du mécanisme “*first-committed-first-served*”, soit au moyen des enchères. En outre, Fluxys Belgium offre également la possibilité de convertir directement sur PRISMA les services d’entrée et de sortie en service de *short haul*.

Sur PRISMA, les services de capacité non groupée proposés selon le principe du premier engagement garanti (FCFS) peuvent être réservés à tout moment en tenant compte d'un délai minimum de 120 minutes et ce, 24h/24 et 7j/7. Les services sont commercialisés dans des durées non standardisées, qui peuvent être soit des produits intrajournaliers (produit *balance of gas day*), soit des produits d'une durée minimale d'un jour et pour lesquels il n'existe pas de période maximale. Ces services de capacité sont alloués dans l'ordre tel qu'ils ont été demandés, aussi longtemps que les services de capacité sont disponibles.

Sur PRISMA, les services de capacité offerts en enchères sont commercialisés sur des durées standardisées, appelés produits standards, qui peuvent être tout aussi bien intrajournaliers (jusqu’à la fin de la journée gazière), journaliers (pour une durée d’une journée gazière), mensuels (depuis la 1ère jusqu’à la dernière journée gazière du mois calendrier), trimestriels (débutant respectivement le 1er octobre, le 1er janvier, le 1er avril ou le 1er juillet) ou annuels (débutant le 1er octobre). Si cela est d’application, pour les services pour lesquels PRISMA organise l’enchère, les services interruptibles sont offerts après la clôture de l’enchère concernant le produit ferme pour la même période. Pour les autres points d’interconnexion, les capacités interruptibles sont allouées comme demandées. En concordance avec l’Article 3 paragraphe 5 du CAM NC, des enchères concurrentes peuvent être mises en place. Ces enchères permettent aux GRT d’offrir des quantités limitées de capacités disponibles sur deux enchères différentes, pour lesquelles le marché, par le processus d’enchère, indique dans quelle enchère la capacité est la plus demandée. C’est le cas pour des enchères 1 pour N, pour lesquelles N est le nombre de GRT d’un côté du point d’interconnexion (comme sur Eynatten 2) ou le nombre de produits différents d’un côté du point d’interconnexion (comme sur IZT).

3.4.3. Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

PCI accepté¹⁵¹:

En 2014, un nouveau processus à travers les groupes régionaux a été lancé afin d'avoir une 2^{ème} liste de projets PCI adoptés en novembre 2015 par la Commission européenne. Fluxys Belgium a déposé sa candidature PCI pour le projet de conversion L/H en Belgique, qui sera évaluée avec le projet de reconversion en France proposé par GRTgaz & GrDF.

Ce n'est qu'à la suite de l'établissement de la troisième liste de projets PCI que le projet H/L a reçu le label PCI, ce qui montre que la conversion progressive au gaz H des zones aujourd'hui approvisionnées en gaz L, en Allemagne, en Belgique et en France, est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs concernés. Le projet de conversion en France et en Belgique s'est donc vu accorder le statut de PCI en 2017. La Commission européenne a une nouvelle fois confirmé que la conversion L/H en Belgique était un besoin essentiel d'infrastructure dans la région occidentale de l'Europe, ce qui a conduit à un renouvellement du label PIC fin 2019 (4^{ème} liste PCI)¹⁵². La 4^{ème} liste PCI est entrée en vigueur en avril 2020¹⁵³.

Relation entre PCI's et plan d'investissement Fluxys Belgium:

Les principales adaptations du réseau de transport consistent à connecter et à intégrer progressivement les infrastructures de gaz L aux infrastructures de gaz H. Suivant le planning de conversion, les connexions existantes entre les deux réseaux L et H seront adaptées si nécessaire afin d'alimenter en gaz H, de manière sélective, les postes des GRD et les clients industriels.

Cependant, pour certaines parties du réseau, la capacité des connexions existantes ne suffira pas et des renforcements devront être réalisés, en particulier entre les grands réseaux de transport de gaz L et de gaz H (connexion RTR¹⁵⁴-Dorsales¹⁵⁵ en particulier).

Le maintien de la capacité de transport vers le marché de gaz L non converti est une contrainte importante, en particulier en ce qui concerne la capacité d'exportation vers le marché français. Étant donné le point d'entrée unique du gaz L à Hilvarenbeek/Poppel, et le point de sortie unique du gaz L vers la France à Blaregnies, une des deux dorsales devra être maintenue en gaz L jusqu'à la fin de la conversion du marché français. Le processus de conversion du marché belge ne peut dès lors se réaliser que sur la base de l'alimentation progressive en gaz H de la seconde dorsale, et ce, principalement depuis une interconnexion à créer avec le grand axe de transport de gaz H Zeebrugge – Eynatten interceptant les dorsales à Winksele, au cœur du marché L à convertir. Le processus poursuivra dès lors une orientation Sud-Nord, repoussant progressivement le gaz L vers le point d'entrée d'Hilvarenbeek/Poppel.

¹⁵¹ Plan indicatif d'investissements Fluxys Belgium et Fluxys LNG 2021-2030, Février 2021

¹⁵² Plan indicatif d'investissements Fluxys Belgium et Fluxys LNG 2021-2030, Février 2021

¹⁵³ Règlement délégué 2020/389 de la Commission du 31 octobre 2019 modifiant le règlement 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

¹⁵⁴ Grand axe de transport de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande.

¹⁵⁵ Les conduites transportant le gaz L depuis Hilvarenbeek vers le sud sont appelées "dorsales".

- Conversion effectuées depuis 2016:

Entre 2016 et 2019 la conversion de L vers H a été réalisée depuis des interconnexions existantes ne nécessitant que des adaptations limitées du réseau. Il s'agit des noeuds d'interconnexion de Warnant Dreye (1), de Beuzet (2) et d'Antwerpen CGA (3). Seule la conversion de la région de Brasschaat-Wuustwezel a nécessité un nouveau poste de détente à Kalmthout (4)

La phase de conversion 2020 a eu lieu début du mois de septembre 2020, et a impliqué l'injection de gaz H depuis le RTR vers le Ring 1, à partir de la station de Winksele (5). Des adaptations importantes de la station ont été nécessaires pour rendre cette injection possible

- Prochaines étapes :
 - o Sud de l'axe Zeebrugge/Eynatten:

Des travaux supplémentaires d'adaptation de la station de Winksele sont nécessaires pour permettre la connexion du RTR aux réseaux de transport alimentant la région bruxelloise et les dorsales. Ainsi, la conversion de la Région Bruxelles Capitale se poursuivra en 2021 pour être achevée en 2022. Les autres régions alimentées au sud de l'axe Zeebrugge-Eynatten, alimentées par les dorsales seront toutes converties d'ici 2024.

- o Nord de l'axe Zeebrugge/Eynatten:

Des voies d'optimisation du programme de conversion ont été identifiées par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, permettant de réaliser la conversion du marché belge au nord de l'axe Zeebrugge-Eynatten, jusqu'au point d'entrée en gaz L de Hilvarenbeek d'ici fin 2024. Ainsi, la région d'Anvers et la Campine sont converties en 2023 et 2024 respectivement, via la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele .

- Période post-conversion:

Les grands axes de transport Ouest-Est et Nord-Sud du réseau de Fluxys Belgium désormais intégrés en gaz H pourront dès lors jouer un rôle important dans le cadre du remplacement des marchés L en France et en Allemagne, en termes de diversité, de sécurité d'approvisionnement et d'accès aux sources de GNL.

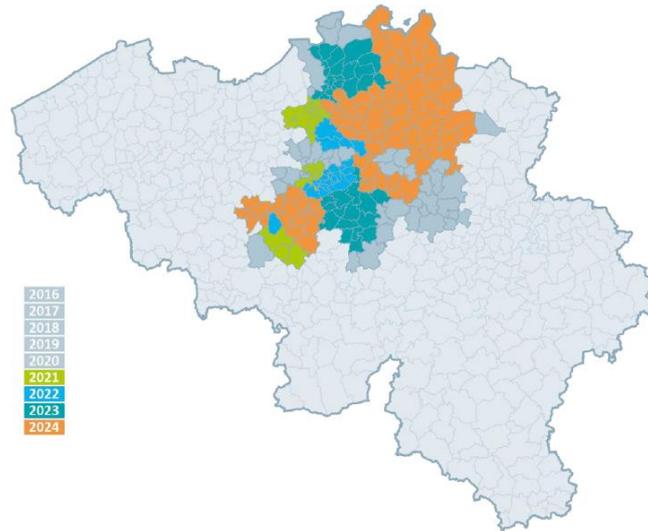
- Conclusion:

Les investissements attendus pour couvrir les adaptations liées à la conversion L-H sont :

- interconnexions entre les canalisations RTR et les Dorsales (à Winksele) afin de pouvoir démarrer la conversion de la zone au sud de Winksele en 2020 ;
- adaptation de certaines stations de détente pour permettre un fonctionnement optimal du marché de gaz H après conversion ;
- séparations temporaires supplémentaires entre les parties du réseau ayant des qualités de gaz différentes pendant les diverses phases de conversion ou des pressions différentes pendant ou après la conversion.

Il n'est pas tenu compte ici des inspections des appareils à gaz sur les sites des clients industriels ou particuliers, ni des adaptations des infrastructures des GRD.

Figure 44 : Planning indicatif de conversion du marché gaz – L



Analyse du plan d'investissement de Fluxys Belgium et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne:

La CREG n'a pas la compétence d'analyser le plan d'investissement Fluxys Belgium et de donner des éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne.

3.4.4. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER

La CREG est étroitement impliquée dans le *Gas Working Group (GWG)* de l'ACER. Elle en assure la vice-présidence. En 2021, le l'ACER GWG a rendu quatre avis formels portant sur l'« *ENTSOG Summer Supply Outlook 2021* », l'« *ENTSOG Winter Supply Outlook 2021/2022* », le plan décennal d'investissement dans le réseau 2020 d'ENTSOG et le projet de liste de projets classés PCI (*Projects of Common Interest*).

Le GWG a également approuvé le PCI Monitoring Report, ainsi qu'une note sur la réutilisation des infrastructures de gaz naturel pour l'hydrogène pur. Les différentes *task forces* de l'ACER GWG ont travaillé sur trois autres rapports, à savoir le « *8th Annual Report on Contractual Congestion at Interconnection Points* » et les deux « *Implementation Monitoring Reports on Incremental Capacity and the Balancing network codes* ».

En lien étroit avec ce dernier rapport, des recommandations ont été formulées pour éviter les mauvais comportements en matière d'équilibrage sur les marchés européens du gaz. En outre, des recommandations ont été approuvées concernant les multiplicateurs pour les tarifs journaliers et infrajournaliers. Une grande partie du travail des *task forces* a porté sur le traitement des questions soulevées par les acteurs du marché.

3.5. CONFORMITÉ

3.5.1. Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

3.5.2. Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRDs et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

3.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

3.5.2.2. Région flamande

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

3.5.2.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021

3.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

3.6. CONCURRENCE

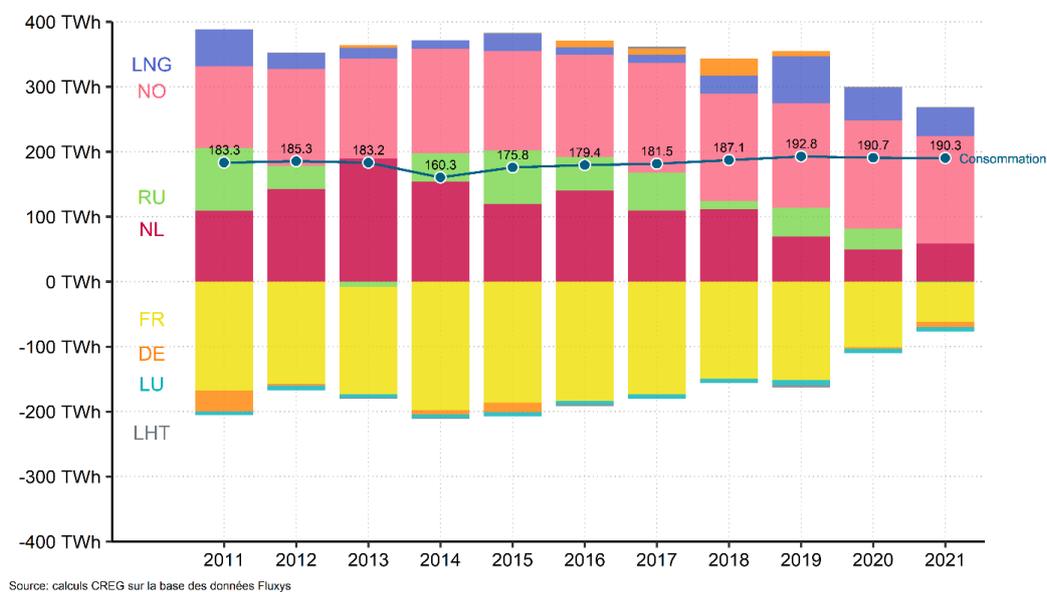
3.6.1. Marché de gros¹⁵⁶

En 2021, la consommation de gaz naturel en Belgique est restée quasiment stable (-0,2 %) au cours de l'année 2021, deuxième année de pandémie. Il ressort des variations de température en 2021 que le besoin en chauffage a augmenté de 22,4 % par rapport à 2020. Par conséquent, la consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution a été de 14 % supérieure à celle de 2020 (101,9 TWh contre 89,2 TWh en 2020). La consommation industrielle de gaz naturel a diminué de 4,9 % et la consommation de gaz naturel par les centrales électriques au gaz naturel a diminué encore plus fortement de 20,3 %.

¹⁵⁶ Note (Z)2328 du 27 janvier 2022 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2021

Le graphique ci-dessous illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou pour le GNL, tant pour les flux entrants (positif) que pour les flux sortants (négatif), durant la période 2011-2021. La ligne bleue représente la différence entre les flux entrants et sortants transfrontaliers et correspond par conséquent à la consommation de gaz naturel en Belgique¹⁵⁷. En 2021, la consommation de gaz naturel était de 190,3 TWh, en quasi-stabilité par rapport à 2020 (190,7 TWh).

Figure 45 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique de 2011 à 2021 (en TWh)



Les flux de gaz naturel transfrontaliers pour 2021 sont les suivants :

- vers le Royaume-Uni : 0,9 TWh (alors que le flux de gaz naturel transfrontalier depuis me Royaume-Uni s'élevait à 32 TWh en 202 contre 43,9 TWh en 2019);
- depuis les Pays-Bas : 58,5 TWh (+18,4%) contre 49,4 TWH en 2020;
- en provenance directe des champs gaziers norvégiens : 165,3 TWh contre 166,8 TWh en 2020.

Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation de ce pays. En 2020, les flux de gaz naturel en direction de la France ont chuté à 101,2 TWh (-33,3%), soit l'équivalent de 53 % de la consommation belge de gaz naturel. Cette baisse s'est poursuivie en 2021 pour atteindre 61,3 TWh (-39,4%), soit l'équivalent de 32 % de la consommation belge de gaz naturel. Il convient de préciser qu'il est possible depuis le 1^{er} octobre 2015 de transporter physiquement du gaz naturel depuis la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem (Flandre occidentale).

Le flux de gaz naturel net vers l'Allemagne en 2020 est tombé à 2,5 TWh puis passé à 8,1 TWh en 2021.

Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg représentent à 6,3 TWh en 2020 contre 7,6 TWh en 2019. Au cours de l'année de pandémie 2020, les flux gaziers en direction du Luxembourg ont baissé jusqu'à 6,3 TWh (-17,1 %) et ont augmenté à nouveau à 6,9 TWh en 2021 (+9,5 %).

¹⁵⁷ Il ne s'agit pas exactement de la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 : +1,82 TWh ; 2016 : -2,11 TWh ; 2017 : +3,34 TWh ; 2018 : -0,83 TWh ; 2019 : -3,27 TWh ; 2020 : +1,08 TWh).

Le taux de remplissage de la saison 2019-2020 était exceptionnel, tant pour la Belgique que pour l'UE des 28 (97 % dans les 2 cas). Cela s'explique par des prix du gaz très bas durant l'été 2019 et un écart été-hiver important favorisant le remplissage des installations de stockage de gaz naturel. Un hiver doux et des importations élevées de GNL en Europe expliquent le faible taux d'utilisation des sites de stockage européens en 2020 et le taux de remplissage exceptionnellement élevé à la fin de la saison d'émission (54 % pour l'UE 28 et 62 % pour la Belgique). Il est à noter que cette situation est à l'origine d'un démarrage accéléré de l'injection de gaz naturel dans le site de stockage de Loenhout (à la mi-février 2020).

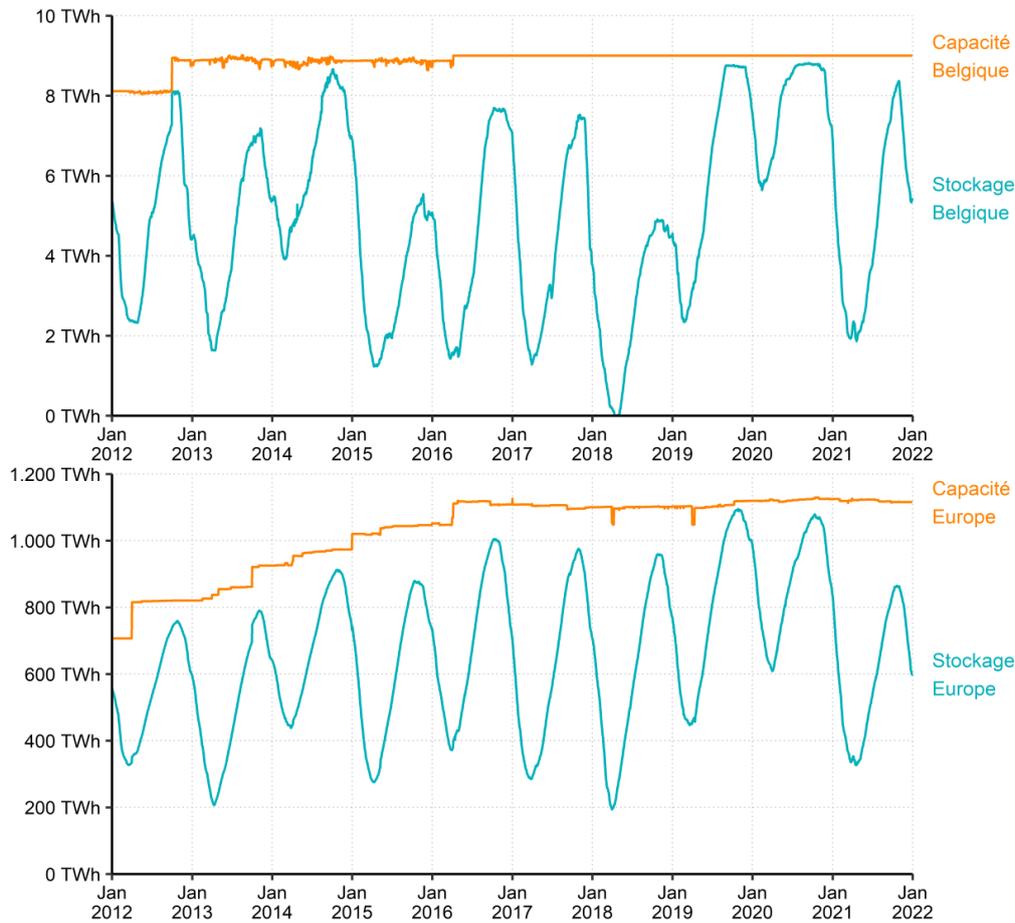
En 2020, le taux de remplissage élevé des sites de stockage et le maintien des importations de GNL ont fait pression sur le prix du gaz et entraîné ainsi un écart été-hiver important. Cet écart a occasionné à son tour une demande importante de volume de stockage et un taux de remplissage élevé à la fin de la saison d'injection (95 % pour l'UE des 28 et 97 % pour la Belgique). Il est à souligner que Loenhout a atteint son taux de remplissage maximal particulièrement tôt durant la saison d'injection (mi-juillet 2020).

Début 2021, nous avons constaté un niveau d'émission très élevé des sites de stockage. La baisse des importations de GNL en Europe, conséquence d'un écart de prix exceptionnellement important sur le marché GNL entre l'Asie et l'Europe, a été compensée en émettant plus de gaz à partir du site de stockage. Jusqu'à la mi-avril, du gaz a été émis, ce qui a fait baisser les volumes de stockage à un niveau très bas (20 %). C'était le cas partout en Europe (28%). Par conséquent, au cours de l'été 2021, la demande de gaz a augmenté et donc le prix du gaz aussi (plus de 30 euros/MWh), ce qui a également eu un impact sur les injections dans le stockage. Par conséquent, les taux de remplissage à la fin du mois d'octobre 2021 étaient plus faibles qu'en 2019 et 2020 : 92% en Belgique et 77% dans l'UE28.

Au début du mois de novembre 2021, de nombreux sites de stockage en Europe étaient encore à des niveaux bas. C'était notamment le cas aux Pays-Bas, en Allemagne et en Autriche. La Belgique, la France et l'Italie, qui disposent de sites de stockage régulés, ont réussi à remplir leurs stocks à un niveau assez élevé. A partir de novembre 2021, le niveau d'émission était élevé en raison des prix du gaz exceptionnellement élevés (jusqu'à + 180 €/MWh). Fin décembre, la demande de gaz et le prix du gaz sont temporairement retombés à un niveau inférieur (+/- 70 €/MWh) et du gaz a été injecté pendant environ sept jours. Néanmoins, les taux de remplissage au début du mois de janvier 2022 sont restés inférieurs à ceux des années précédentes (BE UE 28 : 60%, EU28: 54 %) ;

La crise gazière actuelle confirme le rôle important du stockage de gaz pour le bon fonctionnement du marché européen du gaz. Dans le même temps, les prix élevés actuels du gaz et les faibles niveaux de stockage de gaz prévus en Europe à la fin de cette saison de stockage (mars 2022) font que les prix pour l'été 2022 sont supérieurs à ceux de l'hiver 2022-2023. Il en résulte actuellement un écart négatif entre l'été et l'hiver et il est extrêmement difficile pour les gestionnaires de stockage de commercialiser leur stockage de gaz.

Figure 46 : Evolution des volumes de stockage et capacité techniquement disponible de gaz naturel en Belgique (en haut) et en Europe (en bas) (en TWh)



Source: calculs CREG sur la base des données GIE

GNL : En 2017, le flux entrant de GNL en Belgique est resté stable à 11,9 TWh pour remonter à 26,8 TWh en 2018. En 2019, les importations de GNL ont augmenté pour atteindre 72,7 TWh. En 2020, les importations de GNL sont redescendues à 50,9 TWh (-30 %), ce qui équivaut néanmoins à un volume deux fois supérieur à celui de 2018. Toutefois, ce volume de GNL a connu une nouvelle baisse pour atteindre 44,0 TWh en 2021.

3.6.2. Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

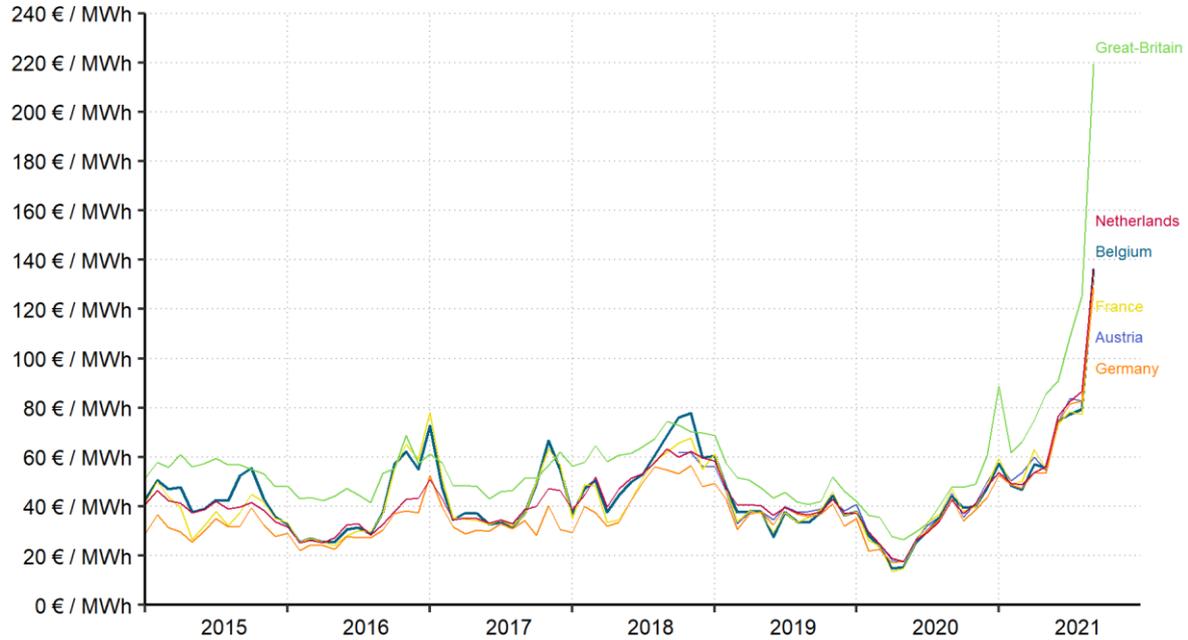
Niveau prix de gros :

Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a fortement baissé en 2019, puis a continué sa dégringolade de 13,7 EUR/MWh en 2019 à 9,4 EUR/MWh en 2020. En 2021, les prix sur le marché à court et à long terme ont très fortement augmenté, surtout au cours des trois derniers mois de l'année, pour atteindre respectivement 96,7 EUR/MWh et 64,6 EUR/MWh (chiffres THE). En 2021, le prix moyen du gaz sur le marché journalier était systématiquement supérieur au prix *year ahead*.

Figure 47 : Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés *day-ahead* et *year-ahead*

Day-ahead prices in Belgium and neighbouring countries

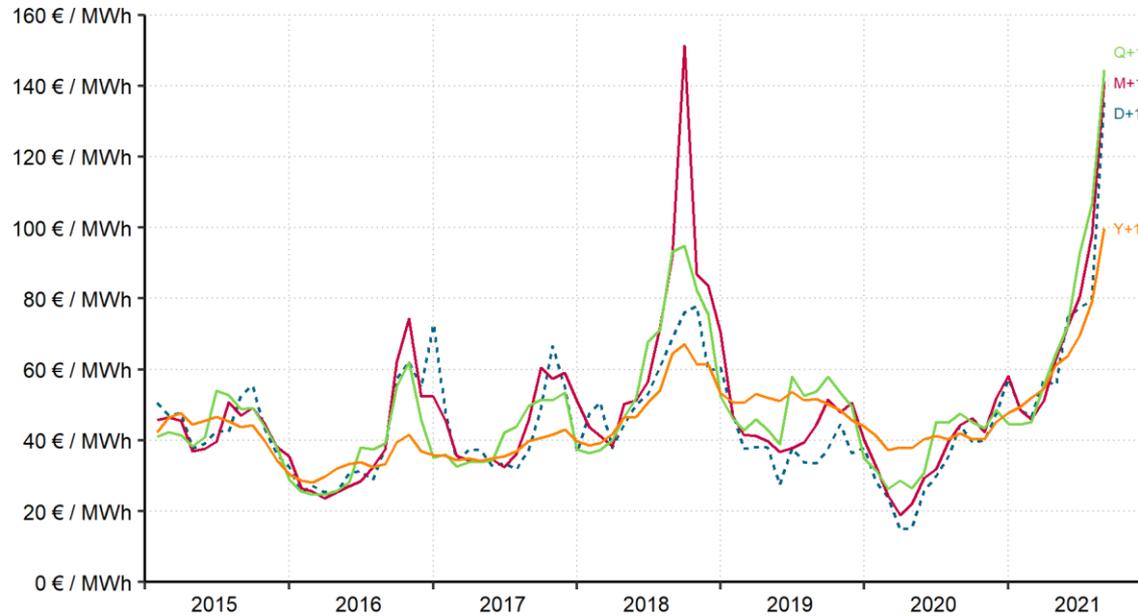
Evolution of monthly average prices (in € / MWh) in the day-ahead timeframe between January 2015 and September 2021



Source: calculations CREG based on data EPEX SPOT
Note: data included until 30 September 2021

Long-term products for delivery in Belgium

Evolution of monthly average prices (€ / MWh) for one day-ahead auctions and one month-ahead, one quarter-ahead and one year-ahead financial futures



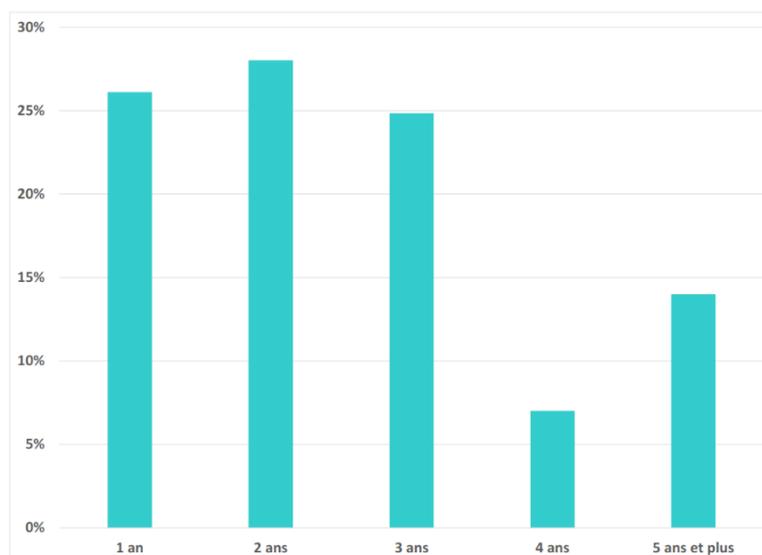
Source: calculations CREG based on data EEX
Note: data included until 30 September 2021

Degré de transparence¹⁵⁸:

¹⁵⁸ Etude(F)2239 du 1^{er} juillet 2021 relative à la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2020

En 2020, les contrats de fourniture d'une durée de deux ans sont les plus courants avec 28 % des cas, devant les contrats d'un an qui représentent 26 % du total et les contrats de trois ans qui représentent 25 %. 14 % des contrats ont une durée supérieure à 5 ans. Seuls 2 fournisseurs sur le marché proposent des contrats d'une telle durée à leur clientèle industrielle. Le contrat le plus long actuellement en cours a une durée de 16 ans. La figure ci-après reprend les contrats en fonction de leur durée.

Figure 47 : Contrats de vente de gaz naturel aux industries étudiés en fonction de leur durée (en années)



En ce qui concerne les types d'indexation, la CREG a calculé qu'en 2020 :

- 0,6 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations pétrolières (0,5% en 2019).
- 83,0 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations gazières (85,7% en 2019)
- 16,4% des clients ont un prix fixe dans leur contrat (13,8% en 2019)

D'une manière générale, la CREG a observé depuis 2008 une augmentation du nombre de contrats indexés sur les prix du gaz (Zeebrugge, TTF) corrélée à une diminution voire une quasi disparition de ceux indexés sur le prix des cotations pétrolières (GOL, HFO ou Brent). La cotation néerlandaise TTF est utilisée dans un peu plus de 60 % des contrats sur le marché belge. La cotation belge Zeebrugge¹⁵⁹ est utilisée dans 22 % des contrats. 16,4 % des contrats sont à prix fixe et seulement 0,6 % des contrats utilisent une cotation pétrolière basée sur le Brent ou une cotation gazière autre que TTF ou que Zeebrugge.

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros:

Les contrats à prix variables sur la base de cotations gazières représentent 83 % des clients, 16,5 % des clients disposent d'un contrat à prix fixe et seul un client (0,5 % du total) a un contrat indexé sur les prix de cotations pétrolières.

¹⁵⁹ Diverses dénominations se retrouvent sous le vocable Zeebrugge telles que ZEE, ZTP, ZBH, HUB, ...

Le marché des clients industriels directement raccordés au réseau de Fluxys Belgium reste un marché dynamique où la concurrence est bien présente. Toutefois, malgré la diminution de l'indice HHI et la hausse des taux de switch, tant en nombre qu'en volume, il convient de continuer à assurer le suivi de ce segment de marché¹⁶⁰.

Tableau 40 : Entreprises titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale de gaz naturel en 2020

Entreprises titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz Ondernemingen houders van een leveringsvergunning van aardgas						
NOM / NAAM	ADRESSE / ADRES				AM/MB	ECHEANCE/ VERVALDATUM
Enovos Luxembourg S.A.	Domaine du Schlassgoard	L-4327	Esch-Sur-Alzette	Grand Duché de Luxembourg	29/01/2016	29/01/2021
ESSENT Belgium S.A.	Veldkant 7	2550	Kontich	Belgique	29/01/2016	29/01/2021
Gas Natural Europe SAS	Avenue André Prothin 20	92927	Paris - La Défense Cedex	France	24/02/2016	24/02/2021
RWE Supply & Trading GmbH	Altenssener Straße 27	DE-45141	Essen	Allemagne	25/08/2016	25/08/2021
S.A. Société Européenne de gestion de l'Energie	Avenue du Bourget 44	1130	Bruxelles	Belgique	7/10/2016	7/10/2021
ENECO België NV	Battelsesteenweg 455 I	2800	Mechelen	Belgique	10/08/2017	10/08/2022
NOVATEK Gas & Power GmbH	Bundesplatz 9	CH - 6300	Zoug	Confédération Helvétique	21/06/2017	21/06/2022
Direct Energie Belgium	Avenue Louise 149, boîte 24	1050	Bruxelles	Belgique	12/10/2017	12/10/2022
Direct Energie S.A.	2bis, rue Louis Armand	FR-75015	Paris	France	12/10/2017	12/10/2022
Wingas GmbH	20 Königstor	DE - 34117	Kassel	Allemagne	18/10/2017	18/10/2022
Total Gas & Power Limited	10 Upper Bank Street, CanaryWharf	UK - E14 5BF	London	United Kingdom	8/12/2017	8/12/2022
POWERHOUSE BV	Straat van Florida 23	NL-1334 PA	Almere	Nederland	12/12/2017	12/12/2022
Eneco Belgium nv	Battelsesteenweg 455 I	2800	Mechelen	Belgique	2/05/2018	2/05/2023
Gasprom Marketing & Trading Limited	20 Triton Street	UK-NW1 3BF	London	United Kingdom	22/04/2018	22/04/2023
Ineos Energy Trading Limited	38 Hans Crescent	UK-SW1X 0LZ	London	United Kingdom	10/07/2018	10/07/2023
EDF Luminus SA	Markiesstraat 1	1000	Brussel	Belgique	26/07/2018	26/07/2023
GETEC Energie Aktiengesellschaft	An der Börse 4	DE - 30159	Hannover	Allemagne	29/11/2018	29/11/2023
European Energy Pooling bvba	Korte Keppestraat 7, bus 32B	9320	Erembodegem	Belgique	15/02/2019	15/02/2024
Total Gas & Power Belgium nv	Rue Saint-Laurent 54	4000	Liège	Belgique	22/02/2019	22/02/2024
Eni SpA	Piazzale Enrico Mattei 1	IT - 00144	Rome	Italie	18/07/2019	18/07/2024
OMV Gas marketing&Trading Belgium bvba	Kortenberglaan 52	1000	Brussel	Belgique	18/06/2019	18/06/2024
B.T.G. - Belgische Technische Gassen BVBA	Zoning West (L) 15	7860	Lessen	Belgique	27/06/2019	27/06/2024
Equinor ASA	Forusbeen 50	N - 4035	Stavanger	Norvège	4/07/2019	4/07/2024
Scholt Energy Control nv	Kalkhoevestraat 30, b. 3,2	8790	Waregem	Belgique	9/07/2019	9/07/2024
Electrabel nv	Simon Bolivarlaan 34	1000	Brussel	België	5/09/2019	5/09/2024
Axpo Benelux SA	Avenue Louise 480	1050	Bruxelles	Belgique	21/08/2019	21/08/2024
Vattenfall Energy Tradings Netherlands nv	Hoekenrode 8	NL - 1102 R	Amsterdam Zuidoost	Nederland	9/12/2019	9/12/2024
Uniper Global Commodities SE	Holzstrasse 6	DE - 40221	Düsseldorf	Allemagne	21/08/2019	21/08/2024
LAMPIRIS SA	Rue Saint-Laurent 54	4000	Liège	Belgique	10/03/2019	10/03/2024
Getec Energie GmbH	An der Börse 4	DE - 30159	Hannover	Duitsland	10/05/2019	10/05/2024
Wintershall Dea GmbH	Friedrich-Ebert-Strasse 160	DE - 34119	Kassel	Duitsland	30/12/2019	30/12/2024
AOT Energy Belgium	Boulevard de France 7, bte 8	1420	Braine-l'Alleud	Belgique	6/04/2020	6/04/2025
Eni Global Energy Markets SpA.	Piazzale Enrico Mattei 1	IT - 00144	Rome	Italie	28/09/2020	28/09/2025
Oleon nv	Assenedestraat, 2	9940	Ertvelde	België	29/10/2020	29/10/2025

La figure suivante se base sur les données issues du shipping et non de la fourniture. Un shipper peut parfois acheminer le gaz pour le compte d'un tiers. La fourniture sur ce segment des grands clients industriels reste cette année encore dominée par le groupe ENI, successeur du fournisseur historique Distrigaz. En 2020, ce fournisseur a fourni 20,5% % des volumes consommés par les grands clients industriels belges, en diminution par rapport à 2019 (26,6%).

Par ailleurs, celle-ci montre que la part de marché du groupe ENI – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse presque constante de 72,9 % (2007) à 37,8 % (2015). Au cours des premières années de la libéralisation, ce sont essentiellement les groupes Engie, Wingas et Total qui ont pris des parts de marché au groupe ENI, avec en 2016 une légère augmentation de la part de marché du groupe ENI (de 37,8 % à 38,9 %) mais qui avait baissé à 29,6 % en 2017 et à 25,5% en 2018 pour repartir à la hausse en 2019 (26,6%) avant de baisser à nouveau pour arriver à 20,5% en 2020. La part de marché du groupe Engie était descendue à 8,4% en 2018 et ensuite remontée à 10,1% en 2019 pour arriver à 13% en 2020.

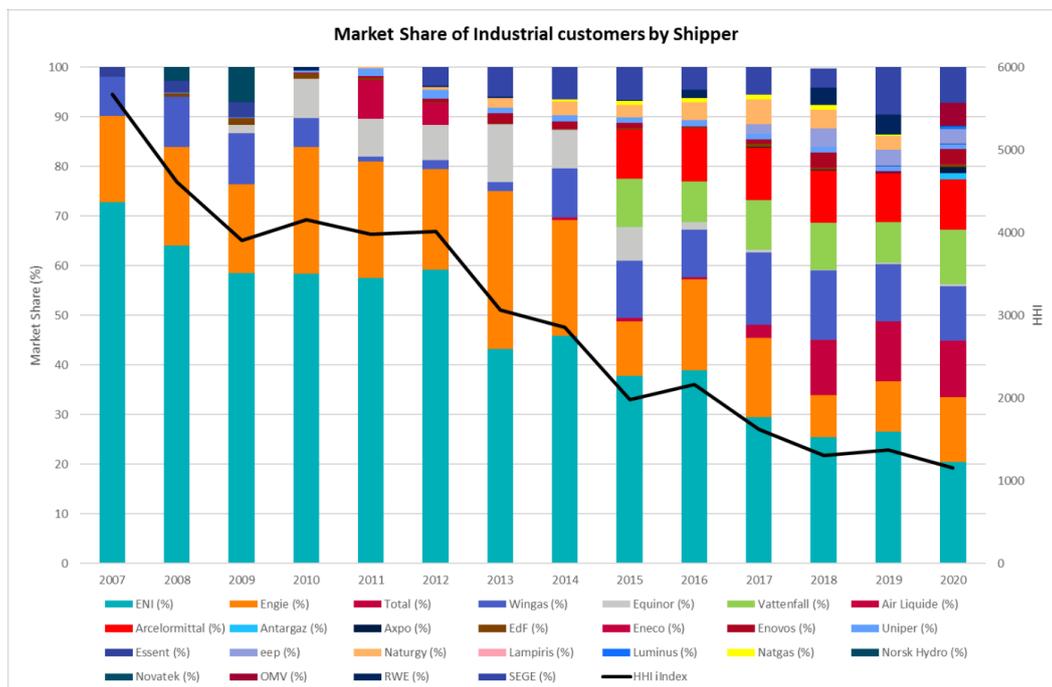
¹⁶⁰ Étude (F)2239 du 1er juillet 2021 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2020.

Vattenfall était présent pour la première fois en 2015 avec une part de marché au-delà de 5 % (9,7 %) ; elle passe à 8,3 % en 2016 et continue de croître pour arriver à 10,1 % en 2017 ; elle est suivie d'une légère baisse en 2018 (9,4%) qui s'est poursuivie en 2019 (8,2%). En 2020, ce pourcentage est repassé au-delà de 10% (10,9%).

Par ailleurs on remarque que la part de marché du groupe Total qui était passée de 2,6% en 2017 à 11,1% en 2018 et à 12,1% en 2019 a connu un petit tassement en 2020 (11,4%).

La part de marché des plus petits fournisseurs¹⁶¹ de gaz naturel aux clients industriels remonte légèrement de 12,3% en 2019 à 15,3% en 2020. Elle représentaient 21,1 % des fournitures de gaz naturel en 2018. Elle était de 23,1 % en 2015, de 23,4 % en 2016 et de 29,1% en 2017.

Figure 48 : Part de marché des fournisseurs sur le segment des grands clients industriels de gaz naturel, par an (en anglais)



¹⁶¹ Fournisseurs ayant une part de marché inférieure à 5%.

Gas Wholesale market indicators	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>National Gas Production</i>	0	0	0	0	0	0	0
<i>Number of active wholesale companies</i>	23	23	23	25	25	25	25
<i>Biogas injected into the gas grid</i>	0	0	0	0,5GW	3,6GW	15,2GW	86,6 GWh
<i>Total gas demand</i>	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8	190,7	190,3
<i>Gas demand for power generation</i>	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5	41,8
<i>Imports volume (by pipeline and LNG)</i>	407,6	391,8	423,2	392,2	372,5	299,0	267,8
<i>Exports volume</i>	233,6	210,6	245,0	204,7	168,8	109,0	77,2
<i>Main Origin of gas imports</i>	Norway						
<i>Number of origins of gas supplies</i>	>5	>5	>5	>5	>5	>5	>5
<i>Market share of the largest entities bringing natural gas (CR3)</i>	31,4	34,6	32,0	32,7	31,8	35,7%	39,6
<i>HHI for gas imports</i>	NAV						
<i>Gas import prices</i>	20,7	14,9	17,8	20,9	17,4	11,7	NAV
<i>Number of traders active in the wholesale market</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	>90	>90	>90
<i>Traded volume in the spot gas market</i>	NAV						
<i>Traded volume in futures markets</i>	NAV						
<i>Total Traded volume</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	1081	NAV	NAV
<i>Average spot gas price (Day Ahead product)</i>	19,9	13,3	17,2	22,9	13,7	9,4	46,9

3.6.3. Marché de détail

Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. Dès lors, cette étude annuelle rend compte de l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. A l'évolution du prix de base de l'énergie qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen en Belgique pour un client résidentiel¹⁶² a augmenté de + 58,38 % la CREG a noté une augmentation de 55,76 %. Le prix total a ainsi augmenté durant la période totale, en moyenne, de 24,02 EUR/MWh en Flandre, de 24,82 EUR/MWh à Bruxelles et de 35,02EUR/MWh en Wallonie.

¹⁶² client résidentiel : consomme du gaz naturel pour la cuisson et le chauffage. Cela correspond à une consommation de 23.260 kWh/an et à une capacité de raccordement estimée à 2,5 m³/h.

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen en Belgique pour un client professionnel¹⁶³ a augmenté de 71,63 % ; lors de la dernière année, il a augmenté de 118,04 %. Le prix total a augmenté durant la période totale en moyenne de 19,56 EUR/MWh en Flandre, de 20,97 EUR/MWh à Bruxelles et de 22,70 EUR/MWh en Wallonie.

3.6.4. Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

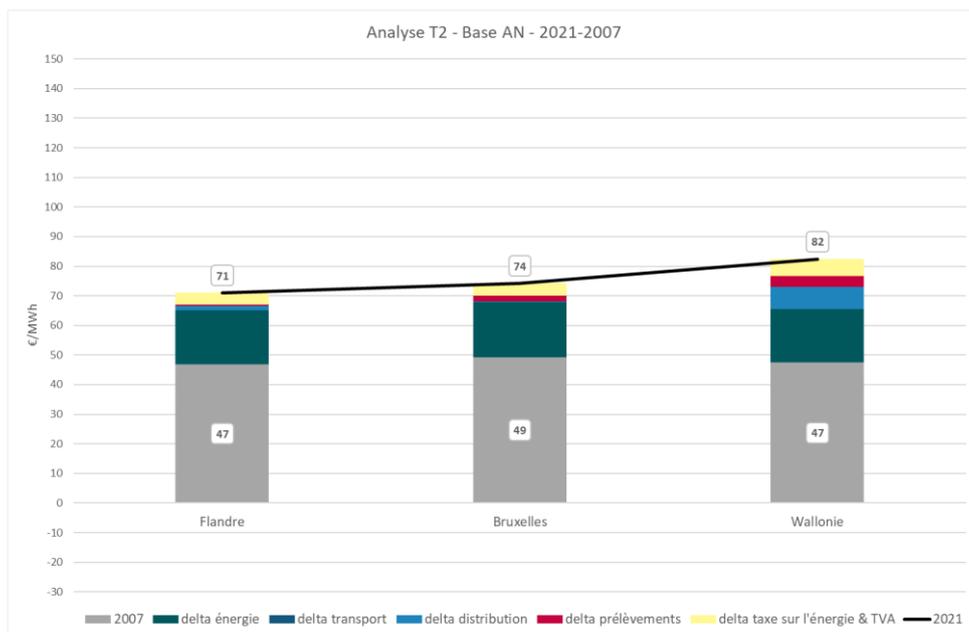
3.6.4.1. Niveau fédéral

Niveau des prix :

Client résidentiel (T2):

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 58,38 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 55,76 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un client-type T2 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹⁶⁴. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021.

Figure 49 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T2, période 2021-2007



¹⁶³ un petit client professionnel (de 1.000 à 10.000 MWh/an) avec une utilisation annuelle de 200 jours/an. Ce client présente une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et une capacité de raccordement estimée à 100 m³/h.

¹⁶⁴ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (anciennement IGH) et de RESA Tecteo Gaz (ALG).

Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 24,02 EUR/MWh en Flandre, de 24,82EUR/MWh à Bruxelles et de 35,02 EUR/MWh en Wallonie¹⁶⁵. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l'énergie et TVA.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 18,22 EUR/MWh en Flandre et en Wallonie et de 18,53 EUR/MWh à Bruxelles. Lors de la dernière année, il a augmenté de 22,31 EUR/MWh en Flandre et en Wallonie et de 22,62 EUR/MWh à Bruxelles.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. S'agissant du niveau des prix du gaz naturel, le premier trimestre de 2021 est comparable au dernier trimestre de 2020. A partir du deuxième trimestre de 2021, la CREG observe des augmentations importantes des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs expliquant cette hausse des prix sont l'essor de l'activité économique en Chine, l'augmentation du prix du CO2 qui dope la demande en gaz naturel pour produire de l'électricité, les niveaux de stockage inférieurs aux normes saisonnières et une diminution de l'offre de gaz naturel par canalisation (principalement depuis la Russie). Nous constatons, surtout aux troisième et quatrième trimestres, que cette évolution se poursuit sans relâche.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 1,47 EUR/MWh ; la dernière année, c'était le statu quo. Cela est dû aux reports des déficits des exercices précédents et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui leur est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 0,27 EUR/MWh ; la dernière année, c'était le statu quo. En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 7,34 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une légère augmentation de 0,50 EUR/MWh. À partir de mars 2019, la Wallonie a adapté ses tarifs de réseau.

Cette évolution historique est due aux mêmes causes qu'en Flandre (sauf pour ce qui est de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputé à Bruxelles et en Wallonie via les prélèvements locaux). En outre, en Wallonie, les obligations de service public ont plus fortement augmenté par rapport à l'année 2007.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 0,41 EUR/MWh ; lors de la dernière année, ils ont diminué de 0,14 EUR/MWh. Cette évolution historique s'explique principalement par la hausse de la cotisation fédérale et la surcharge clients protégés.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 1,95 EUR/MWh ; la dernière année, on a enregistré une diminution de 0,12 EUR/MWh. Cette évolution s'explique par la hausse de la cotisation fédérale, de la surcharge clients protégés et les prélèvements locaux, provinciaux et autres dans le tarif

¹⁶⁵ Etant donné qu'un client T2 a une consommation annuelle de 23 260 kWh, cela représente, sur base annuelle, une diminution de 38,37 €/an en Flandre, de - 29,02 €/an à Bruxelles et une augmentation de + 202,14 €/an en Wallonie.

de réseau de distribution. En outre, une surcharge est facturée depuis 2012 pour le financement des obligations de service public. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution est facturée via les prélèvements locaux.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 3,63 EUR/MWh ; la dernière année il s'agissait d'une diminution de 0,09 EUR/MWh. Cette hausse est due non seulement à l'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés mais également à une nouvelle surcharge en Wallonie. Depuis 2011, la taxe de voirie s'applique également au gaz naturel. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution est facturée via les prélèvements locaux.

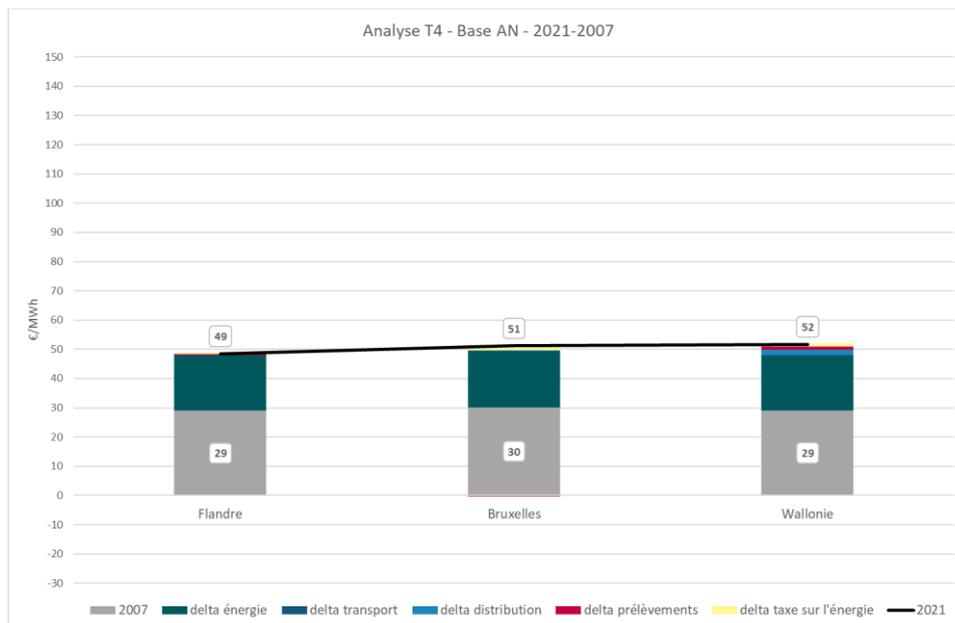
Évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

La taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 4,06 EUR/MWh en Flandre, de 4,20 EUR/MWh à Bruxelles et de 5,97 EUR/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une augmentation de 4,67 EUR/MWh en Flandre, de 4,74 EUR/MWh à Bruxelles et de 4,78 EUR/MWh en Wallonie.

Client professionnel (T4)¹⁶⁶

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 71,63 % : lors de la dernière année, il a augmenté de 118,04 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un client-type T4 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹⁶⁷. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021.

Figure 50 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T4, période 2021-2007



¹⁶⁶ Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)

¹⁶⁷ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (anciennement IGH) et de RESA Tecteo Gaz (ALG).

Le prix total a augmenté en moyenne de 19,56 EUR/MWh en Flandre, de 20,97 EUR/MWh à Bruxelles et de 22,70 EUR/MWh en Wallonie¹⁶⁸. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Évolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 18,86 EUR/MWh en Flandre et en Wallonie et de 19,18 EUR/MWh à Bruxelles. Lors de la dernière année, il a augmenté de 27,33 EUR/MWh en Flandre et en Wallonie et de 27,65 EUR/MWh à Bruxelles.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. S'agissant du niveau des prix du gaz naturel, le premier trimestre de 2021 est comparable au dernier trimestre de 2020. A partir du deuxième trimestre de 2021, la CREG observe des augmentations importantes des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs expliquant cette hausse des prix sont l'essor de l'activité économique en Chine, l'augmentation du prix du CO2 qui dope la demande en gaz naturel pour produire de l'électricité, les niveaux de stockage inférieurs aux normes saisonnières et une diminution de l'offre de gaz naturel par canalisation (principalement depuis la Russie). Nous constatons, surtout aux troisième et quatrième trimestres, que cette évolution se poursuit sans relâche.

Évolution du tarif de réseau de distribution

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 0,04 EUR/MWh en Flandre, de 0,20 EUR/MWh à Bruxelles et de 1,94 EUR/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ce tarif a diminué de 0,08 EUR/MWh en Flandre, a connu un statu quo à Bruxelles et a augmenté de 0,14 EUR/MWh en Wallonie. L'évolution est moins marquée que pour un client-type T2, étant donné que les coûts des obligations de service public sont surtout attribués aux clients résidentiels.

Évolution des prélèvements publics

Les prélèvements publics ont augmenté de 0,49 EUR/MWh en Flandre, diminué de 0,22 EUR/MWh à Bruxelles et augmenté de 0,96 EUR/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ils ont diminué de 0,07 EUR/MWh en Flandre et de 0,05 EUR/MWh en Wallonie et ils sont restés stables à Bruxelles.

En Wallonie, cette évolution est moins marquée que pour un client-type T2, étant donné que le prélèvement « règlement de rétribution » est dégressif.

¹⁶⁸ Etant donné qu'un client T4 a une consommation annuelle de 2 300 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, +44.991,37 €/an en Flandre, de +48.231,15 €/an à Bruxelles et de +52.199,51€/an en Wallonie.

Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2021

Figure 51 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2021 pour un client type résidentiel (client type = 23 260 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

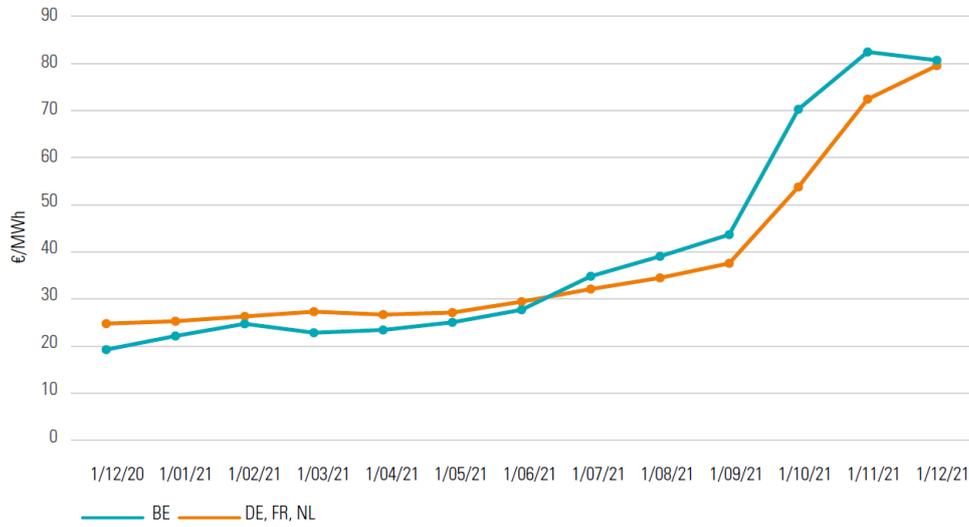
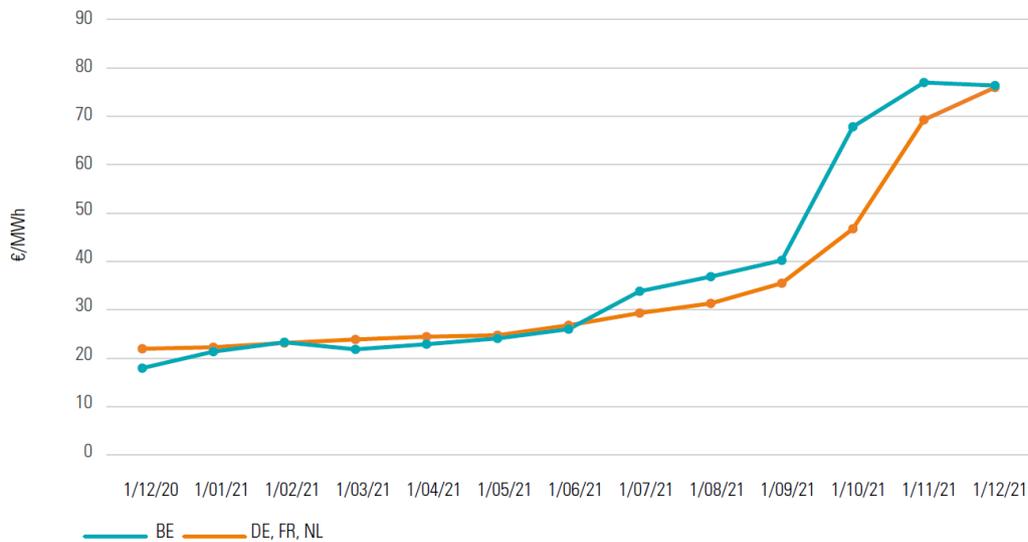


Figure 52 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2021 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



Niveau de transparence:

Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)¹⁶⁹

La vente à la clientèle de moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution a atteint 58 TWh en 2020, en recul de 4 TWh par rapport à 2019. Ceci s'explique par une année 2020 plus chaude que l'année 2019 en termes de degrés-jours¹⁷⁰. L'évolution du prix de vente à la clientèle résidentielle et PME fait l'objet d'un suivi disponible sur le site de la CREG¹⁷¹. Ce suivi se concentre sur la composante énergie (hors tarifs de réseaux et taxes).

Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)

Les principaux fournisseurs présents sur ce segment sont les mêmes que ceux présents sur le marché résidentiel, à savoir Engie Electrabel, Luminus, Eneco et Total Energies. On y retrouve également des fournisseurs uniquement actifs sur le marché des entreprises comme VEB, Scholt, Eni ou Wingas. Le graphique ci-après montre les parts de marché. Ce segment regroupe les entreprises de type T4 et T5 connectées au réseau de distribution.

Seule une petite partie des consommations industrielles proviennent de ce sous-segment qui représente 10 TWh en 2020. Le marché des entreprises dont la consommation est située en 1 et 10 GWh/an se divise en deux sous-segments, à savoir la clientèle MMR T4 (8,5 TWh) et la clientèle AMR T5 (1,5 TWh). Le volume de consommation moyen est situé entre 2 et 3 GWh par an aussi bien pour un T4 qu'un T5. La seule différence entre ces deux catégories a trait au mesurage. Un client T4 est un client à relevé mensuel (MMR) alors qu'un client T5 est télérelevé (AMR). Certains GRD n'ont pas de client T5 dans leur zone. Généralement, les compteurs télémesurés équipent les grands clients industriels consommant plus de 10 GWh/an. Les clients résidentiels et PME sont généralement à relevé annuel (YMR), certaines PME ayant cependant un relevé mensuel (MMR). Les tarifs de distribution sont également établis différemment pour ces deux catégories T4 et T5 mais les prix moyens sont par contre relativement identiques.

Vente aux industries > 10 GWh/an (T6)

Les principaux acteurs sur ce marché sont Engie Electrabel, Eni SpA Belgium Branch et Wingas. La fourniture à la clientèle industrielle de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution représente 21 TWh et 530 points de fourniture. Sur ce segment, Engie Electrabel détient quasiment la moitié du marché.

La plupart des contrats ont une durée de 12 ou 24 mois. La durée moyenne des contrats tous fournisseurs confondus est de 33 mois. Le contrat le plus long a une durée de 20 ans.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:

Le marché belge du gaz naturel se caractérise, année après année, par une forte concurrence. Le nombre de sociétés titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale et/ou régionale et ayant effectivement livré du gaz naturel en Belgique est de 41. Au niveau de l'importation (190 TWh) et de la revente (108 TWh), Engie représente environ 35 % de l'importation et près de 45 % de la revente en 2020.

¹⁶⁹ Etude (F)2307 du 2 décembre 2021 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2020

¹⁷⁰ Le nombre de degrés-jours a été de 1. en 2019 contre 2.091 en 2018, voir plus d'informations à ce sujet sur <http://www.synergid.be/index.cfm?PageID=17601>

¹⁷¹ <https://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/tableau-de-bord>

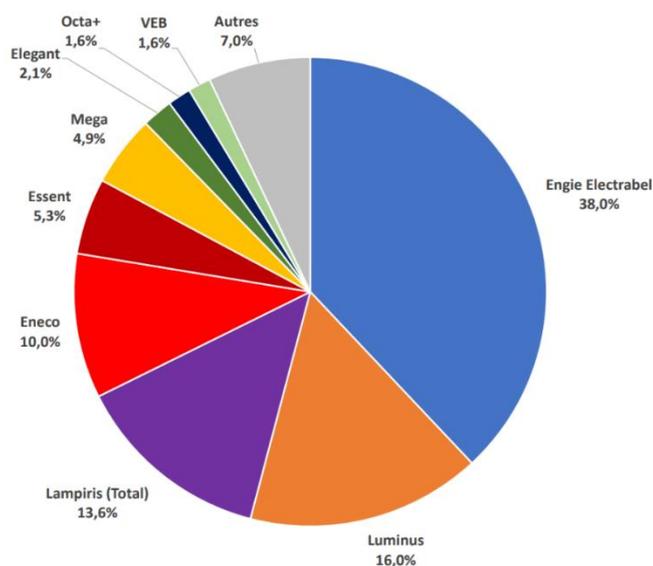
La fourniture aux clients sur le réseau de distribution est également dominée par Engie Electrabel (plus de 40 % de part de marché) suivi par Luminus (environ 15 % de part de marché). Les parts de marché des fournisseurs historiques restent relativement stables sur ce segment en 2020 :

- sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (61 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente 38 % des ventes en volume. Luminus a 16 % de ce marché. On retrouve ensuite Lampiris / Total Energies avec 14 % et Eneco avec 10 % de part de marché.
- sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (11 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est supérieure à 40 %. On retrouve ensuite Luminus et Total Energies avec chacun une part de marché supérieure à 10 %.
- sur le segment de la fourniture aux entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution (20 TWh), Engie Electrabel a près de 50 % de part de marché suivi par Eni SpA Belgium Branch avec environ 20 % et Wingas avec environ 12 %.

La fourniture aux clients industriels sur le réseau de transport¹⁷² (49 TWh) est le seul segment qui n'est pas dominé par Engie Electrabel mais par Eni SpA Belgium Branch (20% de part de marché.)

La part de marché des principaux concurrents (Engie Electrabel, Total Energies, Wingas, ArcelorMittal Energy,) se situe entre 10 et 15 %. Sur ce segment de marché, des grands groupes industriels (Total Energies, ArcelorMittal, Air Liquide) se chargent eux-mêmes de la fourniture de gaz naturel pour leurs activités propres (raffinage, métallurgie, chimie). Concernant la livraison de gaz naturel à la catégorie « centrales électriques » (52,5 TWh), 34,3 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 18,2 TWh relèvent des sites industriels, notamment avec cogénération. Les fournitures aux centrales électriques sont principalement assurées par Engie Electrabel avec plus de 40 % de part de marché. Viennent ensuite Luminus et Total Energies avec chacun plus de 10 % de part de marché. Il n'y a plus de contrats indexés sur le charbon pour la fourniture des centrales électriques.

Figure 53 : Parts de marché en 2020 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (58 TWh)



¹⁷² Voir également l'étude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2020 <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f2139>

Figure 54: Parts de marché en 2020 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (13 TWh)

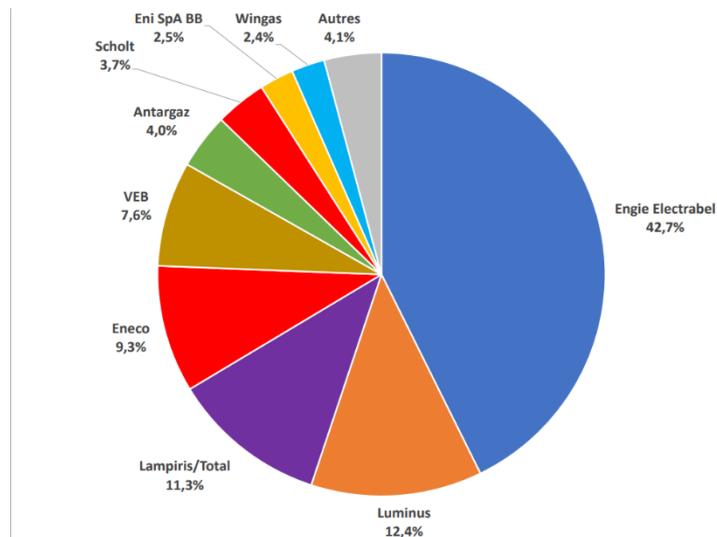
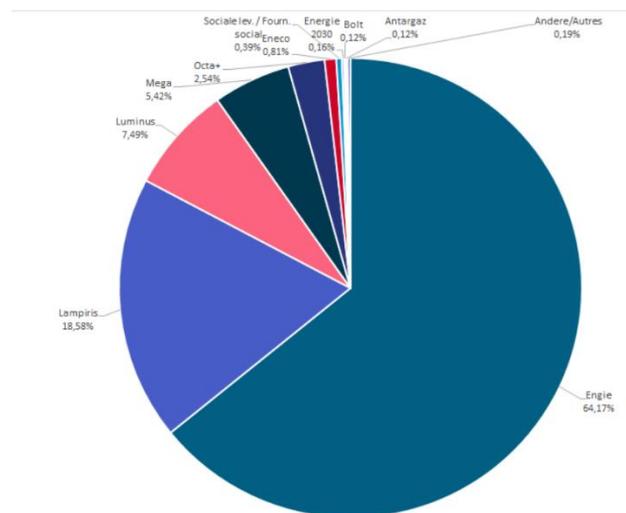
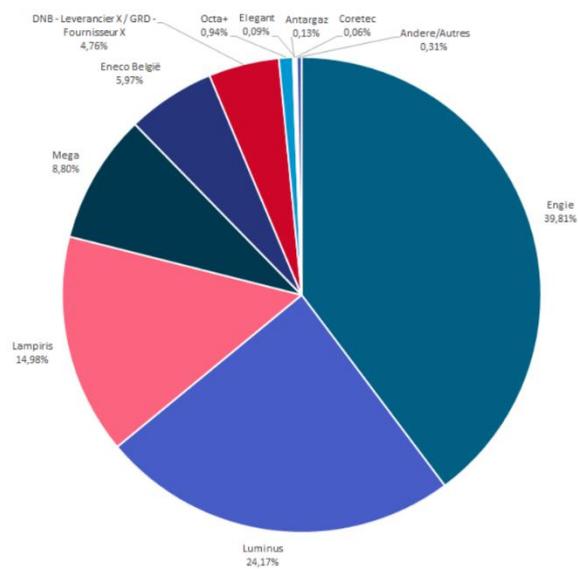


Figure 55 : Parts de marché fournisseurs au 30/09/2021 - 3 régions

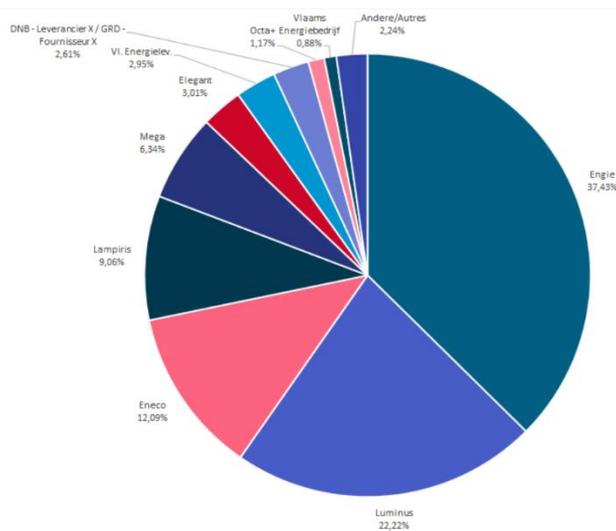
Bruxelles :



Wallonie :



Flandre :



3.6.4.2. Région flamande

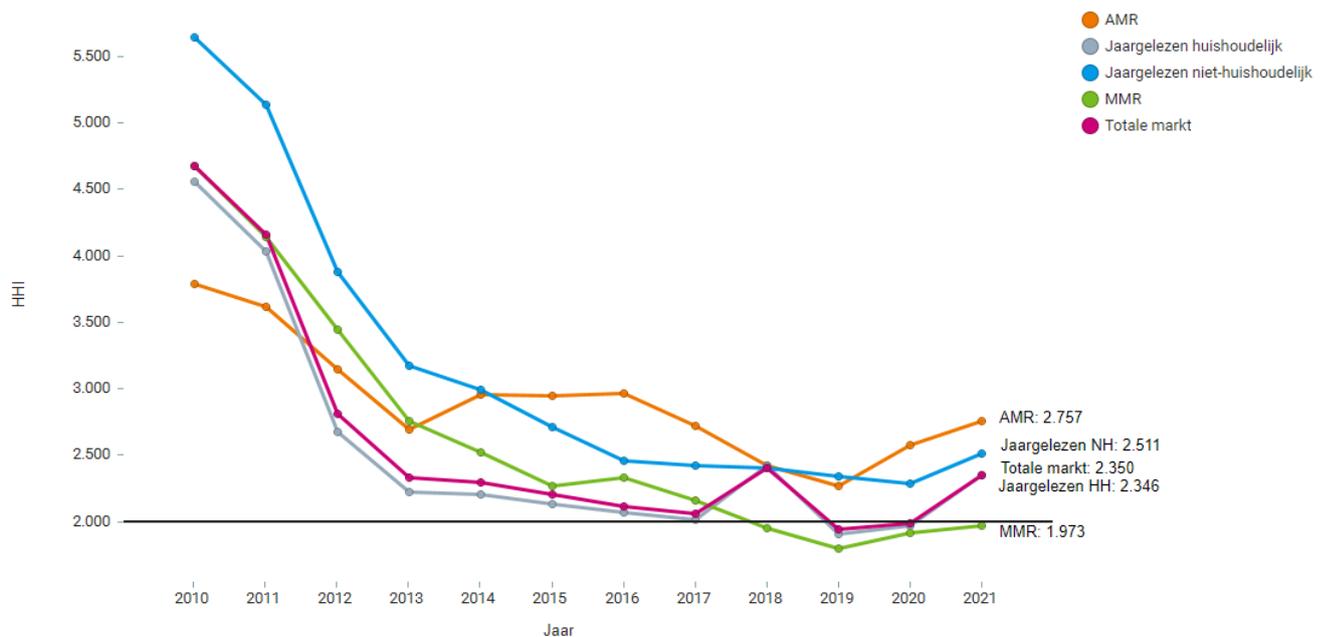
Niveau de transparence:

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.2 du présent rapport.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:

La figure 56 montre l'évolution de l'indice HHI pour le gaz naturel au cours des dernières années. Comme pour l'électricité, on observe ici une augmentation dans toutes les catégories. Cette augmentation entraîne également une forte hausse du HHI total sur la base du nombre de points d'accès (+18 %). On constate que pour l'instant, seule la catégorie des compteurs AMR atteint déjà un HHI inférieur au benchmark de 2 000. L'indice HHI peut ensuite également être calculé sur la base du volume d'électricité fourni. Pour l'ensemble du marché, ce chiffre s'élève à 2186, ce qui représente une hausse par rapport à l'année précédente. Ici aussi, cette hausse est due à la faillite de *Vlaamse Energieleverancier* et Watz, ainsi qu'à la reprise d'Essent Belgium par Luminus.

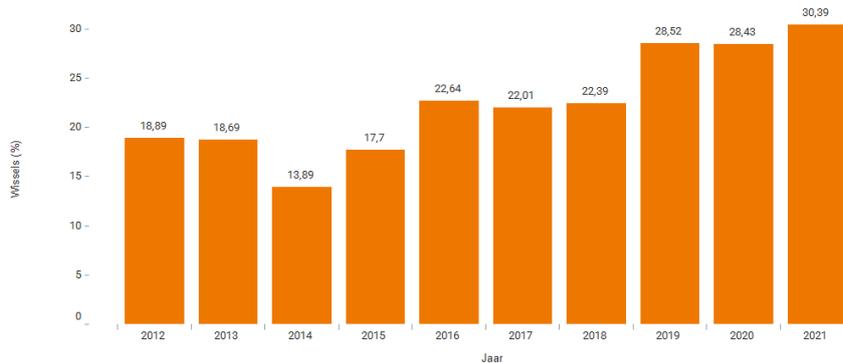
Figure 56 : Evolution HHI gaz naturel (sur la base des points d'accès)



- Switch:

La figure ci-dessous montre graphiquement, comme pour l'indicateur de l'électricité, l'évolution de l'indicateur de changement de fournisseur pour le gaz naturel. Cet indicateur montre le changement relatif annuel de fournisseur de gaz naturel résultant d'un choix du client. Cet indicateur est également calculé ici pour donner une idée du niveau d'activité.

Figure 57 : Indicateur annuel dynamique pour le marché du gaz naturel



Comme d'habitude, l'indicateur du marché du gaz naturel est à nouveau légèrement supérieur à celui du marché de l'électricité, mais suit la même tendance. Ici aussi, il est clair que le taux de changement a été exceptionnellement élevé en 2021. Plus précisément, 30,39 % des clients ont changé de fournisseur de gaz naturel en 2021. Parmi les ménages, 28,65% l'ont fait, tandis que pour les entreprises, le chiffre était de 40,42%. Étant donné que *Vlaamse Energieleverancier* et *Watz* fournissaient également du gaz naturel, leur faillite joue également un rôle dans les chiffres.

3.6.4.3. Région wallonne

Niveau de transparence:

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site Internet : <https://www.cwape.be/node/138#observatoire-des-prix> , visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

[Le rapport englobant l'année 2021](#) est disponible sur le site internet de la CWaPE, il a pour objectif de:

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- HHI-index et C3:

Figure 58 : valeurs HHI-index

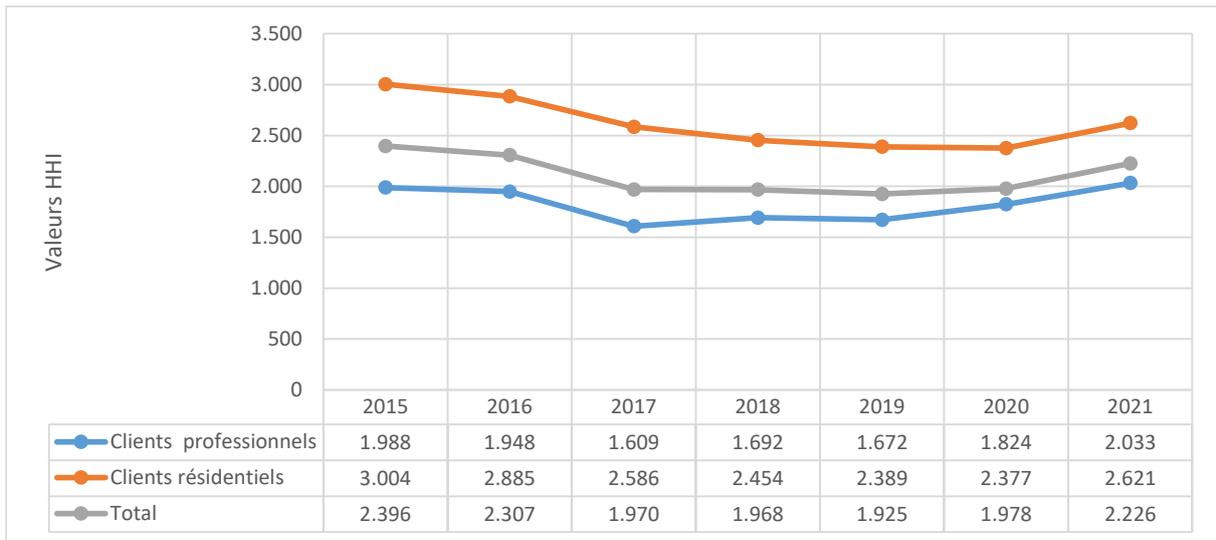
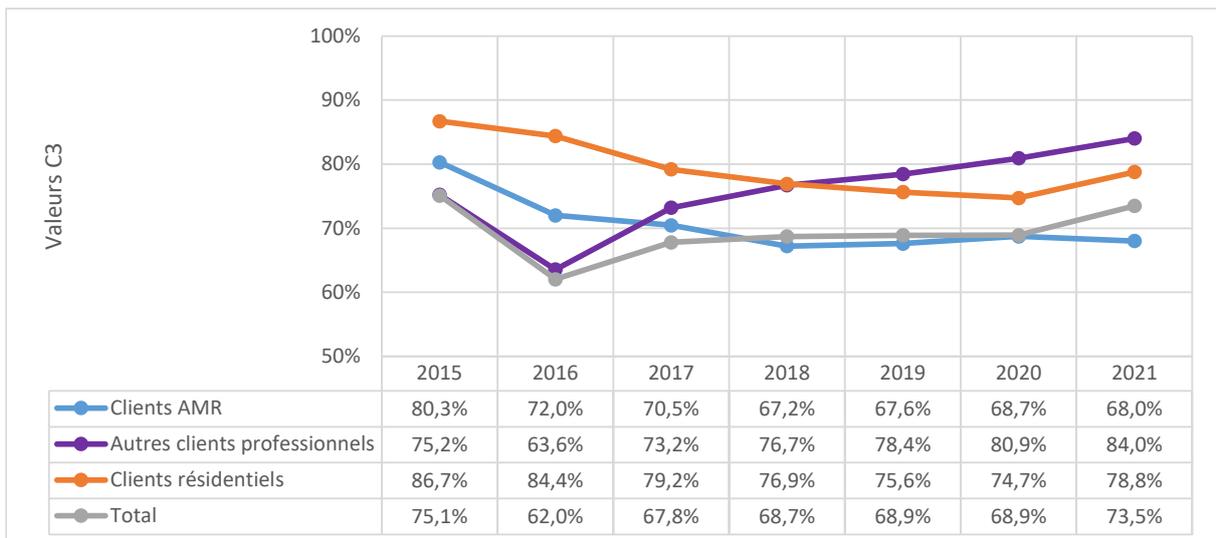


Figure 59 : Valeurs C3



Tant l'indice HHI que l'indice C3 augmente en 2021. Ceci est la conséquence d'une diminution du nombre de fournisseurs commerciaux mais également de la reprise d'Essent par Luminus.

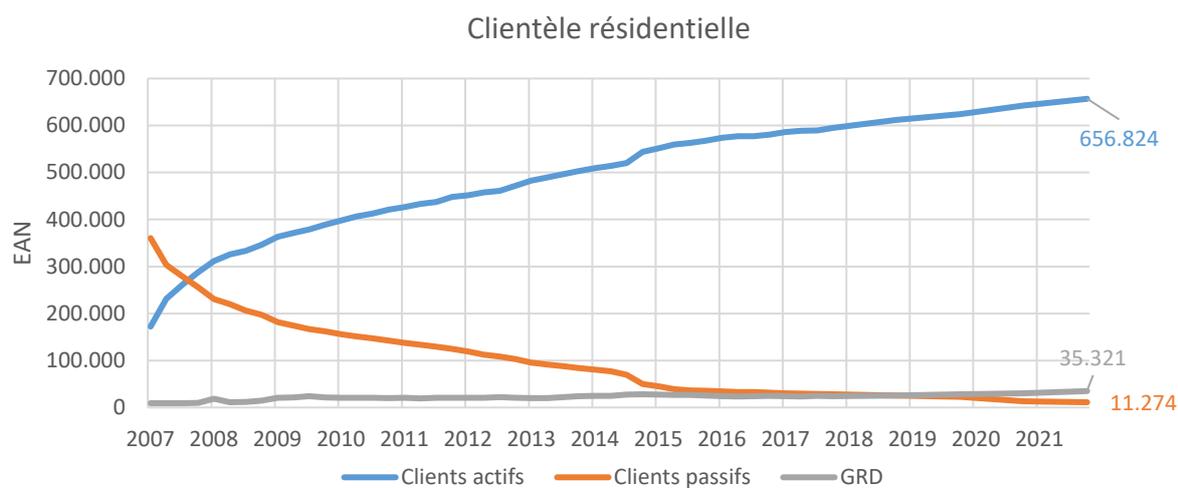
- Switch :

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs de gaz, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle.

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur.

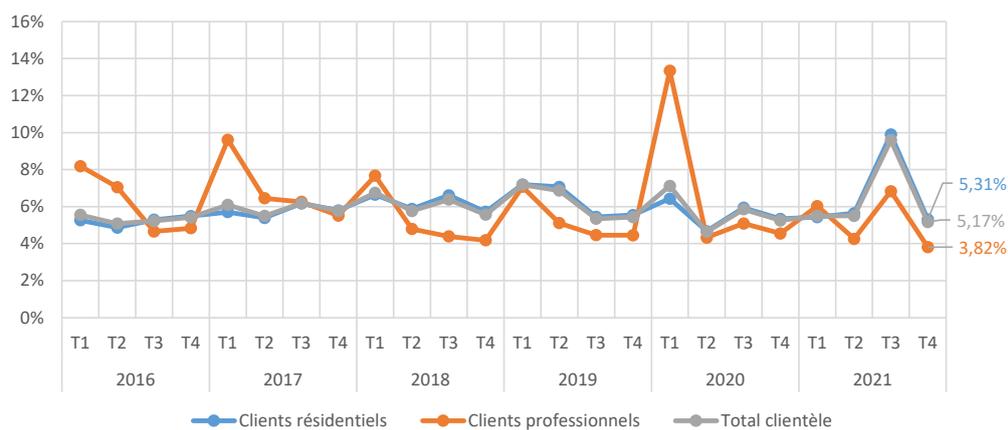
La concurrence sur le marché wallon du gaz est stable, voire légèrement croissante depuis quelques années. Le nombre de clients dits passifs se réduit progressivement. Nous constatons également une augmentation de la fourniture de gaz par les GRD liée à l'élargissement des catégories de clients protégés régionaux « conjoncturels » (octobre 2020 à décembre 2021) et fédéraux (clients BIM de février 2021 à décembre 2021). Il faut aussi ajouter au 3^{ème} trimestre 2021, la régularisation de +/- 1000 clients protégés encore détenus par des fournisseurs commerciaux vers les GRD.

Figure 60 : Marché du gaz naturel – clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 26,0% en 2021 contre 22,2% en 2020 pour la clientèle résidentielle.

Figure 61 : Marché de gaz naturel – Taux de switch



3.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

Niveau de transparence:

Pour 2021 il n’y a rien à signaler.

Niveau de l’ouverture du marché et la concurrence:

- HHI-index et C3: Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Figure 62 : HHI-index et valeurs C3

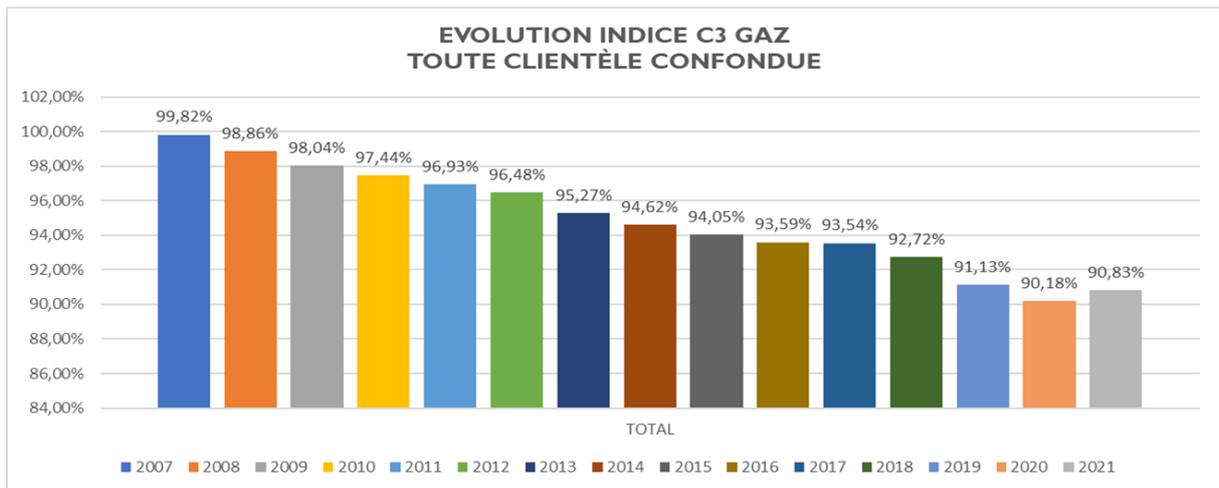
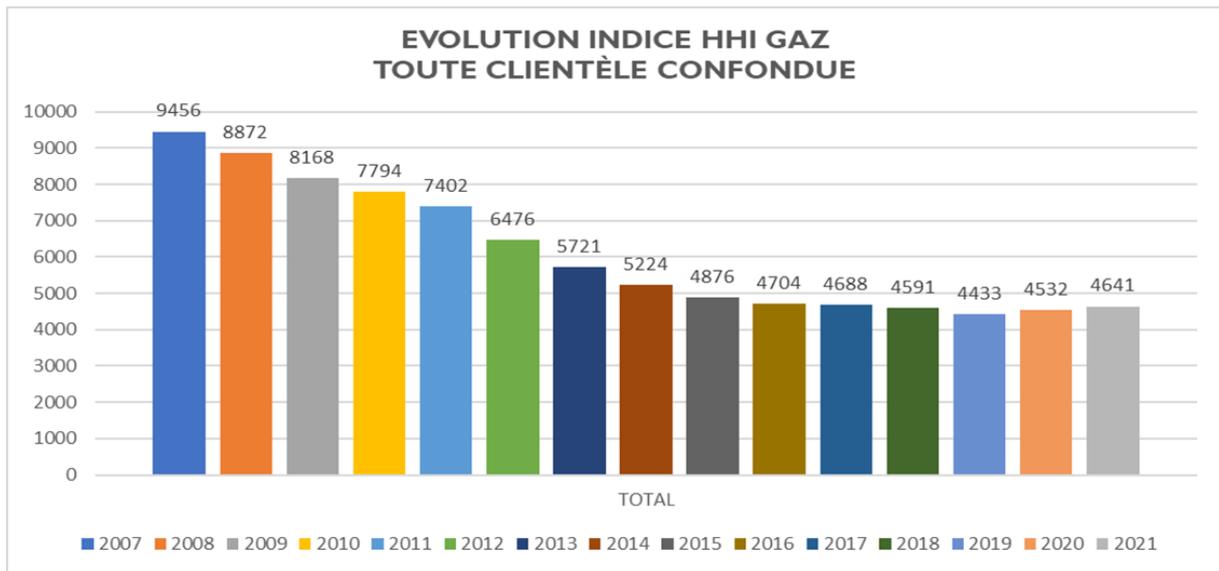
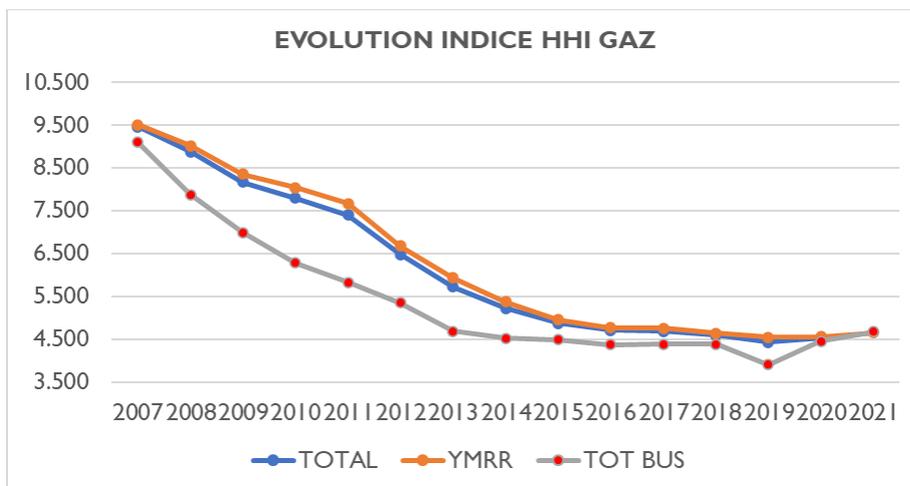
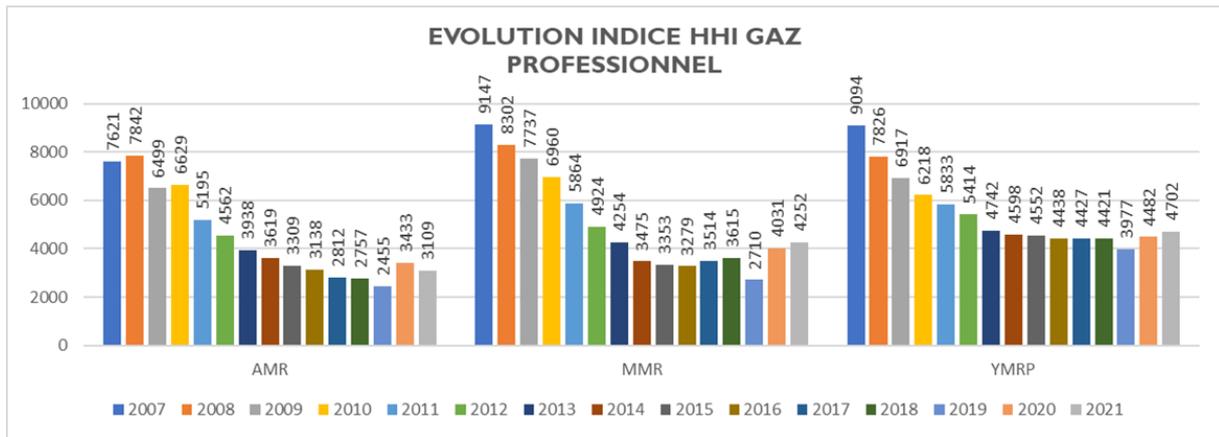


Figure 63 : Évolution indice HHI



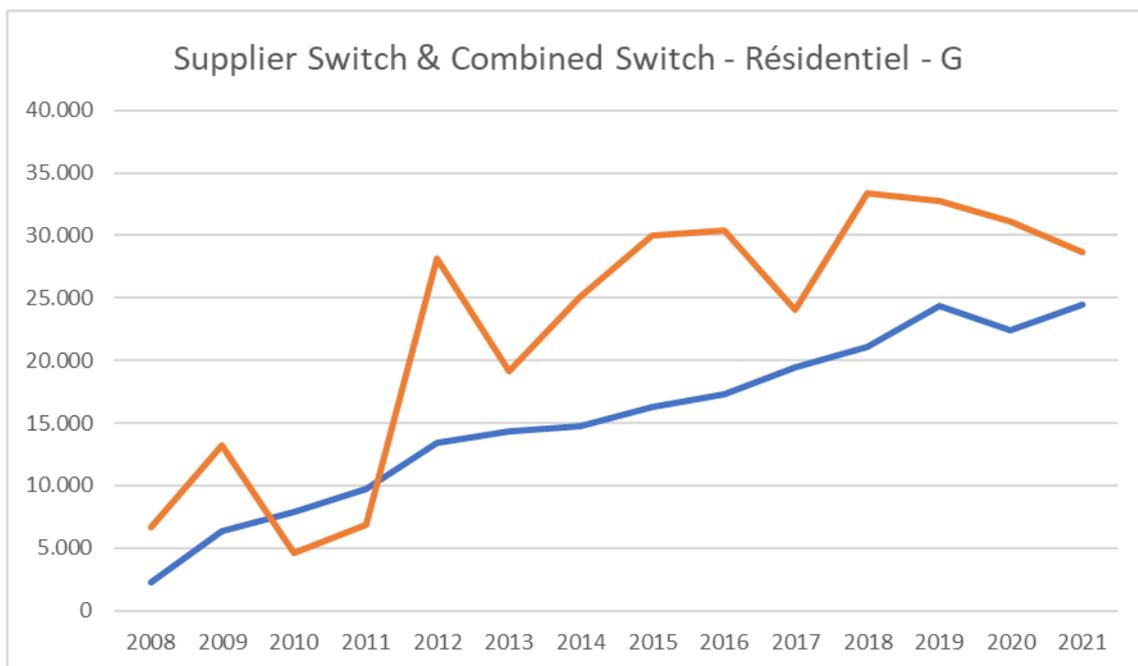


Switch :

- Clientèle résidentielle:

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

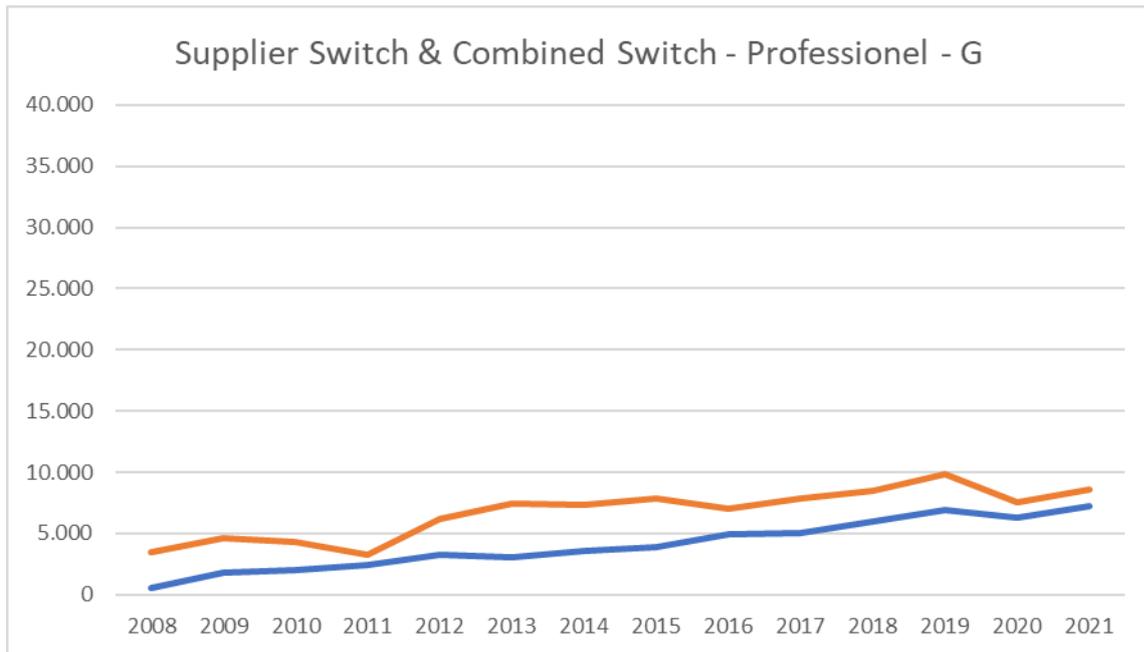
Figure 64: Supplier Switch & Combined Switch Gaz – RES



- Clientèle professionnelle

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Figure 65: Supplier Switch & Combined Switch Gaz – BUS



- Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Figure 66: Evolution des parts de marché du fournisseur historique



3.6.5. Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective

3.6.5.1. Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

En 2021, la CREG a réalisé une étude relative à l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros¹⁷³.

En outre, la CREG a réalisé en 2021 une note à destination des ménages expliquant les causes de la hausse des prix de l'énergie, ses conséquences et formule certaines recommandations¹⁷⁴.

En 2021, la CREG a réalisé une étude relative au monitoring annuel des prix du marché de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages et les petits professionnels¹⁷⁵.

3.6.5.2. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.2 du présent rapport.

3.6.5.3. Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.3 du présent rapport.

3.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.4 du présent rapport.

Retail market indicators (households)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Gas Consumption (TWh)</i>	37,34	45,3	40,36	NAV	41,37	39,13	NAV
<i>Number of gas customers</i>	2.787.627	2.827.805	2.876.302	2.925.153	2.982.592	3.027.599	3083373
<i>Number of registered gas suppliers</i>	37	39	31	27	23	51	NAV
<i>Number of active gas suppliers</i>	23	20	23	12	34	32	25

¹⁷³ Rapport (RA)2305/2 du 7 décembre 2021 relative à l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros

¹⁷⁴ Note (Z)2280 du 20 août 2021 « Les prix de l'électricité et du gaz naturel affichent des niveaux (très) élevés, quel est l'impact sur les factures de décompte des ménages et quels conseils en tirer ? »

¹⁷⁵ Etude (F)2296 du 17 décembre 2021- Monitoring annuel des prix du marché de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages et les petits professionnels

<i>Market share of the three largest gas suppliers by metering points</i>	72,30%	71,70%	70,20%	73,54%	68,45%	67,9%	69,3 %
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	NAV	NAV	6	6	5
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>External switching rate (switching companies)</i>	Fl: 15,81 Wal : 17,30% Bru:11,20%	Wal: 20,9% Fl: 21,72%	Fl: 20,85% Wal: 22,91% Bru:10,37%	Fl : 21,68% Wal: 24,66% Bru: 12,71%	25,59%	24,61%	26,59 %
<i>Internal switching rate (switching offers)</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Legal switching time</i>	20 working days	NAV	NAV	NAV	Wal : 15days Bru: 21 days	NAV	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal:NAV Bru : 3,3 days	NAV	NAV
<i>Number of consumers under regulated tariffs (social tariffs)</i>	(258.055)	(256.117)	(271.737)	(320.000)		(296000)	(573000)
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2430	2416	2350	2584	2184	2238	2511
<i>Number of supply cuts by non-payment</i>						30.276	NAV
<i>Evolution of the price of gas for an average consumer (9000 kWh / year), tax included</i>	-8,15%	-6%	+4,5%	+16,94%	-30,22%		NAV

Retail market indicators (non households)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Gas Consumption (TWh)</i>	51,97	Wal: 97,84	141,70	NAV	151,5	151,53	NAV

		FI : 37,05					
<i>Number of gas customers</i>	423.661	Wal : 70.551 FI: 307.054	449.036	458.297	459.731	466.256	461.043
<i>Number of registered gas suppliers</i>	39	37	31	33	31	51	NAV
<i>Number of active gas suppliers</i>	26	29	23	20	31	30	32
<i>Market share of the three largest gas suppliers <u>by volume</u></i>	60,3%	67,3%	60,2%	NAV	61,2	62,1	75,1 %
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	9	6	5	NAV	7	6	5
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Switching rate</i>	NAV	NAV	FI : 28,89% Bru:17,1 0%	FI: 26,56% Bru : 15,42 %	NAV	28,64%	NAV
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal: 15days Bru : 21days	NAV	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,1 days	NAV	NAV
<i>Customers under regulated tariffs</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2881	2648	2616	2591	2473	2501,73	2699

3.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

3.7.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

Offre :

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel, tant pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales que pour approvisionner leurs clients belges en gaz H. Les clients consommant du gaz L sont approvisionnés depuis les Pays-Bas. L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement, et passant par le terminal de Zeebruges, représente en 2021 une part de 12,5 % du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebruges (Zeepipe (NO), Interconnector (GB)) constitue le principal point d'approvisionnement de la Belgique et représentait en 2021 une part de 52,6 %. Avec le terminal GNL, Zeebruges fournit donc 65,1 % de la liquidité de gaz en Belgique.

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu, globalement, à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à cinq ans représente 39,4 % (41,9 % en 2020). L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 42,8 % (46,5 % en 2020). L'approvisionnement net sur le marché de gros s'élevait à 57,2 % (53,5 % en 2020). Les contrats à long terme conclus avec les producteurs de gaz naturel restent importants dans le portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge, mais les fournisseurs s'approvisionnent toujours plus sur le marché de gros (hubs).

Figure 67: Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2021 (Source : données fournisseurs, consolidation CREG)

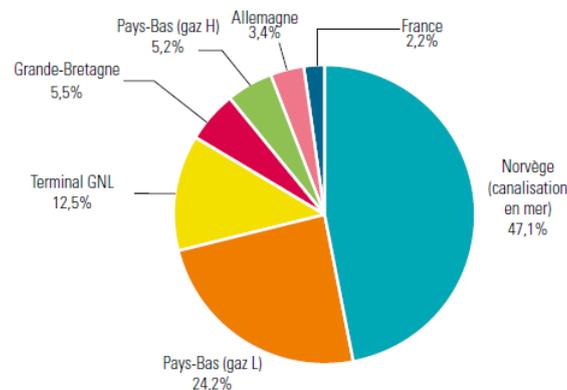


Figure 68: Composition du portefeuille d’approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2021 (Source : données fournisseurs, consolidation CREG)

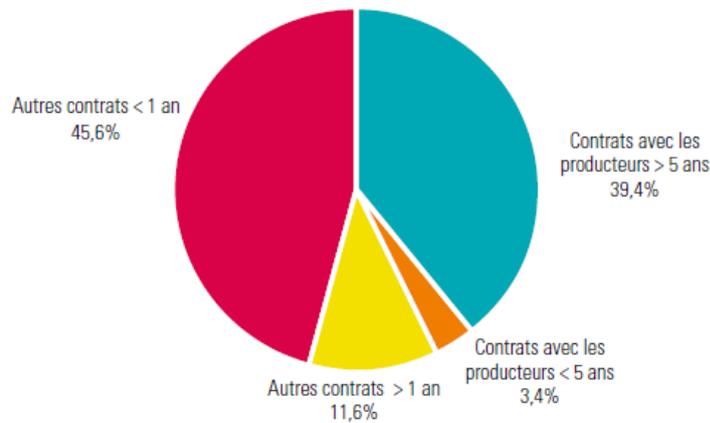
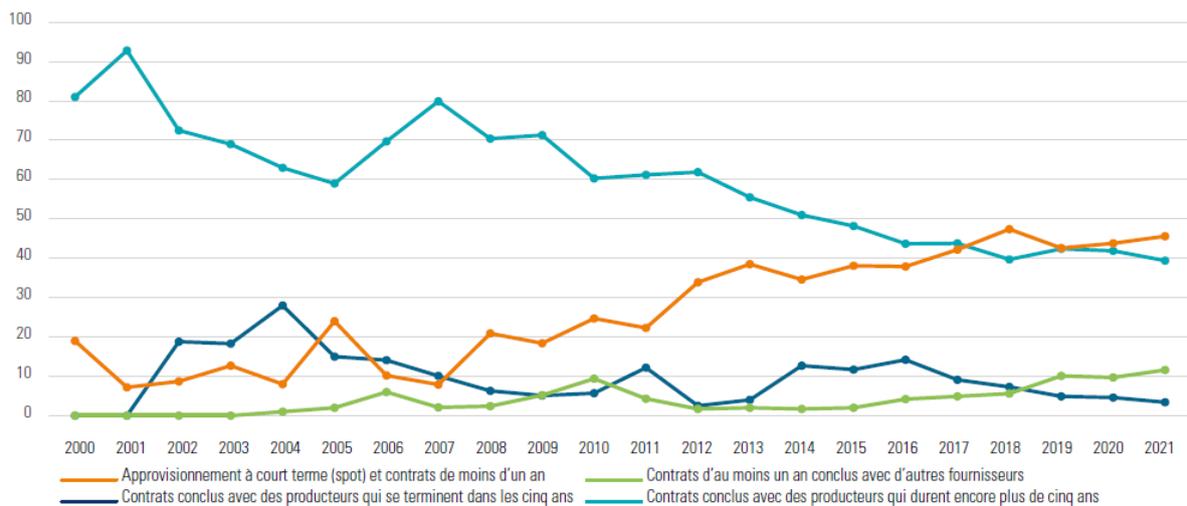


Figure 69 : Composition du portefeuille d’approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2021 (parts en%) (Source : données fournisseurs, consolidation CREG)



Demande:

En 2021, deuxième année de pandémie, la consommation de gaz naturel (190,3 TWh) est restée quasi stable (-0,2 %) par rapport à 2020. Il ressort des variations de température en 2021 que le besoin en chauffage a augmenté de 22,4 % par rapport à 2020. Par conséquent, la consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution a été de 14 % supérieure à celle de 2020 (101,9 TWh contre 89,2 TWh en 2020). La consommation industrielle de gaz naturel a diminué de 4,9 %. La consommation de gaz naturel par les centrales électriques au gaz naturel a affiché une diminution encore plus importante, de 20,3 %.

En 2021, les prix sur le marché à court et à long terme ont très fortement augmenté, surtout au cours des trois derniers mois de l'année, pour atteindre respectivement 96,7 EUR/MWh et 64,6 EUR/MWh (chiffres THE). En 2021, le prix moyen du gaz sur le marché journalier était systématiquement supérieur au prix *year ahead*.

Figure 70 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2019 et 2021 (Source : CREG, données traitées par Fluxys Belgium)

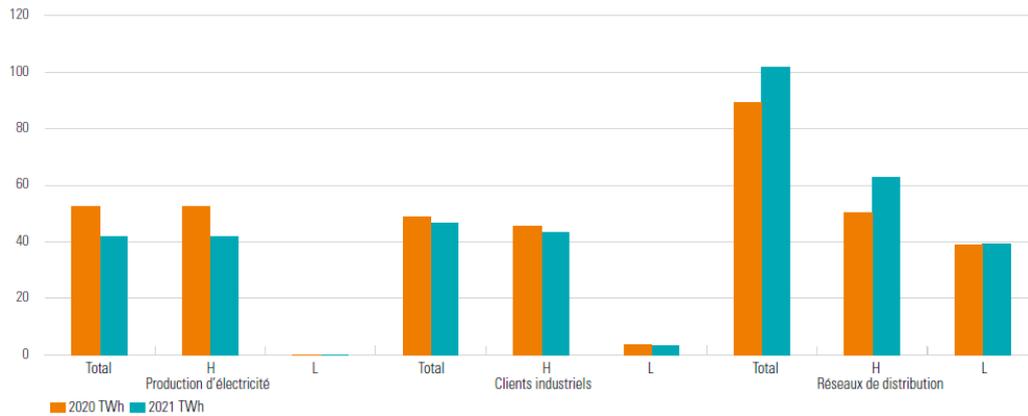
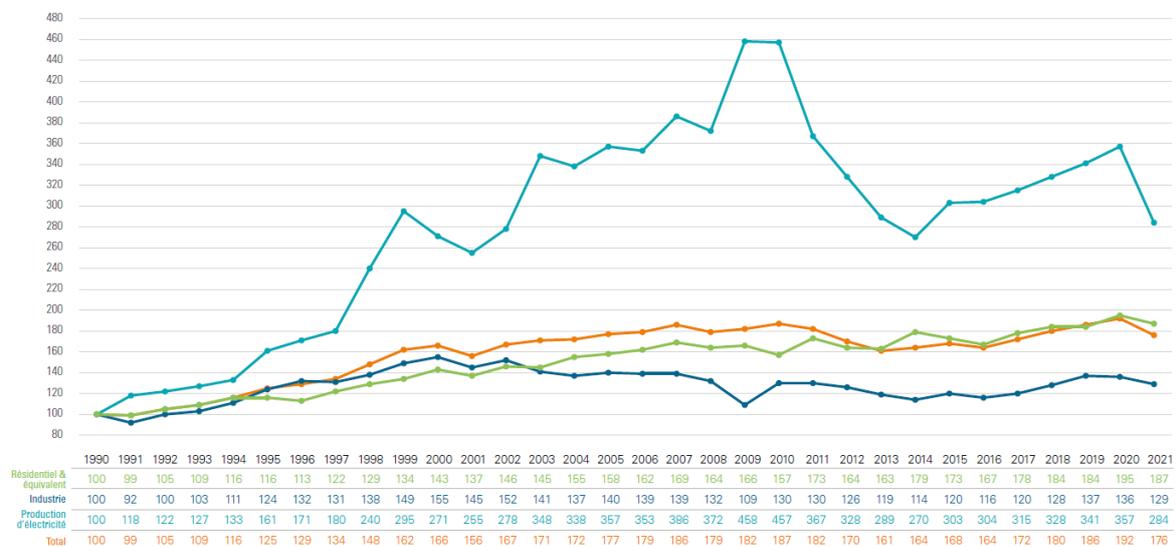


Tableau 41 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2012 et 2021 (en TWh) (Source : CREG, données traitées par Fluxys Belgium)

Segments d'utilisateurs	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021/2020
Distribution	92,0	97,9	79,6	88,0	93,0	91,9	92,8	93,2	89,2	101,9	+14,2%
Industrie (clients directs)	45,5	42,8	41,2	43,1	41,8	43,4	46,1	49,4	49,0	46,6	-4,9%
Production d'électricité (parc centralisé)	48,2	42,5	39,7	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5	41,8	-20,3%
Total	185,6	183,2	160,4	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8	190,7	190,3	-0,2%

Figure 71 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2020 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)



3.7.2. Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

Demande future:

Au vu des nombreuses incertitudes actuelles et de la politique de transition énergétique en plein développement, les prévisions de la demande future de gaz sont très hypothétiques et peuvent être amenées à changer à court terme si les conditions du marché et la politique évoluent. On observe surtout une grande sensibilité de la demande par l'utilisation des centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales de ce type, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique (en particulier pour les utilisateurs de gros), les

perspectives économiques et le rôle du gaz naturel ainsi que par l'introduction des gaz alternatifs (par ex. biométhane, hydrogène (*power-to-gas*) dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

Les prévisions dépendent également du remplacement de la demande de gaz L, prévu vers la fin de l'année 2024 selon le plan de conversion L/H figurant dans le plan décennal indicatif pour le développement du réseau de Fluxys Belgium. Une convergence accélérée vers un marché intégré du gaz H dans un contexte de stagnation de la demande en gaz naturel, couplée à une transition énergétique, feront repenser le marché du gaz, dont la structure finale est actuellement difficile à prévoir.

Approvisionnement:

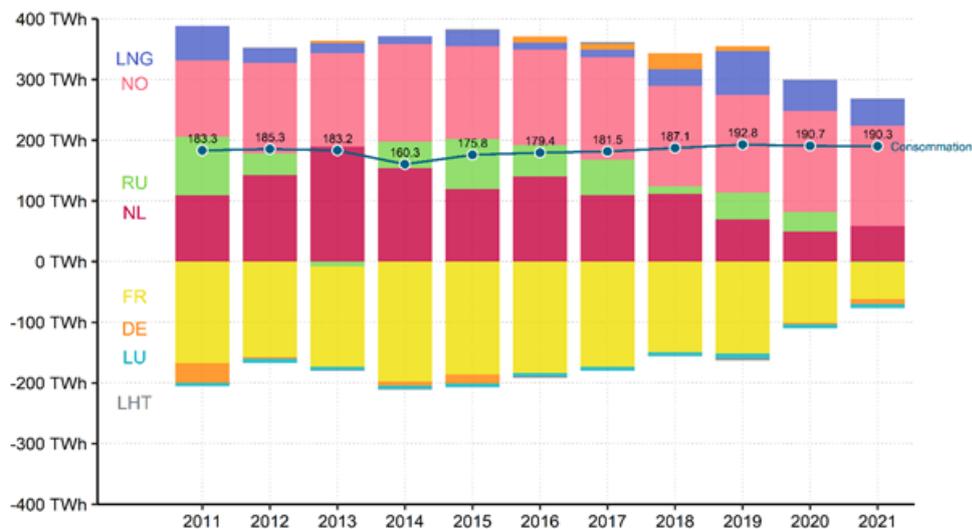
Le nombre d'importateurs (*shipping*) de gaz H pour le marché belge s'élève actuellement à 26 (25 en 2020). Le taux de diversification envisagé de manière agrégée pour les importateurs est très élevé, tant en termes de sources que de routes d'approvisionnement. Sous l'impulsion de l'organisation du marché au niveau européen, notamment, le marché du gaz naturel connaît toujours plus de transactions à court terme, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens. En Belgique, les conditions sont favorables pour attirer et répartir les flux de gaz naturel et pourraient le devenir davantage au vu de la transition progressive vers un marché intégré de gaz H d'ici la fin 2024.

Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement de la Belgique que pour celle d'autres marchés d'Europe du Nord-Ouest. Concernant l'approvisionnement en gaz L, on dénombre actuellement 17 (comme en 2020) fournisseurs (également actifs sur le marché belge du gaz H) qui étaient exclusivement affectés au point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel pour l'approvisionnement à partir des Pays-Bas. Les évolutions du marché belge du gaz L sont fortement déterminées par la conversion progressive au gaz H des clients de gaz L. Le calendrier actuel inscrit dans le plan indicatif d'investissements 2022-2031 de Fluxys Belgium prévoit que la conversion sera achevée d'ici fin 2024.

Le graphique ci-dessous illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou via GNL tant pour l'*entry* (positif) que pour l'*exit* (négatif) pour la période 2011-2021. La ligne rouge représente la différence entre les flux entrants et sortants transfrontaliers et correspond par conséquent à la consommation de gaz naturel en Belgique¹⁷⁶. En 2021, la consommation de gaz naturel était de 190,3 TWh, en quasi-stabilité par rapport à 2020 (190,7 TWh).

¹⁷⁶ Il ne s'agit pas exactement de la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 : +1,82 TWh ; 2016 : -2,11 TWh ; 2017 : +3,34 TWh ; 2018 : -0,83 TWh ; 2019 : -3,27 TWh ; 2020 : +1,08 TWh ; 2021 : +1,07 TWh).

Graph 5 Flux de gaz naturel et consommation – Evolution des flux de gaz naturel vers et de la Belgique (en TWh)



La consommation belge de gaz naturel est restée quasiment stable (-0,2 %) au cours de l'année 2021, deuxième année de pandémie. Il ressort des variations de température en 2021 que le besoin en chauffage a augmenté de 22,4 % par rapport à 2020. Par conséquent, la consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution a été de 14 % supérieure à celle de 2020 (101,9 TWh contre 89,2 TWh en 2020). La consommation industrielle de gaz naturel a diminué de 4,9 % et la consommation de gaz naturel par les centrales électriques au gaz naturel a diminué encore plus fortement de 20,3 %. Les modèles de flux de gaz naturel transfrontaliers sont les suivants :

Les flux de gaz naturel transfrontaliers sont les suivants:

- importations depuis le Royaume-Uni (UK): En 2018, l'approvisionnement en gaz naturel depuis le Royaume-Uni a diminué à 13 TWh, pour remonter de manière significative à 43,9 TWh en 2019 avant de redescendre à 32 TWh (-27,1 %) en 2020. En 2021, ce schéma d'approvisionnement s'est inversé et un flux net de gaz naturel vers le R-U de 0,9 TWh a été enregistré. Ces fluctuations illustrent principalement la flexibilité du système de gaz naturel qui soutient un approvisionnement en gaz naturel efficace.
- importations depuis les Pays-Bas (NL): En 2017, les flux nets de gaz naturel en provenance des Pays-Bas ont fortement baissé (-21,7 %) et sont retombés à 110 TWh. Ce niveau a plus ou moins été maintenu en 2018 (111,5 TWh). En 2019, ils sont passés à 69,5 TWh après une baisse de 37,7 %. Cette tendance à la baisse s'est poursuivie en 2020, avec une diminution de 28,9 % pour redescendre à 49,4 TWh (35,3 % du niveau de 2016). En 2021, cependant, elle augmente à nouveau pour atteindre 58,5 TWh (+18,4%). Le gaz naturel importé des Pays-Bas comprend non seulement, et de moins en moins, du gaz naturel extrait aux Pays-Bas (par exemple, le gaz L dont les exportations néerlandaises seront progressivement supprimées en Belgique d'ici fin 2024 et qui consiste actuellement principalement en du gaz H « appauvri » par l'ajout d'azote pour obtenir la qualité de gaz L), mais aussi du gaz naturel provenant de sources étrangères (telles que la Norvège ou la Russie) qui aboutit sur le marché belge après avoir été négocié ou non aux Pays-Bas.
- importations depuis la Norvège (NO): En 2018, le niveau d'importation était de 165,4 TWh avant de baisser à 160,8 TWh en 2019 et de repartir à la hausse jusqu'à 166,8 TWh en 2020, soit un volume correspondant à 87,5 % de la consommation belge de gaz naturel. Ce volume de gaz naturel norvégien vers Zeebrugge est resté stable en 2021 (165,3 TWh).

Le marché belge dispose d'un modèle d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû aux échanges de gaz naturel transfrontalier intenses en Belgique et au choix de différentes routes et sources selon les conditions de marché. C'est précisément ces échanges transfrontaliers et la gestion de portefeuille international des différents fournisseurs qui assurent la liquidité en Belgique et contribuent à l'efficacité des prix de gros et de la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, pour que le marché fonctionne efficacement, il faut que tous les acteurs du marché, y compris les pays producteurs de gaz naturel, agissent selon une logique de marché et n'exploitent pas le gaz naturel à des fins géopolitiques.

- importations depuis l'Allemagne: les flux de gaz naturel nets en provenance d'Allemagne ont augmenté d'un facteur de presque 3 en 2018 pour atteindre 26,5 TWh. En 2019, les importations nettes depuis l'Allemagne ont baissé à 8,2 TWh, tandis qu'en 2020, les exportations nettes vers l'Allemagne étaient de 2,5 TWh et sont passées à 8,1 TWh en 2021.
- exportations vers la France: Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation de ce pays. En 2017, les flux de gaz naturel en direction de la France sont descendus à 173 TWh (une diminution de 5,6 %). Cette baisse s'est intensifiée en 2018 avant de se stabiliser en 2019 avec un volume de 150 TWh. Au cours de l'année de pandémie 2020, les flux gaziers en direction de la France ont néanmoins chuté à 101,2 TWh (-33,3%), Cette baisse s'est poursuivie en 2021 pour atteindre 61,3 TWh (-39,4%), soit l'équivalent de 32 % de la consommation belge de gaz naturel. Il convient de préciser qu'il est possible depuis le 1^{er} octobre 2015 de transporter physiquement du gaz naturel depuis la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem (Flandre occidentale).
- Exportations vers le Luxembourg : Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Afin de soutenir le négoce de gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, les marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois (gaz H) ont été intégrés, depuis le 1^{er} octobre 2015, en une zone entry/exit unique, en une seule zone d'équilibrage et en une plateforme de négoce commune (la plateforme ZTP - Zeebrugge Trading Platform - existante). Cette refonte du marché est jugée bénéfique pour les flux de gaz naturel physiques entre la Belgique et le Luxembourg. En 2018, les flux de gaz naturel de la Belgique vers le Luxembourg se sont élevés à 6 TWh (soit une diminution de 17,5 % par rapport à 2017) avant de repartir à la hausse jusqu'à 7,6 TWh en 2019. Au cours de l'année de pandémie 2020, les flux gaziers en direction du Luxembourg ont baissé jusqu'à 6,3 TWh (-17,1 %) et ont augmenté à nouveau à 6,9 TWh en 2021 (+9,5 %).
- GNL: En 2017, le flux entrant de GNL en Belgique est resté stable à 11,9 TWh pour remonter à 26,8 TWh en 2018. En 2019, les importations de GNL ont augmenté pour atteindre 72,7 TWh. En 2020, les importations de GNL sont redescendues à 50,9 TWh (-30 %), ce qui équivaut néanmoins à un volume deux fois supérieur à celui de 2018. Toutefois, ce volume de GNL a connu une nouvelle baisse pour atteindre 44,0 TWh en 2021.

3.7.3. Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour 2021.

3.7.4. Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

Le prélèvement de pointe de gaz naturel en 2021 a été enregistré le lundi 7 décembre. La consommation belge de gaz naturel s'élevait alors à 1 148 GWh (949 GWh en 2020), soit 2,2 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 64 % du prélèvement de pointe, 22 % étaient destinés à la production d'électricité et les 14 % restants ont été prélevés par l'industrie.

Cette consommation journalière de pointe a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'apport net de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 47 % de la demande de pointe (29 % gaz L et 18 % gaz H). Quelques 32 % provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord et sont arrivés jusqu'à Zeebruges par le Zeepipe. Les flux de gaz naturel arrivés sur le marché belge en transitant par l'Allemagne ont couvert 11 % de la demande de pointe. En outre, 3 % de cette demande de pointe provenaient du terminal de GNL à Zeebruges et 7 % du stockage souterrain de Loenhout.

Figure 72 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateur en 2021 (Source : CREG)

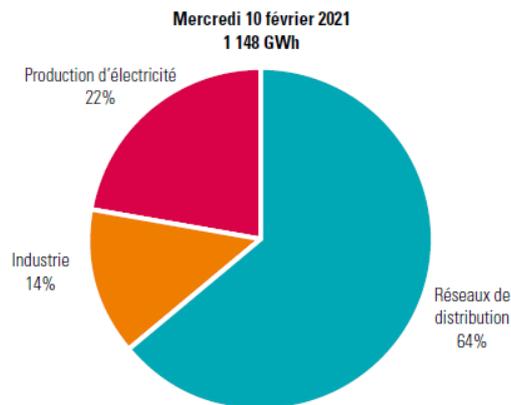
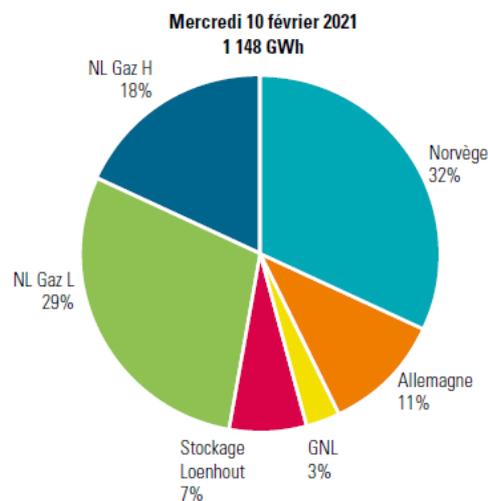


Figure 73 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2021
(source : CREG)



4. PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ÉLECTRICITÉ ET GAZ

4.1. PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1.1. Obligations de service universel et de service publique

4.1.1.1. Niveau fédéral

La cotisation fédérale électricité et gaz naturel telle que nous la connaissons depuis de nombreuses années a pris fin au 31 décembre 2021. Il s'agissait d'un système de prélèvement en cascade d'une surcharge prélevée sur les quantités d'électricité et de gaz naturel consommées en Belgique. Cette cotisation alimentait différents fonds gérés par la CREG.

La loi-programme du 27 décembre 2021¹⁷⁷ modifie, à partir du 1er janvier 2022, les lois électricité et gaz naturel. Le système de cotisation fédérale électricité et gaz naturel est dès lors remplacé par un système d'accises électricité et gaz naturel. Cette loi-programme modifie également la loi-programme du 27 décembre 2004 qui introduit ainsi un droit d'accise spécial électricité et gaz naturel géré, dorénavant, par le SPF Finances. La CREG n'avait dès lors plus de raison de calculer et de publier en décembre 2021 les surcharges unitaires des différentes composantes de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel pour l'année 2022. Elle appellera dorénavant directement auprès du SPF Finances les moyens dont elle a besoin pour alimenter chacun des fonds qu'elle gère pour, ensuite, reverser les montants dus aux différents bénéficiaires. Les montants disponibles dans les différents fonds au 31 décembre 2021 ne pouvant plus être pris en compte dans le calcul de la cotisation fédérale de l'année suivante, ils sont temporairement conservés par la CREG. L'année 2022 sera une année

¹⁷⁷ Loi-programme du 27 décembre 2021 (Moniteur belge du 31 décembre 2021).

transitoire car, outre le financement des fonds par les accises, la CREG percevra encore de la cotisation fédérale relative à des prélèvements d'énergie de 2021, devra encore rembourser de la dégressivité aux fournisseurs et régulariser les irrécouvrables 2021 et le trop-perçu 2021 des gestionnaires de réseau de distribution.

Les arrêtés royaux des 24 mars 2003 et 4 avril 2014 restent à cet effet expressément en vigueur. Conformément à la loi-programme du 27 décembre 2021 précitée, tous ces montants seront régularisés en 2023 avec le SPF Finances. En juin 2021, suite à une recommandation de la Cour des comptes, la ministre de l'Énergie a transmis à la CREG un projet d'arrêté royal visant notamment à imposer aux entreprises de gaz naturel l'obligation de faire certifier, par un réviseur d'entreprises ou un expert-comptable, les montants des exonérations et des réductions de la cotisation fédérale gaz naturel qu'elles ont accordées à leurs clients et qu'elles ont ensuite réclamées à la CREG. Dans le même but, la ministre a également demandé à la CREG de lui transmettre une proposition de modification de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à la surcharge offshore. La CREG a rédigé à cet effet une proposition¹⁷⁸ et un avis¹⁷⁹.

Le changement de réglementation préconisé s'est cependant avéré obsolète en raison de l'abandon du système de cotisation fédérale évoqué ci-avant. Durant l'année 2021, plusieurs modifications législatives sont intervenues pour contrer les effets négatifs de la hausse des prix de l'énergie sur les consommateurs les plus vulnérables. Cela s'est traduit tout d'abord par la loi-programme du 20 décembre 2020 et l'arrêté royal du 28 janvier 2021¹⁸⁰ qui a élargi le nombre de bénéficiaires du tarif social électricité et gaz naturel durant les mois de février à décembre 2021. Une avance de 88 millions d'euros a ainsi été versée aux fournisseurs d'énergie qui ont accordé le tarif social élargi afin de leur permettre de couvrir partiellement le coût de cette première mesure. Les lois du 9 décembre 2021¹⁸¹ et du 15 décembre 2021¹⁸² ainsi que l'arrêté royal du 15 décembre 2021¹⁸³ ont pris diverses mesures complémentaires : fin décembre 2021 les C.P.A.S. ont ainsi reçu une enveloppe complémentaire de

¹⁷⁸ Proposition (C)2256 du 24 juin 2021 d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid

¹⁷⁹ Avis (A)2257 du 24 juin 2021 relatif à un projet d'arrêté royal portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et de l'arrêté royal du 2 avril 2014 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.

¹⁸⁰ Arrêté royal du 28 janvier 2021 complétant la liste des clients protégés résidentiels visée à l'article 15/10, § 2/2, alinéa 1er, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et à l'article 20, § 2/1 alinéa 1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge ainsi que de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge (Moniteur belge du 1er février 2021). Cet arrêté royal a été confirmé par la loi du 27 juin 2021 portant confirmation de trois arrêtés royaux sur les tarifs sociaux d'énergie (Moniteur belge du 30 juin 2021).

¹⁸¹ Loi du 9 décembre 2021 contenant le cinquième ajustement du Budget général des dépenses pour l'année budgétaire 2021 (Moniteur belge du 16 décembre 2021).

¹⁸² Loi du 15 décembre 2021 portant des mesures en vue de la hausse des prix de l'énergie en 2021 et confirmant l'arrêté royal du 22 décembre 2020 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (Moniteur belge du 22 décembre 2021).

¹⁸³ Arrêté royal du 15 décembre 2021 portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge ainsi que de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge (Moniteur belge du 21 décembre 2021). La CREG avait rédigé à cet effet son avis (A)2403 du 17 novembre 2021 sur le projet d'arrêté royal pour l'attribution d'un forfait unique aux clients qui bénéficient du tarif social électricité et sur le projet d'arrêté royal modifiant les arrêtés royaux électricité et gaz naturel du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge.

16 millions d'euros pour l'année 2022, les fournisseurs d'énergie ayant accordé en 2021 le tarif social élargi ont reçu 100 millions d'euros supplémentaires afin de couvrir le surcoût de cette mesure. Enfin, les clients protégés recevront de leur fournisseur un forfait unique de 80 EUR, pour un coût total estimé à 72 millions d'euros. Conformément aux modifications apportées aux lois électricité et gaz naturel, le coût de toutes ces mesures a été supporté par le budget de l'État. La CREG a ainsi reçu ces sommes du SPF Économie avant de les reverser aux bénéficiaires.

Signalons enfin que dans son arrêt n° 5/2021 du 14 janvier 2021, la Cour constitutionnelle a prononcé l'annulation demandée par la CREG de l'article 42 et, subsidiairement, de l'article 31 du décret de la Région flamande du 26 avril 2019 « modifiant le décret sur l'Énergie du 8 mai 2009 en ce qui concerne le déploiement de compteurs numériques et modifiant les articles 7.1.1, 7.1.2 et 7.1.5 du même décret », tout en maintenant les effets juridiques quant aux montants facturés avant la date de publication de l'arrêt au Moniteur belge. La CREG constate une période de transition plus longue que celle octroyée dans ses lignes directrices (R)2076 relatives à la facturation et la perception de la cotisation fédérale « électricité », ce qui donne donc plus de temps aux fournisseurs et autres acteurs du marché pour s'adapter. Afin de ne pas créer de divergences concernant cet arrêt et d'obtenir la même date d'entrée en vigueur dans toutes les régions, la CREG a décidé de reporter à nouveau l'application de ces lignes directrices¹⁸⁴. La nouvelle date est celle de la publication de l'arrêt au Moniteur belge, soit le 1er mars 2021.

- La cotisation fédérale gaz naturel

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel (Fluxys Belgium) et les gestionnaires d'une conduite directe¹⁸⁵ doivent verser trimestriellement à la CREG la cotisation fédérale qu'ils ont facturée préalablement à leurs clients. En 2021, ces entreprises ont ainsi alimenté directement les fonds CREG, social énergie et clients protégés.

De leur côté, les entreprises de gaz naturel qui ont accordé des réductions (dégressivité) et des exonérations à leurs propres clients ont introduit chaque trimestre auprès de la CREG leurs demandes de remboursement.

- Exonérations et dégressivité

Comme expliqué plus haut, les entreprises de gaz naturel se sont vues facturer l'intégralité de la cotisation fédérale par Fluxys Belgium mais ne pouvaient pas la refacturer entièrement à leurs clients finals étant donné que certains d'entre eux bénéficiaient d'une réduction (dégressivité), voire d'une exonération de celle-ci. La législation en vigueur en 2021 prévoyait dans ce cadre qu'elles pouvaient réclamer chaque trimestre auprès de la CREG la différence entre ce qu'elles ont payé de cotisation fédérale à Fluxys Belgium et ce qu'elles ont obtenu de leurs clients.

En 2021, la CREG a ainsi remboursé aux entreprises de gaz naturel, d'une part, 22 195 438 EUR correspondant à l'exonération de la cotisation fédérale prélevée sur le gaz naturel destiné à la production d'électricité injectée sur le réseau (centrales électriques et unités de cogénération de qualité) et, d'autre part, 209 465 EUR correspondant à l'exonération de la cotisation fédérale accordée aux institutions internationales. Ces remboursements ont été effectués à l'aide des moyens disponibles dans les différents fonds. Ces mêmes entreprises de gaz naturel ont également introduit des demandes de remboursement de dégressivité s'élevant à 17 851 891 EUR.

¹⁸⁴ Lignes directrices (R)2199 du 4 février 2021 relatives à la facturation et la perception de la cotisation fédérale « électricité ». Elles remplacent les lignes directrices (R)2076 du 16 avril 2020.

¹⁸⁵ Au 31 décembre 2021, seule la société Wingas était gestionnaire d'une conduite directe en Belgique.

En outre, un montant de 2 162 853 EUR de cotisation fédérale, non versé à la CREG par le gestionnaire de la conduite directe Wingas en raison de l'octroi de la dégressivité à ses clients, a également été réclamé au SPF Finances en vue d'être réparti entre les différents fonds. Enfin, seuls quatre clients finals disposant d'un site de consommation ayant fait l'objet d'une facturation séparée par plusieurs fournisseurs ont introduit auprès de la CREG une demande de régularisation de la dégressivité pour l'année 2020. La CREG leur a ainsi remboursé un montant global de 2 524 445 EUR. Durant l'année 2021, le SPF Finances a mis à la disposition de la CREG une avance de 24 625 000 EUR destinée à satisfaire toutes les demandes de remboursement de dégressivité. Au terme de l'exercice, 2 085 811 EUR n'ont pas été utilisés et seront dès lors déduits par le SPF Finances du montant appelé par la CREG en 2022.

➤ Irrécouvrables

En 2021, la régularisation de la majoration forfaitaire légale de 0,7 %, destinée à couvrir les entreprises de gaz naturel contre la cotisation fédérale qu'elles n'ont pas pu récupérer auprès de leurs clients en raison de leur défaut de paiement, a généré un produit net de 297 328 € qui a été réparti en fin d'année entre les fonds alimentés par la cotisation fédérale gaz naturel.

○ La cotisation fédérale électricité

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (Elia Transmission Belgium) devait verser trimestriellement à la CREG la cotisation fédérale facturée à ses clients le trimestre précédent. En 2021, Elia a ainsi alimenté directement les fonds CREG, social énergie, dénucléarisation et clients protégés. La mise à zéro du fonds gaz à effet de serre ayant été une nouvelle fois prolongée Elia n'a pas alimenté ce fonds en 2021. De leur côté, les entreprises d'électricité qui ont accordé des réductions (dégressivité) et des exonérations à leurs propres CREG leurs demandes de remboursement.

Lors de la clôture annuelle de leurs comptes 2020, les gestionnaires de réseau de distribution ont transmis à la CREG le relevé certifié de la différence entre leurs produits et leurs charges de cotisation fédérale 2020. En 2021, la CREG a ainsi régularisé avec l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution leurs surplus de cotisation fédérale électricité 2020. Les montants suivants ont ainsi été versés dans les fonds liés à la cotisation fédérale électricité :

Tableau 42 : Répartition entre les fonds gérés par la CREG des surplus de cotisation fédérale électricité des gestionnaires de réseau de distribution (en €) (Source CREG)

FONDS	2021	2020	2019
CREG	761 459	738 219	901 627
Dénucléarisation	5 168 504	5 032 151	6 244 277
Gaz à effet de serre	0	0	0
Social énergie	2 216 828	2 242 958	2 876 452
Clients protégés	7 935 957	7 770 400	10 075 462
TOTAL	16 082 748	15 783 728	20 097 818

Enfin, depuis le 1er janvier 2018, la loi du 29 avril 1999 prévoit que les installations de stockage sont exonérées de la cotisation fédérale électricité. Une incertitude a subsisté un certain temps sur la nécessité de disposer d'un arrêté royal d'exécution afin d'accorder cette exonération. Celle-ci ayant été levée, la CREG a pu régulariser la situation des deux sites de stockage concernés.

➤ Exonération et dégressivité

Comme expliqué plus haut, les entreprises d'électricité se sont vues facturer l'intégralité de la cotisation fédérale par Elia et les gestionnaires de réseau de distribution mais elles ne pouvaient pas

la refacturer entièrement à leurs clients finals étant donné que certains d'entre eux bénéficiaient d'une réduction (dégressivité) voire d'une exonération de celle-ci. La législation prévoyait dans ce cadre qu'elles pouvaient réclamer chaque trimestre auprès de la CREG la différence entre les montants de cotisation fédérale qu'elles ont payés à Elia et à leurs gestionnaires de réseau de distribution et ce qu'elles ont obtenu de leurs clients.

En 2021, la CREG a ainsi remboursé aux entreprises d'électricité, à l'aide des moyens disponibles dans les différents fonds, 1 677 826 EUR de cotisation fédérale qu'elles n'ont pas pu facturer aux institutions internationales. 24 783 316 EUR leur ont également été remboursés dans le cadre des réductions (dégressivité) accordées à leurs clients. Ce montant inclut le montant de la régularisation introduite par un client final disposant d'un site de consommation ayant fait l'objet d'une facturation séparée par plusieurs fournisseurs en 2020. En outre, 41 400 303 EUR de cotisation fédérale, non versés par Elia en raison de l'octroi de la dégressivité à certains de ses propres clients, ont été réclamés au SPF Finances en vue d'être répartis entre les différents fonds électricité. Durant l'année 2021, le SPF Finances a mis à la disposition de la CREG une avance de 67 500 000 EUR destinée à satisfaire les demandes de remboursement de dégressivité. Au terme de l'exercice, 1 316 381 EUR n'ont pas été utilisés et seront dès lors déduits par le SPF Finances du montant appelé par la CREG en 2022.

➤ Irrécouvrables

En 2021, la régularisation de la majoration forfaitaire légale de 0,7 %, destinée à couvrir les entreprises d'électricité contre la cotisation fédérale qu'elles n'ont pu récupérer les années précédentes auprès de leurs clients en raison de leur défaut de paiement, a généré un produit net de 159 124 EUR qui a été réparti en fin d'année entre les fonds alimentés par la cotisation fédérale électricité.

○ La surcharge offshore

Cette surcharge, prélevée par Elia auprès de ses clients finals et des entreprises d'électricité qui l'ont ensuite répercutée sur leurs propres clients, était destinée à compenser le coût résultant de son obligation d'achat des certificats verts accordés à la production électrique en mer du Nord. Il revenait à la CREG de rembourser Elia et les entreprises d'électricité qui ont accordé à leurs clients de la dégressivité sur cette surcharge. En 2021, la CREG leur a ainsi respectivement remboursé 89 947 346 EUR et 153 271 251 EUR. Ce dernier montant inclut le montant de la régularisation introduite par un client final disposant d'un site de consommation ayant fait l'objet d'une facturation séparée par plusieurs fournisseurs en 2020.

Durant l'année 2021, le SPF Finances a mis à la disposition de la CREG une avance de 241 000 000 EUR destinée à satisfaire toutes les demandes de remboursement. Ce ne fut pas suffisant. Le déficit de 2 218 597 EUR sera dès lors ajouté par le SPF Finances au montant appelé par la CREG en 2022.

4.1.1.2. Région flamande

Approvisionnement en électricité et gaz naturel ininterrompu:

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 146-147/185.

Fournisseur de dernier recours:

Le lecteur est renvoyer au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 147/185.

Mise en demeure:

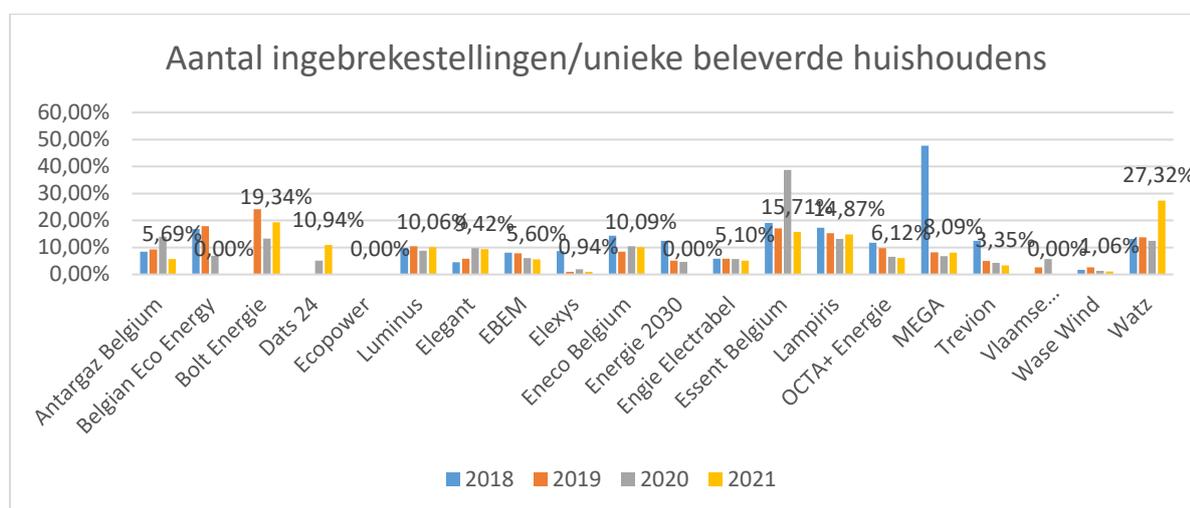
La figure ci-dessous montre que **238 479** clients résidentiels ont reçu au moins une **mise en demeure** au cours de l'année de fourniture 2021. Ce chiffre est nettement inférieur à celui des années

précédentes. Plus précisément, 269 524 clients résidentiels ont reçu une mise en demeure en 2020. En 2019, ce chiffre était de 252 474. En termes relatifs également, moins de ménages ont reçu une mise en demeure. Alors que l'année dernière, 9,76 % des clients résidentiels avaient reçu au moins une mise en demeure, ils n'étaient plus que 8,53 % en 2021.

Figure 74 : Evolution du nombre de mises en demeures reçues par les consommateurs par leur fournisseur pour la période 2004-2021 (en néerlandais)



Figure 75 : Nombre de ménage ayant reçu au moins une mise en demeure par un fournisseur d'énergie par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur (en néerlandais)



Les chiffres sous-jacents révèlent une baisse des mises en demeure chez certains grands fournisseurs comme Engie Electrabel, Eneco Belgium et Essent Belgium. Ils sont probablement responsables de la baisse du nombre total de clients résidentiels ayant reçu une mise en demeure. Chez Essent Belgium, on a constaté une forte augmentation du nombre de mises en demeure l'année dernière. Cela s'explique principalement par une opération de rattrapage en raison d'un retard dans leur facturation en 2020. En comparaison avec les années précédentes, on constate une évolution plutôt stable.

Par ailleurs, on constate également une augmentation du nombre relatif de mises en demeure chez certains fournisseurs, plus particulièrement Watz et Bolt Energie. Dans les statistiques sociales de Watz, on constate une augmentation générale des défauts de paiement par rapport à l'année dernière. Chez Bolt Energie, on observe également une augmentation générale des défauts de paiement, tant en termes absolus que relatifs. Cela peut également être dû en partie à la forte croissance de leur portefeuille de clients en 2021 et au fait que le nombre de ménages approvisionnés uniques est un chiffre moyen sur une année.

Plans de paiements :

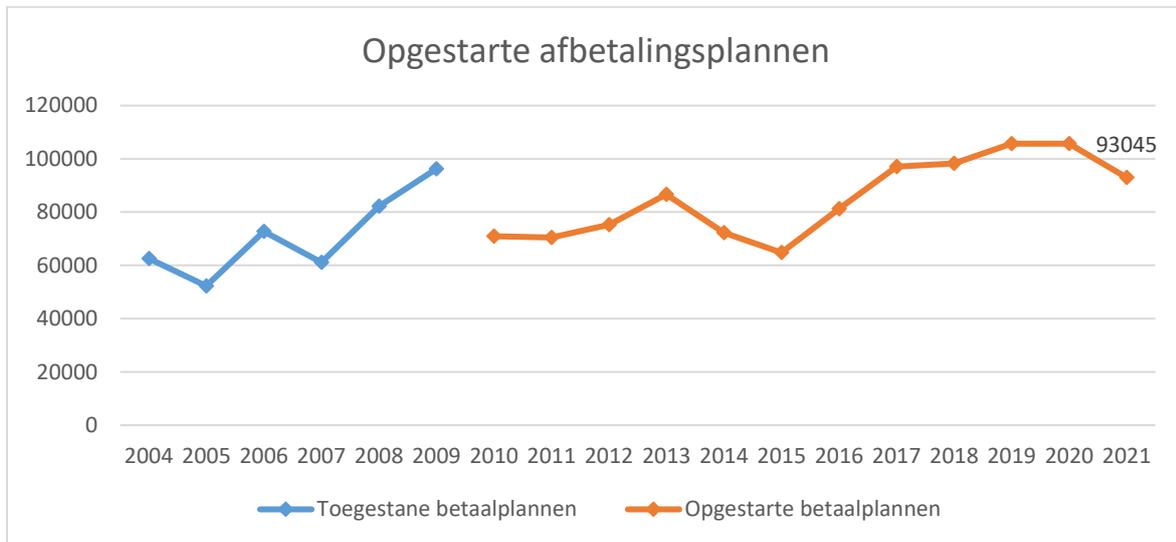
Lorsque le décompte final annuel est imprévisiblement élevé, le fournisseur peut proposer de rembourser cette dette via un plan de paiement. Un décompte final élevé peut être le résultat d'une hausse générale des prix, d'une consommation plus élevée que précédemment ou d'un hiver froid. Un décompte de gaz naturel qui n'inclut que des mois d'hiver peut également conduire à un encours de dette élevé. Les acomptes sont en effet calculés sur une base annuelle et ne sont pas suffisants pour les mois d'hiver, si bien que le solde qu'il reste à payer peut vite atteindre des sommes importantes lors de ce décompte final. Ce n'est que lors du décompte final suivant que le client pourra récupérer son argent. Tous les ménages ne peuvent pas faire face à ce paiement soudain.

Les plans de paiement peuvent donc témoigner non seulement d'un problème temporaire pour régler, par exemple, une facture de décompte élevée, mais aussi d'un problème structurel à s'acquitter de ces paiements. En 2021, 141 455 plans de paiement étaient en cours, ce qui signifie qu'au moins un remboursement a eu lieu en 2021. Ce chiffre est nettement inférieur à celui des années précédentes. En 2021, 149 930 plans de paiement étaient en cours, alors qu'en 2020, il y en avait 148 410.

Essent Belgium joue à nouveau un rôle important dans ce cadre. En 2020, Essent Belgium a effectué une manœuvre de rattrapage dans sa facturation. Cela a également entraîné une augmentation du nombre de plans de paiement démarrés et donc en cours. En revanche, pour 2021, on constate une forte baisse des chiffres d'Essent. D'une part, la manœuvre de rattrapage a été arrêtée et, d'autre part, Essent Belgium a cessé ses activités en 2021 et le portefeuille de clients a été repris par Luminus. Si l'on ne tient pas compte des chiffres d'Essent Belgium, on constate toujours une légère tendance à la baisse.

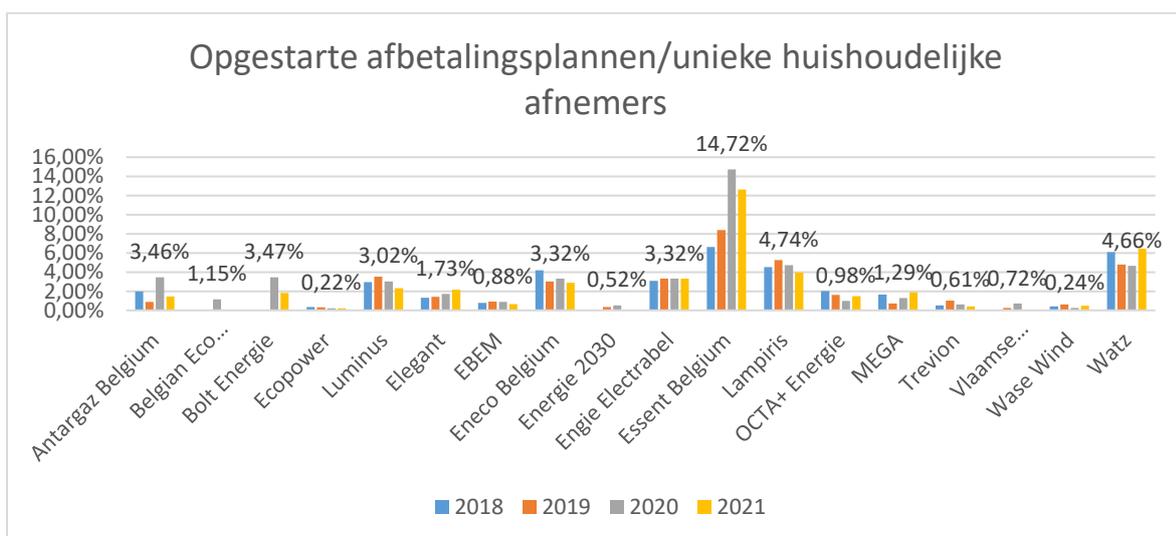
La figure ci-dessous rend compte du nombre de plans de paiement démarrés au cours d'une année donnée. Avant 2010, les chiffres portaient sur le nombre de plans de paiement *autorisés*, alors qu'après, pour plus de clarté, c'est le nombre de plans de paiement *démarrés* qui a été pris en compte. Il s'agit du nombre de plans de paiement pour lesquels un premier remboursement devait avoir lieu en 2021. Là encore, on constate une nette tendance négative dans les chiffres. En 2021, 93 045 plans de paiement ont été démarrés, soit une forte baisse par rapport à 2020, où 105 676 plans avaient été démarrés. Il convient toutefois de noter que 2019 et 2020 ont vu un nombre exceptionnellement élevé de plans de paiement démarrés, comme le montre la figure ci-dessous. En termes relatifs, en 2021, 3,33 % des clients résidentiels ont démarré un plan de paiement avec leur fournisseur commercial. En 2020, ce chiffre était de 3,82 %.

Figure 76 : Evolution du nombre de plans de paiement autorisés (jusqu'en 2021) et conclus auprès de fournisseurs commerciaux (en néerlandais)



La figure 76 montre le nombre de plans de paiement démarrés par fournisseur d'énergie, par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur. Une fois de plus, on constate que c'est surtout le fournisseur Essent Belgium qui entraîne la baisse des chiffres, d'une part en raison de l'arrêt de leur manœuvre de rattrapage et d'autre part en raison de la reprise de leur portefeuille clients. Quelques autres grands fournisseurs sont également à l'origine d'une baisse des chiffres. Ainsi, on constate une tendance à la baisse chez Luminus, Eneco Belgium et Lampiris. On peut supposer que cette tendance à la baisse est le résultat de prix de l'énergie relativement bas pendant la majeure partie de l'année 2021, voir figure 77. Par ailleurs, on a encore observé en 2021 quelques retombées des mesures d'accompagnement prises dans le cadre de la crise du coronavirus pour soutenir les ménages vulnérables.

Figure 77 : Nombre de plans de paiement démarrés par un fournisseur d'énergie par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur (en néerlandais)



Résiliation du contrat de fourniture:

Lorsqu'un client ne donne pas suite à une mise en demeure, qu'aucun plan de paiement n'est convenu ou que le plan de paiement convenu n'a pas été respecté, le fournisseur peut mettre fin au contrat du client, moyennant le respect des délais légaux.

Au total, tous fournisseurs confondus, 66 478 contrats ont été résiliés en 2021 pour l'électricité et 49 878 pour le gaz naturel. Cela représente respectivement 2,38 % du nombre de points d'accès des clients résidentiels à l'électricité et 2,58 % du nombre de points d'accès des clients résidentiels au gaz naturel.

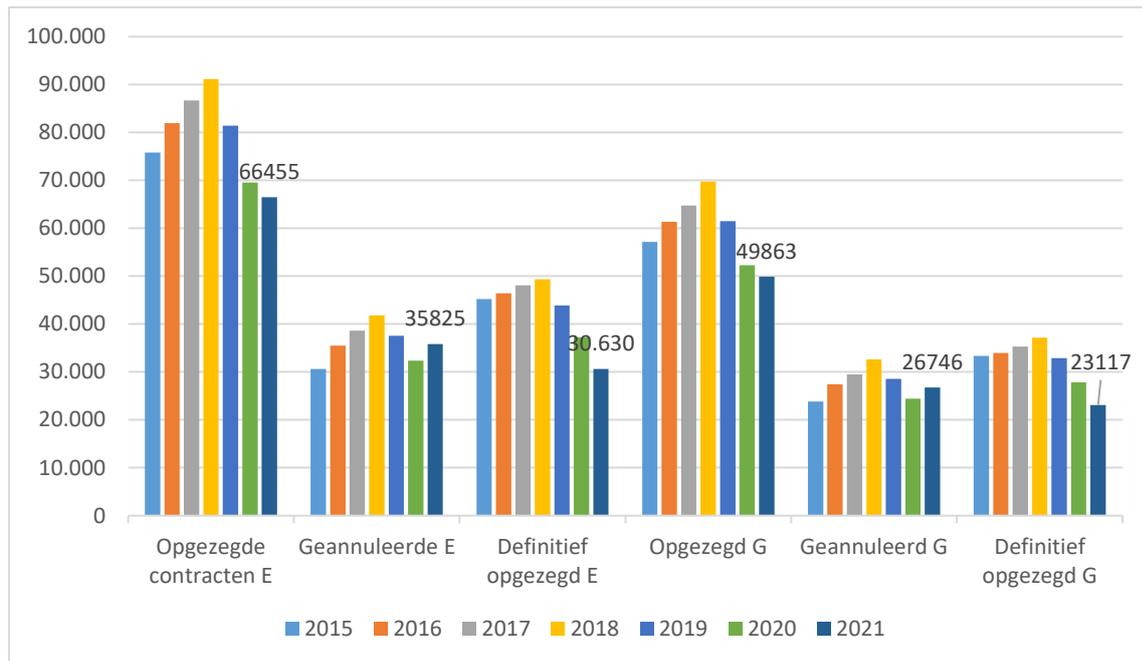
Tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, cette résiliation était dans la majorité des cas, plus précisément dans 99,97 % des cas, due à une situation de défaut de paiement. Concrètement, cela concernait **66 455 contrats** pour l'électricité et **49 863 contrats** pour le gaz naturel. Toutefois, il est également possible qu'un fournisseur mette fin à un contrat pour une autre raison. C'était le cas pour 23 contrats d'électricité et 15 contrats de gaz naturel. Dans l'attente de leur retour sur le marché commercial, ces clients résidentiels sont également approvisionnés provisoirement par le gestionnaire de réseau de distribution.

Dans 53,91 % des cas pour l'électricité et dans 53,64 % des cas pour le gaz naturel, la résiliation du contrat est à nouveau annulée durant la période de préavis de 60 jours, ce qui indique que le fournisseur a encore pu trouver une solution avec le client et a continué à approvisionner ce dernier. Cela peut se faire, par exemple, en établissant un plan de paiement ou en payant la totalité de la dette. Il convient toutefois de noter que le nombre d'annulations et le nombre de résiliations ne peuvent être liés à 100%. Ainsi, pour un contrat résilié en 2020 mais dont la résiliation a été annulée en 2021, il peut arriver que seule l'annulation apparaisse dans les statistiques de 2021.

Enfin, les contrats pour lesquels aucune solution n'est trouvée pendant la période de préavis sont définitivement résiliés. Ainsi, en 2021, **30 630 contrats d'électricité et 23 117 contrats de gaz naturel ont été définitivement résiliés** par le fournisseur. Si ces clients ne parvenaient pas à trouver un autre fournisseur sur le marché commercial, leur approvisionnement était repris par le gestionnaire du réseau de distribution.

Respectivement 11,87 % et 11,66 % des contrats électricité et gaz naturel définitivement résiliés étaient conclus avec des clients protégés. Il semble donc que, contrairement aux années précédentes, cette part soit inférieure au nombre de clients protégés sur le marché de l'énergie, si bien que l'on peut dire qu'un nombre disproportionné de clients protégés ne sont pas « droppés ». Cela pourrait s'expliquer par le fait que la différence entre le prix maximum social et les prix actuels du marché est maintenant vraiment très importante et que le prix maximum social est une bonne mesure pour lutter contre la précarité énergétique. Par ailleurs, cela pourrait également indiquer que certains clients ont également eu droit au prix maximum social grâce à l'extension de ce droit, alors qu'ils ne risquaient pas de rencontrer des problèmes de paiement.

Figure 78 : Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés pour l'électricité (E) et le gaz (G)



La figure 78 montre l'évolution du nombre de contrats de fourniture résiliés en raison de défauts de paiement au cours des dernières années. On y constate qu'en 2021, la tendance à la baisse de ces dernières années, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, se poursuit. On y voit probablement aussi l'influence de la « charte corona », en vertu de laquelle les fournisseurs s'engagent à ne pas être trop stricts dans leur politique de *dropping* des clients en raison de problèmes de paiement. Le faible prix de l'énergie en 2021 joue également un rôle.

En plus d'une diminution du nombre de contrats résiliés, on constate également une augmentation du nombre d'annulations après un drop. Cela signifie que davantage de clients ont trouvé une solution avec leur fournisseur après la notification du drop. Comme il y a eu moins de résiliations et qu'un plus grand nombre de ces résiliations ont été annulées, on constate une forte baisse du nombre de contrats définitivement résiliés.

Les clients qui ne trouvent pas de solution avec leur fournisseur, et dont la résiliation n'est donc pas annulée, peuvent toujours rester sur le marché commercial en concluant un contrat avec un autre fournisseur. De cette façon, ils ne sont pas dirigés chez le gestionnaire du réseau de distribution.

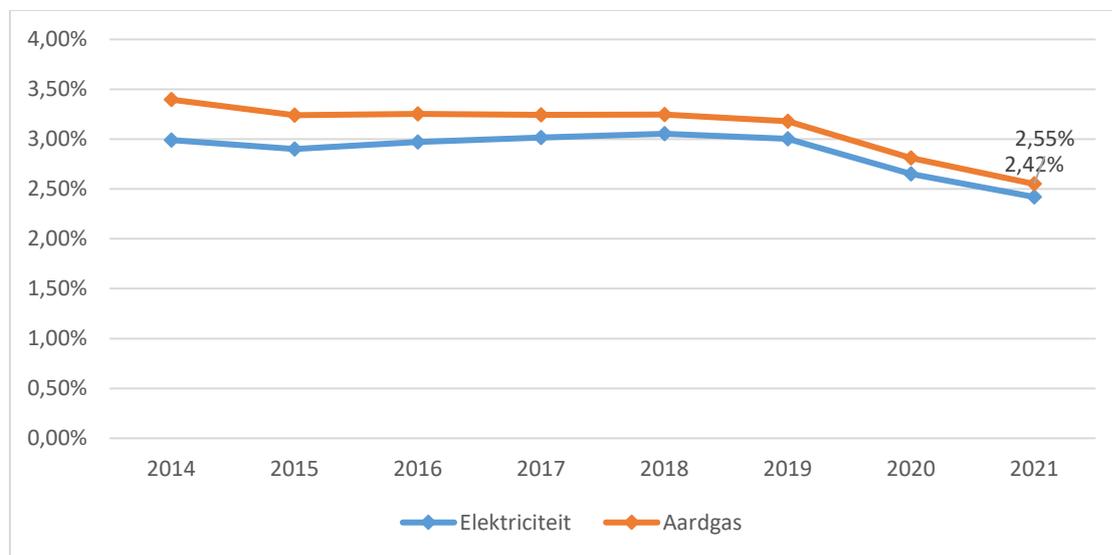
Nombre de ménages approvisionnés par le gestionnaire de réseau :

Au total, **2 894 882 points d'accès à l'électricité et 2 013 161 points d'accès au gaz naturel** étaient répertoriés comme points d'accès de clients résidentiels dans le registre d'accès au 31 décembre 2021. Parmi ceux-ci, **69 952 et 51 272 points d'accès** étaient respectivement **approvisionnés par le gestionnaire de réseau** à cette date. Par conséquent, 2,42 % des points d'accès de clients résidentiels à l'électricité et 2,55 % des points d'accès des clients résidentiels au gaz naturel étaient approvisionnés par le fournisseur social. Ces chiffres sont historiquement bas. En 2020, ces chiffres étaient encore de 2,65 % pour l'électricité et de 2,81 % pour le gaz naturel.

La majeure partie d'entre eux ont été approvisionnés par le gestionnaire de réseau pour défaut de paiement (99,24 % pour l'électricité et 99,48 % pour le gaz naturel). Pour l'électricité, 35 157, soit 50 % de ces clients, ont été approvisionnés par un compteur à budget et 34 264 par un compteur ordinaire. Une grande partie des clients résidentiels qui sont droppés par leur fournisseur pour défaut de paiement rencontrent donc également des problèmes de paiement avec le gestionnaire de réseau de distribution. Pour le gaz naturel également, une grande partie (24 882 ou 49 %) des clients

approvisionnés par le gestionnaire de réseau ont un compteur à budget à cause d'un défaut de paiement.

Figure 79 : Evolution du % de clients résidentiels approvisionnés



La figure 79 montre l'évolution du nombre de clients résidentiels approvisionnés par les gestionnaires de réseau de distribution au cours des dernières années. Souvent, les parts pour l'électricité et le gaz naturel suivent une tendance similaire et suivent la conjoncture économique¹⁸⁶ et/ou les prix de l'énergie.

En 2019, la tendance légèrement haussière de ces dernières années a été cassée. À ce moment-là, on pouvait largement attribuer cette baisse à une amélioration générale de la conjoncture économique. Il était question d'augmentation du produit intérieur brut, de croissance économique et de baisse du taux de chômage. En outre, le prix moyen pondéré pour un client résidentiel ayant une consommation moyenne à la fois pour l'électricité et le gaz naturel avait fortement baissé en 2019 par rapport à l'année précédente. En 2020, les chiffres ont baissé encore plus fortement. Diverses mesures du gouvernement fédéral et du gouvernement flamand, combinées à un prix de l'énergie bas, ont permis d'amortir les chocs de la crise du coronavirus pour les ménages. Ensuite, on constate que les chiffres continuent à baisser en 2021. Là encore, les mesures d'accompagnement prises par le gouvernement pour la sortie de la crise du coronavirus et le faible prix de l'énergie pendant une grande partie de l'année jouent sans aucun doute un rôle.

Compteur à budget:

Si un client contracte à nouveau des dettes auprès du gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau de distribution installera un compteur à budget chez ce client. La figure 80 montre l'évolution au cours des dernières années du nombre de compteurs à budget actifs au 31 décembre de l'année en question. Après un niveau historiquement bas en 2020, principalement dû aux périodes de confinement pendant lesquelles aucun compteur à budget n'a pu être activé, on constate une nouvelle augmentation en 2021. Plus précisément, au 31 décembre 2021, 36 459 compteurs à budget étaient actifs, dont 30 258 numériques. Cette augmentation est sans doute due principalement à la manœuvre de rattrapage effectuée par le gestionnaire de réseau après les périodes de confinement en 2020. Selon Fluvius, l'introduction du MIG6 joue néanmoins aussi un rôle. En raison de la conversion, le système de messagerie n'a pas pu transmettre tous les points problématiques où la fonction de prépaiement

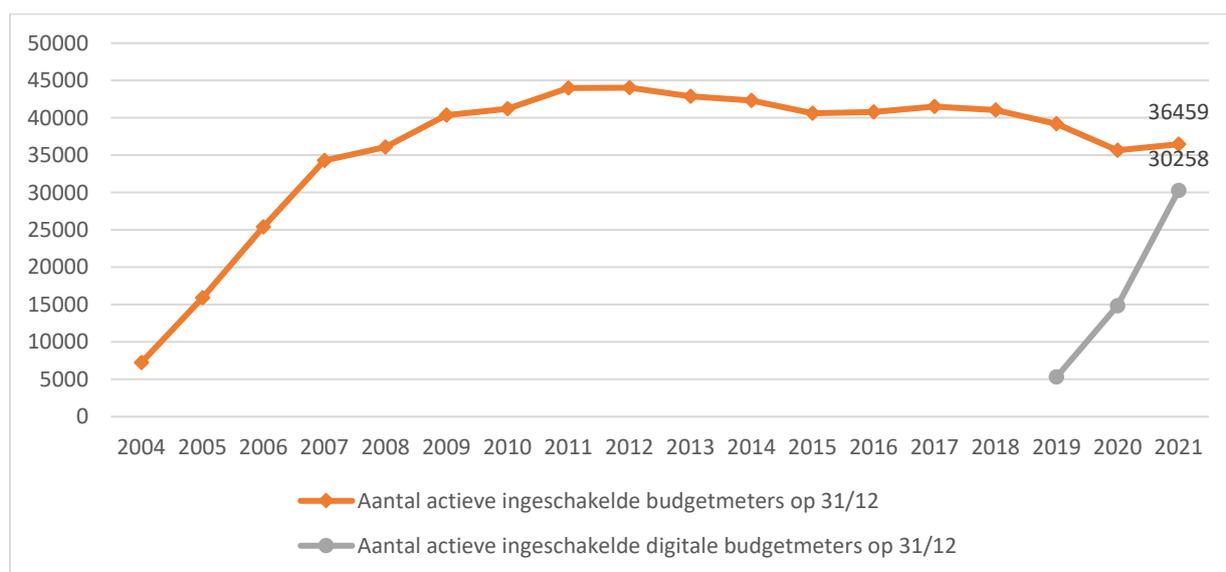
¹⁸⁶ https://financien.belgium.be/fr/statistiques_et_analyses/chiffres-statistiques/variables-macro%C3%A9conomiques-indicateurs-conjoncturels

pouvait être activée. On recense donc un certain nombre de points d'accès pour lesquels l'activation ne pouvait pas avoir lieu avant le début de 2022 et qui n'apparaissent donc pas dans les chiffres.

Certains ménages possèdent plus d'un compteur à budget pour l'électricité. Cela peut être le cas lorsqu'ils disposent d'un compteur séparé pour leur chauffage à l'électricité, sur lequel un compteur à budget a également été installé. Le nombre de ménages qui prélèvent de l'électricité via un compteur à budget est donc inférieur au nombre de compteurs à budget actifs. 34 685 clients résidentiels prélèvent de l'électricité via un compteur à budget, ce qui représente 1,2 % des raccordements résidentiels.

Enfin, le pourcentage de compteurs à budget numériques actifs par rapport au nombre total de compteurs à budget actifs a fortement augmenté par rapport à l'année précédente. Les clients ayant un compteur à budget actif constituent un groupe cible prioritaire pour le déploiement du compteur numérique. Selon le règlement technique de la VREG, Fluvius avait l'obligation de procéder à la conversion de tous les compteurs à budget avant la fin de 2021. La figure 80 montre que cette opération n'était pas encore tout à fait terminée fin 2021. Tous les clients disposant d'un compteur à budget ont été contactés pour le changement, mais un dernier groupe refuse d'ouvrir la porte à Fluvius ou ne prend pas contact.

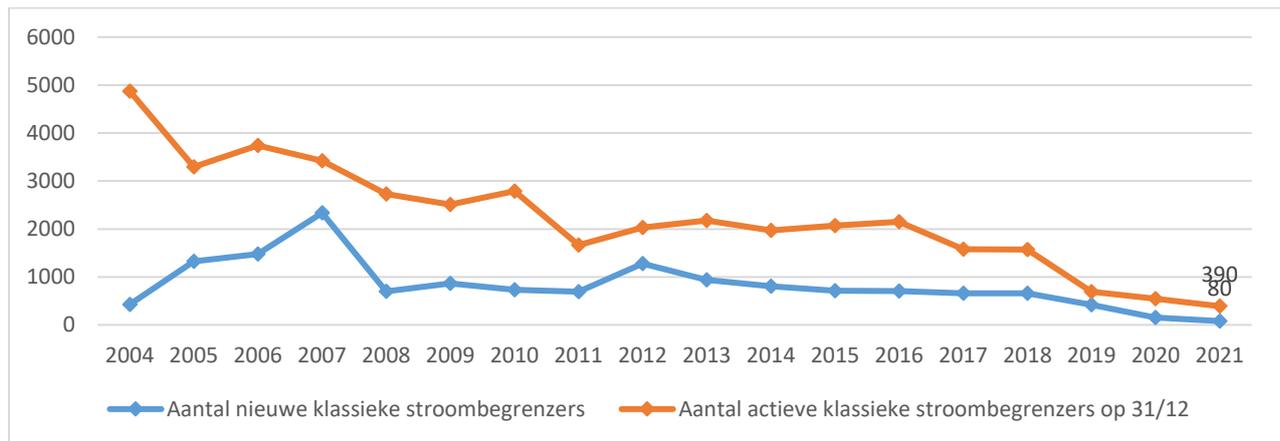
Figure 80 : Evolution du nombre de compteurs à budgets actifs au 31/12/21, total compteurs et compteurs numériques (électricité)



Limiteurs de puissance:

Dans des cas exceptionnels, par exemple par manque de place ou pour des raisons techniques, il est impossible ou irresponsable d'un point de vue sociétal d'installer un compteur à budget. Cela peut se produire avec d'anciens types de câblage, ou parce qu'il n'y a pas assez d'espace pour accrocher le compteur à budget (dans un endroit accessible). Dans une telle situation, on choisit parfois d'installer un limiteur de puissance classique, qui restreint à 10 ampères la puissance du raccordement.

Figure 81 : Evolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs au 31/12/2021



La figure 81 montre l'évolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs à la fin de l'année en question. Le choix en 2007 de n'installer des limiteurs de puissance que dans des situations exceptionnelles explique également pourquoi le nombre de limiteurs de puissance classiques n'a cessé de diminuer depuis 2007. Entre 2012 et 2016, l'évolution est restée limitée à des fluctuations annuelles. En 2017, on observe une rupture nette de la tendance. Cette dernière est toutefois entièrement due à la rectification de situations historiques sur le marché commercial. Pour 2019 et 2020, on constate une baisse notable par rapport aux années précédentes. Ce constat est dû à un changement dans la méthodologie d'enregistrement. À partir de 2020, il a été décidé entre Fluvius et la VREG de ne rapporter que les limiteurs de puissance que Fluvius installe ou enlève dans son rôle de fournisseur social et donc pas dans son rôle de fournisseur exceptionnel pour, par exemple, les clients MOZA, les clients non résidentiels ou les points de fourniture sans contrat. Afin d'établir une comparaison correcte avec l'année précédente, les chiffres de 2019 ont également été adaptés.

On constate que la tendance à la baisse se poursuit ces dernières années, malgré l'adaptation des chiffres. Cette diminution est principalement due à l'introduction du compteur numérique, ce qui signifie qu'il y a moins de risques de problèmes techniques pour installer un compteur à budget.

Coupures:

Les clients qui achètent de l'énergie via un compteur à budget nu courent toujours un risque d'auto coupure. Si leur carte de compteur à budget n'a plus de crédit, ils ne peuvent en effet plus consommer d'électricité. Le gestionnaire de réseau de distribution notifie au CPAS tous les ménages qui disposaient d'un compteur à budget nu pour l'électricité ou d'un compteur à budget ordinaire pour le gaz naturel entre novembre et mars et qui n'ont pas été rechargés au moins une fois pendant plus de 30 jours. Ces ménages couraient en effet un risque élevé de ne pas avoir accès à l'électricité à ce moment-là. En 2021, 5 355 ménages ont ainsi été recensés, soit 96 % des ménages disposant d'un compteur à budget nu pour l'électricité. Pour le gaz naturel, 17 130 ménages ont été signalés au CPAS parce qu'ils n'avaient pas été rechargés pendant une période de 30 jours calendrier. Il est possible que le chiffre du gaz naturel soit beaucoup plus élevé parce que les ménages qui ont des difficultés à payer le chauffage se tournent vers une source d'énergie moins chère, comme un poêle à bois, ou même coupent le chauffage.

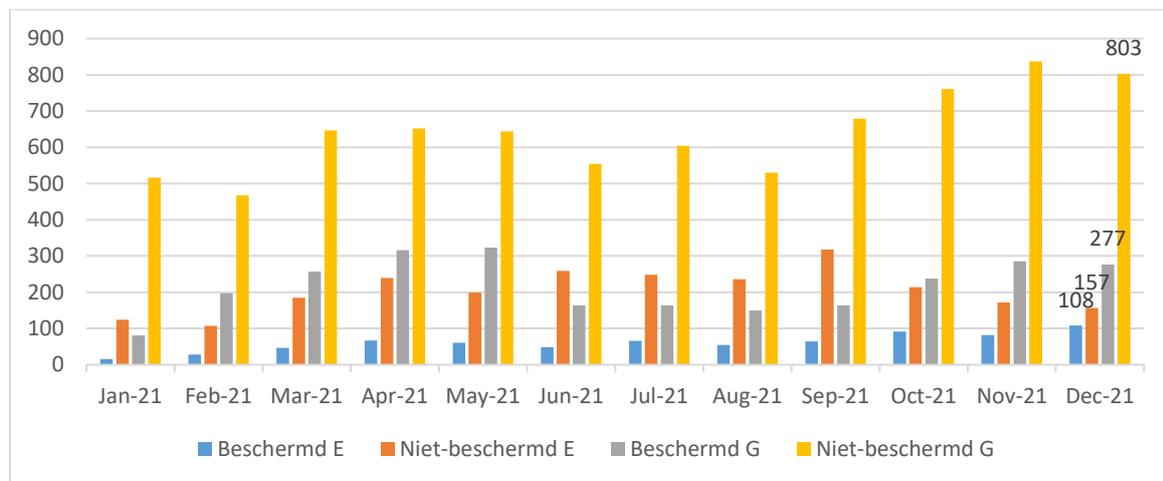
Le compteur numérique permet d'avoir une meilleure vue du nombre de clients qui coupent d'eux-mêmes leur alimentation. Fluvius tient également un registre mensuel du nombre de ménages qui se sont déconnectés du réseau d'électricité ou de gaz naturel pendant plus de 24 heures. La figure 82 montre les résultats pour 2021. Ce qui est frappant, c'est la nette augmentation du nombre d'auto-déconnexions à l'automne 2021. Cela est probablement dû à l'augmentation du tarif standard chez le gestionnaire de réseau au cours du dernier trimestre de l'année. Toutefois, à l'automne 2021, on a

constaté que l'effet des prix historiquement élevés sur le marché de l'énergie n'était encore que léger chez le gestionnaire de réseau car la CREG ne fixe le tarif que sur une base trimestrielle.

Pour le gaz naturel en particulier, on constate qu'une grande partie des ménages se déconnectent du réseau pendant plus d'un jour. On soupçonne ces ménages de chercher une source d'énergie moins chère pour chauffer leur habitation, ou d'éteindre complètement le chauffage pour réduire leurs coûts.

Bien que ces chiffres puissent inclure des ménages qui ont déménagé et ne consomment donc plus d'énergie dans l'ancien logement, on peut supposer que ces ménages sont confrontés à une certaine précarité. Concrètement, on parle, pour l'électricité à la fin du mois de décembre, de 157 clients non protégés et de 108 clients protégés. Pour le gaz naturel, on parle de 803 clients non protégés et de 277 clients protégés.

Figure 82 : Nombre d'autocoupures de gaz naturel par mois en 2021

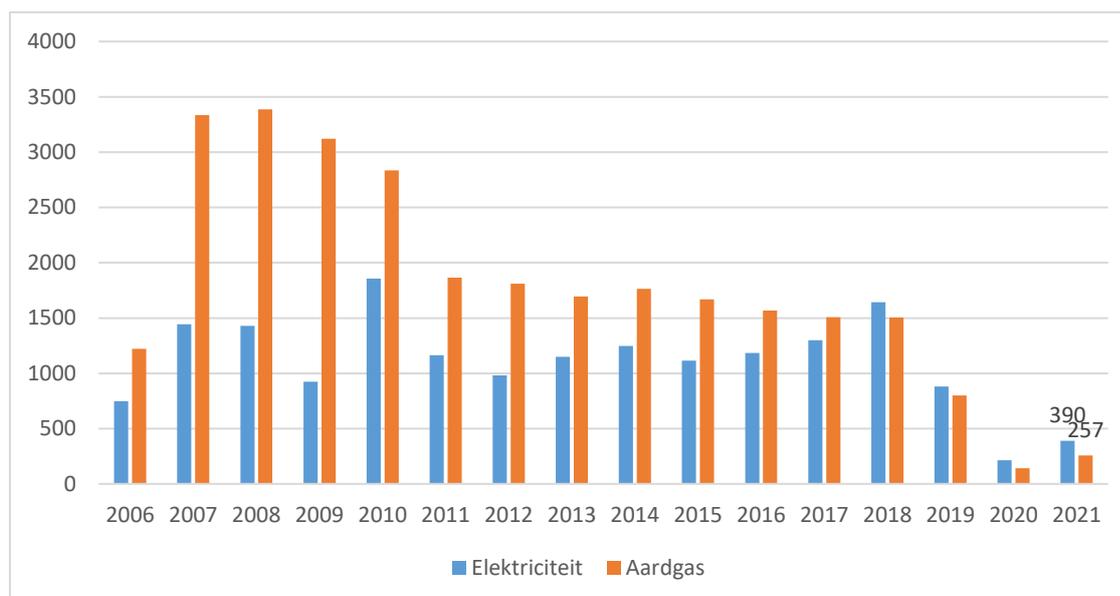


Coupures après avis de la CLAC :

La figure 83 montre l'évolution du nombre de déconnexions après avis de la CLAC au cours des dernières années. On observe ici aussi la tendance systématique d'une augmentation après le niveau historiquement bas de 2020. Dans ce cas également, l'augmentation ne se poursuit pas au point d'atteindre le même niveau qu'en 2019. Plus précisément, 390 points d'accès à l'électricité ont été fermés en 2021 suite à un avis positif de la CLAC. Pour le gaz naturel, il y en a eu 257. Par rapport à 2020, cela représente une augmentation de 83 % et 82 % respectivement.

Cette augmentation est due au fait que les déconnexions qui avaient fait l'objet d'une interdiction en 2020 en raison de la crise du coronavirus ont repris en 2021. En revanche, on constate que l'augmentation ne se poursuit pas à un niveau similaire à celui de 2019. Cela s'explique sans aucun doute, d'une part, par le prix encore relativement bas de l'énergie chez le gestionnaire de réseau et, d'autre part, par l'arrivée du compteur numérique.

Figure 83 : Evolution du nombre de coupures suite à un avis positif de la CLAC pour l'électricité et le gaz naturel



4.1.1.3. Région wallonne

Cadre légal des OSP sociales :

L'électricité et le gaz sont des domaines particuliers où la logique de marché doit coexister avec une mission de service public. Notamment, leur fourniture à l'ensemble de la population apparaît comme une nécessité. Le législateur a, de ce fait, imposé aux fournisseurs et aux GRD des obligations de service public (OSP) qu'ils doivent respecter.

En Région wallonne, les dispositions à caractère social et les obligations de service public sont définies dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ci-après dénommé le « décret électricité », plus précisément aux articles 33 à 34ter, et dans le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, ci-après dénommé le « décret gaz », plus précisément aux articles 31bis à 33bis.

Les OSP ont pour la plupart été modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz, ci-après dénommés « AGW OSP électricité » et « AGW OSP gaz ». Le chapitre IV des AGW OSP définit les obligations de service public à caractère social.

Les OSP sociales portent notamment sur :

- la fourniture aux clients protégés et l'octroi du tarif social ;
- la procédure applicable aux clients résidentiels en cas de non-paiement ;
- le défaut de paiement et le placement du compteur à budget ;
- la fourniture par le GRD à titre temporaire pendant la période hivernale des clients finaux qui se retrouvent sans contrat de fourniture ;
- la fourniture minimale garantie aux clients protégés (uniquement en électricité) ;
- l'octroi d'une aide hivernale (uniquement en gaz).

Faits marquants ayant impacté les OSP sociales en 2021

L'année 2021 a été fortement perturbée par la prolongation de la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 et par les terribles inondations du mois de juillet 2021.

À la suite de ces événements, le Gouvernement wallon a, durant l'année 2021, adopté plusieurs arrêtés du Gouvernement wallon (AGW) et décret en vue d'assurer l'accès à l'énergie aux usagers et afin de soutenir les ménages pour faire face aux conséquences de la crise sanitaire et des inondations.

Citons notamment les suivants :

- Arrêté du Gouvernement wallon du 1^{er} avril 2021¹⁸⁷ : cet arrêté permet de prolonger jusqu'au 31 décembre 2021, la possibilité pour le client de demander la protection régionale conjoncturelle. Rappelons que cette protection vise à soutenir les ménages souffrant d'une perte de revenu due à la crise sanitaire, ou disposant de revenu limité et qui se trouvent en difficulté pour faire face à leur facture d'énergie. Cet AGW prolonge en outre la suspension des procédures de coupure jusqu'au 30/06/2021 (sauf pour des raisons de sécurité) ;
- Arrêté du Gouvernement wallon du 24 novembre 2021 accordant une prime en faveur des ménages sinistrés lors des inondations de juillet 2021 : cet arrêté encadre l'octroi d'une prime de 550 euros aux ménages sinistrés par l'intermédiaire de leur gestionnaire de réseau de distribution d'électricité pour faire face à des dépenses énergétiques imprévues à la suite des inondations du mois de juillet 2021.
- Arrêté du Gouvernement wallon du 24 novembre 2021 accordant des moyens spécifiques aux CPAS dans le cadre des inondations du mois de juillet 2021 : cet arrêté accorde des moyens spécifiques aux CPAS dans le cadre des inondations du mois de juillet 2021 permettant de venir en aide aux ménages identifiés par ceux-ci pour faire face aux dépenses énergétiques imprévues et ce jusqu'au 31 décembre 2022.

Soulignons également qu'entre le 1^{er} novembre 2021 et fin décembre 2021, l'ensemble du secteur de l'énergie a mis en service une nouvelle plateforme de communication créée par ATRIAS et intitulée MIG6. Le passage entre l'ancien et le nouveau système a eu lieu entre le 1^{er} novembre et la fin décembre 2021. Des mesures ont été prises pour réduire au maximum les impacts sur les clients et acteurs de marché durant cette phase. Toutefois, durant cette période de transition une série de processus ont été suspendus ou ralentis.

Les clients protégés :

Certaines catégories de personnes considérées comme plus vulnérables peuvent bénéficier du statut de « client protégé » sous certaines conditions dans le marché du gaz et de l'électricité. Ce statut leur permet d'obtenir des avantages et des protections complémentaires liés à leur fourniture d'énergie.

Tant l'État fédéral que la Région wallonne ont défini la notion de client protégé, la définition wallonne étant plus large et prévoyant des catégories supplémentaires.

Les cinq premières catégories énoncées ci-dessous sont reprises tant dans les textes fédéraux que régionaux et concernent donc tous les clients domiciliés en Belgique, peu importe la région dans laquelle ils habitent. Les clients repris dans ces cinq catégories sont appelés les « clients protégés fédéraux ». La sixième catégorie, en revanche, n'est définie que dans les textes régionaux et concerne

¹⁸⁷ Arrêté du Gouvernement wallon du 1^{er} avril 2021¹⁸⁷ modifiant l'arrêté du gouvernement wallon du 24 septembre 2020 établissant une catégorie de client protégé conjoncturel en électricité et en gaz dans le cadre de la crise du COVID-19

donc, uniquement, les personnes domiciliées en Région wallonne. Cette dernière catégorie est communément appelée la catégorie des « clients protégés exclusivement régionaux ».

Il est important de noter qu'en 2021, l'État fédéral a élargi le droit au tarif social pour les personnes bénéficiant de l'intervention majorée (les BIM) et qui ont conclu un contrat pour l'achat de l'électricité et du gaz naturel pour leur propre usage¹⁸⁸. Il s'agit d'une mesure temporaire qui a débuté le 1^{er} février 2021. Cette mesure était initialement prévue jusqu'au 31 mars 2022, mais a été prolongée de 6 mois. L'extension du tarif social aux BIM a entraîné une hausse très importante du nombre de clients protégés fédéraux en Région wallonne.

La première catégorie vise les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes d'un CPAS :

1. le revenu d'intégration sociale,
2. une aide sociale financière équivalente au revenu d'intégration sociale,
3. un secours partiellement ou totalement pris en charge par l'État fédéral,
4. une avance sur :
 - le revenu garanti aux personnes âgées ou la garantie de revenus aux personnes âgées,
 - une allocation aux personnes handicapées.

La deuxième catégorie porte sur les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes du Service public fédéral de la Sécurité sociale :

5. une allocation en qualité de personne handicapée suite à une incapacité permanente de travail de 65 % au moins,
6. une allocation de remplacement de revenus aux personnes handicapées,
7. une allocation d'intégration aux personnes handicapées,
8. une allocation pour l'aide aux personnes âgées handicapées,
9. une allocation pour l'aide d'une tierce personne,
10. un supplément aux allocations familiales pour les enfants souffrant d'une incapacité (physique ou mentale) d'au moins 66 %.

La troisième catégorie touche les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes de l'Office national des Pensions :

11. une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail d'au moins 65 %,
12. une garantie de revenus aux personnes âgées (GRAPA) ou du revenu garanti aux personnes âgées (RGPA),
13. une allocation pour l'aide d'une tierce personne.

¹⁸⁸ L'arrêté royal du 28 janvier 2021 complète la liste des clients protégés résidentiels visée à l'article 15/10, § 2/2, alinéa 1er, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et à l'article 20, § 2/1 alinéa 1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge ainsi que de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge.

La quatrième catégorie a trait aux locataires occupant un appartement situé dans un immeuble donné en location à des fins sociales et dont le chauffage au gaz naturel est assuré par une installation collective. Le tarif social ne s'applique, en l'occurrence ici, qu'au gaz naturel.

La cinquième catégorie (mesure temporaire) : En 2021, L'Etat fédéral a élargi le droit au tarif social aux personnes qui ont droit à l'intervention majorée (BIM) et qui ont conclu un contrat pour l'achat d'électricité et de gaz naturel en tant que client résidentiel. Il s'agit d'une mesure temporaire qui a débuté le 1^{er} février 2021 et qui était initialement prévue jusqu'au 31 mars 2022. Le Gouvernement fédéral a toutefois décidé de prolonger cette mesure de 6 mois.

La sixième catégorie (clients protégés exclusivement régionaux) concerne les personnes qui bénéficient :

14. d'une décision de guidance éducative de nature financière prise par un CPAS,
15. d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé,
16. d'un règlement collectif de dettes,
17. du statut de client protégé régional conjoncturel (voir point ci-dessous).

Élargissement des clients protégés régionaux dans le cadre de la crise sanitaire du COVID-19

Afin d'aider et de protéger les personnes particulièrement touchées financièrement par la crise du COVID-19, ou disposant de revenus limités, et qui se trouvent en difficulté pour payer leur facture d'énergie, le Gouvernement wallon a défini en septembre 2020 une nouvelle catégorie de clients protégés régionaux : les **clients protégés régionaux conjoncturels**¹⁸⁹, ou clients PRC.

L'octroi du statut de client protégé conjoncturel permet au client concerné de pouvoir notamment bénéficier d'une fourniture en électricité et/ou en gaz **au tarif social**. Le statut de client protégé conjoncturel est octroyé **pour une durée d'un an**. Durant cette période d'un an, le contrat avec le fournisseur commercial est suspendu et les clients protégés conjoncturels sont alimentés au tarif social par leur gestionnaire de réseau. En contrepartie, leur fournisseur leur demandera d'apurer leurs dettes via un plan de paiement. Après un an, la suspension du contrat prend fin et les clients seront à nouveau alimentés par leur fournisseur contractuel. Cette mesure est entrée en vigueur le 10 octobre 2020.

L'AGW du 1^{er} avril 2021 précité prolonge la possibilité d'octroyer la PRC jusqu'au 31 décembre 2021 (dans les limites des crédits budgétaires prévus par la Région wallonne). Soulignons également que le Gouvernement wallon a adopté le 03 février 2022 un arrêté du Gouvernement wallon prolongeant une nouvelle fois l'octroi du statut de client protégé conjoncturel jusqu'au 31 août 2022. Il étend également la liste des personnes pouvant demander ce statut aux ménages sinistrés lors des inondations de juillet 2021¹⁹⁰.

Nombre de clients protégés

Au terme de l'année 2021, en Région wallonne, 343 951 clients protégés en électricité, soit 20,8 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients protégés. Ce pourcentage est nettement supérieur à celui de 2020 où il s'élevait à 11,6 %. Parmi ceux-ci, 96 % faisaient partie des catégories fédérales de clients protégés et 4 % relevaient des catégories de clients protégés exclusivement régionales.

Le nombre total de clients protégés (fédéraux et régionaux) en électricité a augmenté de 44,4 % en 2021 par rapport au nombre total de clients protégés comptabilisés au terme de l'année 2020.

¹⁸⁹ Arrêté du Gouvernement wallon du 24 septembre 2020 établissant une catégorie de clients protégés conjoncturels en électricité et en gaz dans le cadre de la crise COVID-19.

¹⁹⁰ Arrêté du Gouvernement wallon du 03 février 2022 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 24 septembre 2020 établissant une catégorie de client protégé conjoncturel en électricité et en gaz dans le cadre de la crise COVID-19.

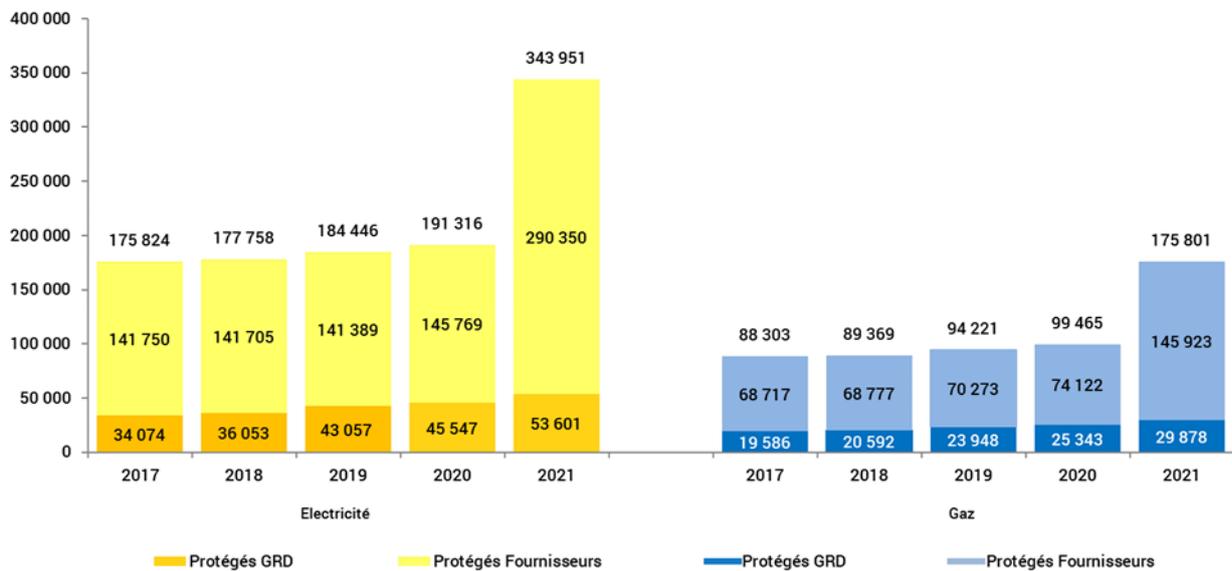
En gaz, 175 801 clients, soit 25,4 % du total des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie étaient considérés comme des clients protégés. Ce pourcentage s'élevait à 14,4 % en 2020. Parmi ceux-ci, 95,6 % appartenaient à une catégorie fédérale de clients protégés et 4,4 % appartenaient à une catégorie exclusivement régionale.

Le nombre total de clients protégés alimentés en gaz a augmenté de 43,4 % par rapport à l'année 2020.

L'augmentation importante du nombre de clients protégés tant en électricité qu'en gaz est principalement la conséquence de l'octroi temporaire depuis le 1^{er} février 2021 du tarif social aux clients bénéficiant de l'intervention majorée (cf. voir point ci-dessus).

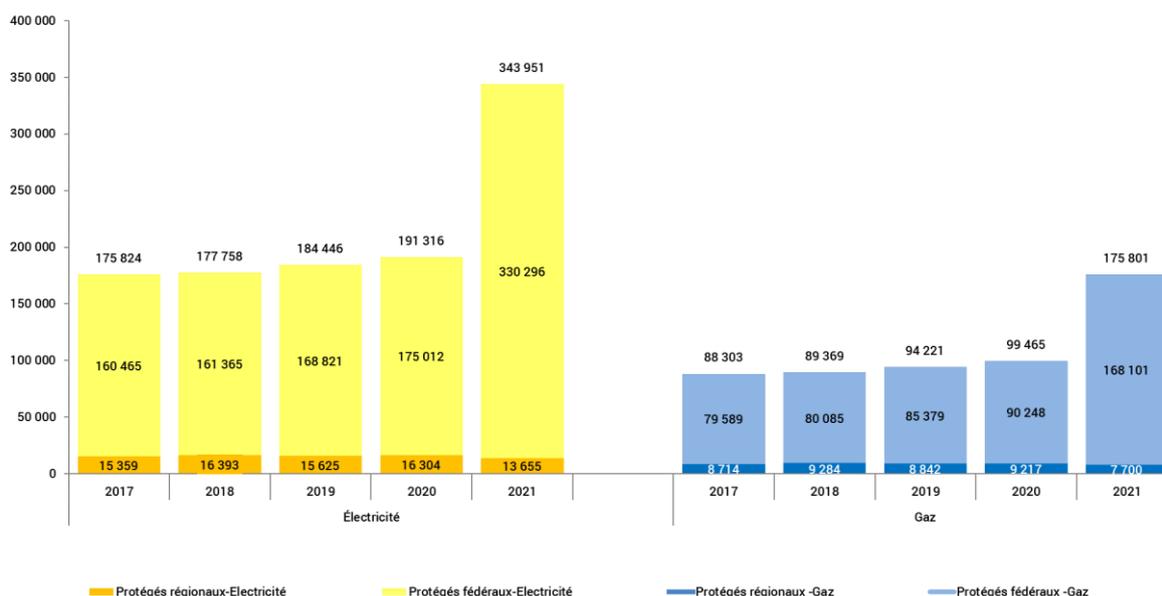
Le graphique ci-dessous présente une évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne en les répartissant en fonction de l'acteur qui les alimente (fournisseurs commerciaux ou gestionnaires de réseau de distribution)

Figure 84 : Évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne (répartition en fonction de l'acteur qui les alimente)



La figure 85 présente la répartition des clients protégés en fonction de la catégorie fédérale ou exclusivement régionale à laquelle ils appartiennent.

Figure 85 : Evolution du nombre de clients protégés (répartition en fonction de la catégorie régionale ou fédérale à laquelle ils appartiennent).



La procédure applicable en cas de non-paiement :

Des obligations de service public sont imposées aux fournisseurs ou aux GRD, quand celui-ci intervient au titre de fournisseur social, dès lors qu'un de leurs clients résidentiels est confronté à des difficultés de paiement de ses factures d'électricité ou de gaz. Les articles 29 et 30 de l'AGW OSP en électricité et les articles 32 et 33 de l'AGW OSP gaz précisent les procédures et délais *minima* que les fournisseurs et les GRD sont tenus de respecter face à un client résidentiel en cas de non-paiement.

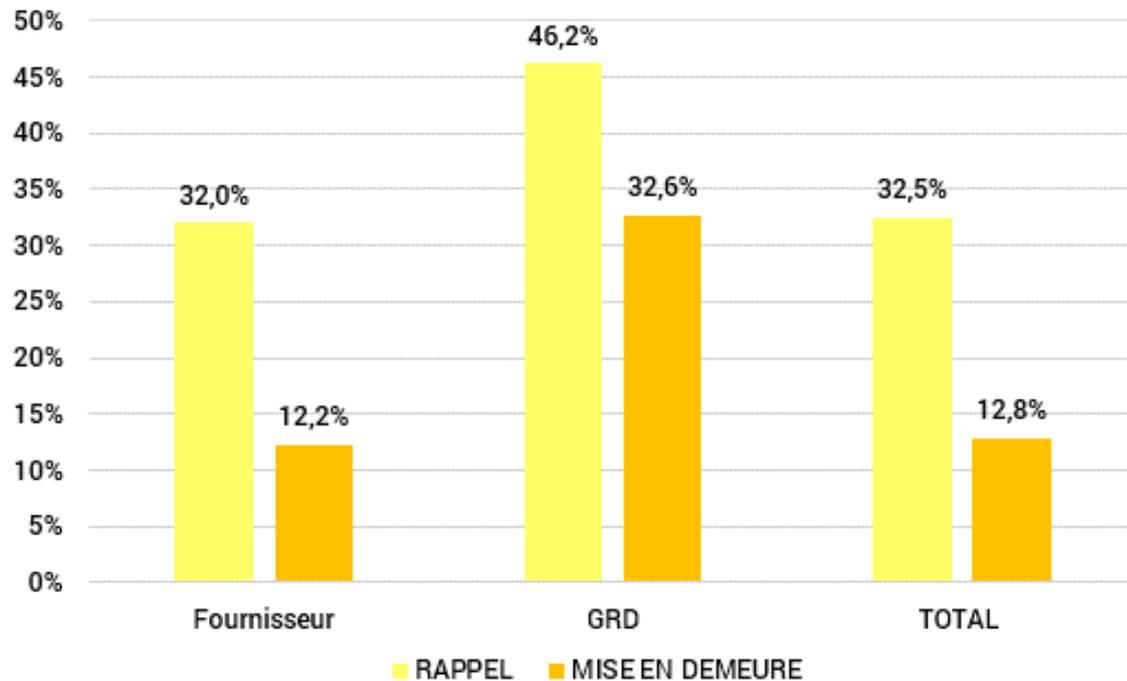
De manière simplifiée, la procédure prévue par la législation wallonne en 2021 reprend les étapes suivantes :

- le client reçoit une facture de son fournisseur dont l'échéance ne peut être inférieure à 15 jours ;
- si le client n'a pas acquitté sa facture à l'échéance, le fournisseur lui envoie un rappel dont la nouvelle échéance de paiement ne peut être inférieure à dix jours ;
- si, au terme du délai minimal de 10 jours précisé dans le courrier de rappel, le client n'a pas, soit acquitté le montant de la facture, soit demandé le placement d'un compteur à budget, soit conclu un plan de paiement avec son fournisseur, ce dernier lui envoie une mise en demeure par courrier recommandé lui octroyant un ultime délai de quinze jours pour régulariser sa situation ;
- si, après l'envoi du rappel et de la mise en demeure, le client n'a pas réglé sa facture ou contacté son fournisseur en vue de conclure un plan de paiement raisonnable, le fournisseur peut le déclarer en défaut de paiement. Si la dette du client est d'au moins 100 EUR (ou 200 EUR pour une facture combinée) le fournisseur peut initier une demande de placement d'un compteur à prépaiement auprès du GRD.

Rappel et mise en demeure

Dans le courant de l'année 2021, 32,5 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons ont reçu au moins un courrier de rappel en électricité. Sur la même période, 12,8 % de la clientèle en électricité avait reçu au moins une mise en demeure.

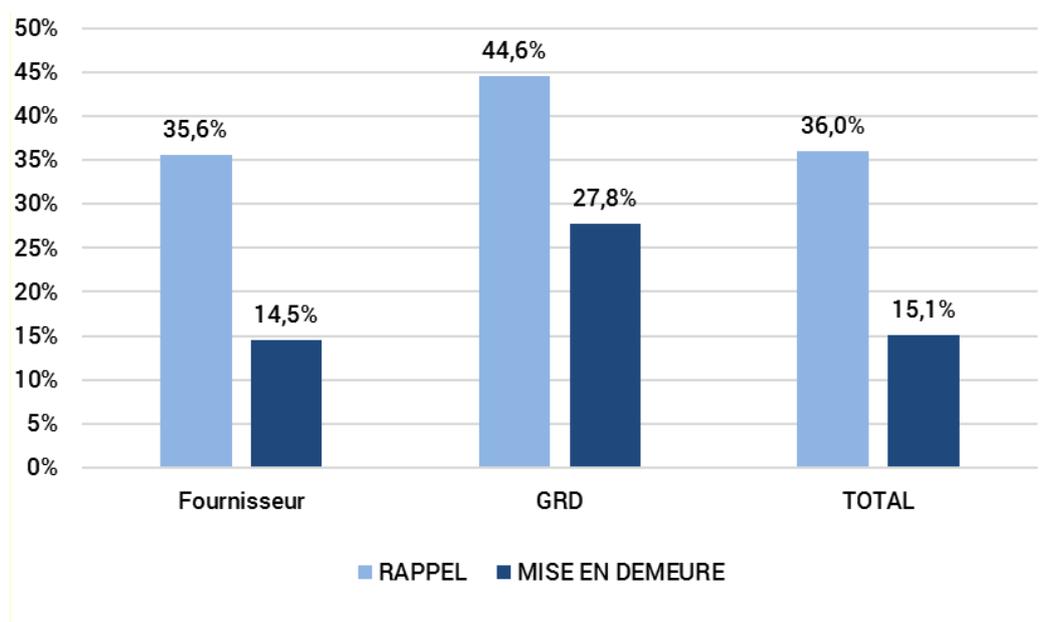
Figure 86 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en électricité en 2021



Étant donné que les clients gaz sont également clients pour l'électricité, et pour la plupart auprès du même fournisseur, la procédure de recouvrement est alors initiée pour les deux énergies, sans pouvoir distinguer de manière précise les situations de non-paiement spécifiques à l'un des deux vecteurs énergétiques.

En 2021, 36 % du total de la clientèle résidentielle a reçu au moins un courrier de rappel en gaz. Ce pourcentage est légèrement inférieur à celui observé pour l'année 2020 où il s'élevait à 39 %. Le graphique ci-dessous illustre ces informations.

Figure 87 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en gaz en 2021



Le plan de paiement :

Comme précisé aux articles 29, 30 et 37 de l'AGW OSP électricité et 32, 33 et 39 de l'AGW OSP gaz, le client a la possibilité de se voir octroyer par son fournisseur un plan de paiement pour le règlement de ses factures.

Les fournisseurs sont généralement favorables à l'établissement de plans de paiement dont les conditions d'octroi dépendent principalement de l'historique de paiement du client auprès du fournisseur, du montant de la dette ou du stade de la procédure de défaut de paiement auquel il se trouve. Dans les cas où le plan de paiement a été négocié par l'intermédiaire du CPAS, les fournisseurs ont tendance à faire preuve de davantage de souplesse.

Soulignons que le décret-programme adopté par le Parlement wallon le 17 juillet 2018 et modifiant le décret électricité et le décret gaz, impose aux fournisseurs d'inviter tout client mis en demeure suite à des difficultés de paiement à le contacter afin de lui proposer un plan de paiement raisonnable et à l'informer de la possibilité de bénéficier d'un service de médiation de dettes ou d'un CPAS dans sa négociation. Ces dispositions sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2019.

Au cours de l'année 2021, les fournisseurs et les GRD ont octroyé au moins un plan de paiement à 90 091 clients, soit près de 5,5 % de l'ensemble des clients résidentiels. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui constaté pour l'année 2020 où il s'élevait à 5%.

En gaz, quelques 48 233 clients se sont vu octroyer au moins un plan de paiement par les fournisseurs et les GRD dans le courant de l'année 2021, soit près de 7 % du total des clients gaz. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui constaté pour l'année 2020 où il s'élevait à 6,4 %.

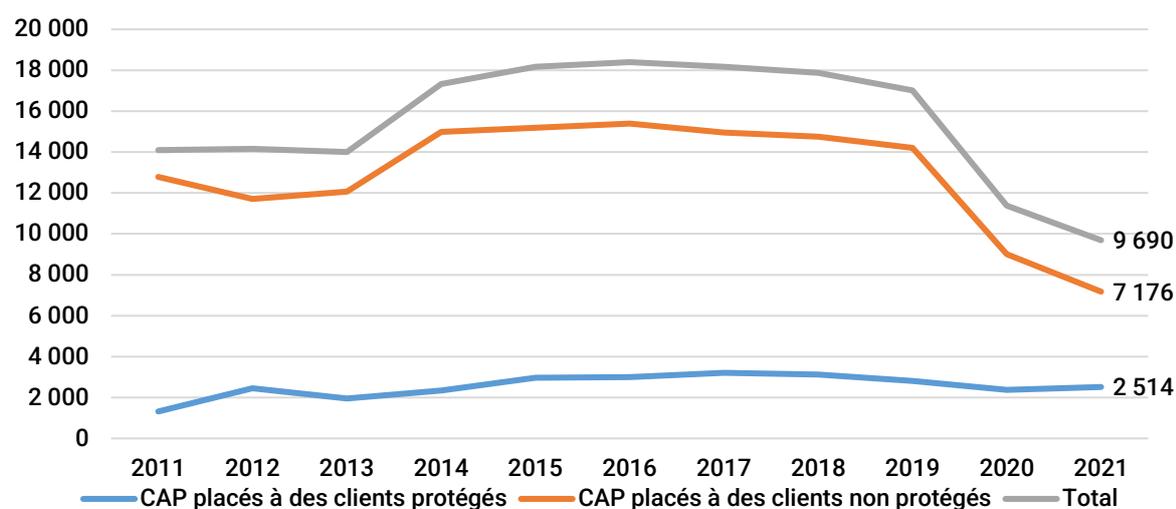
Compteur à budget :

En électricité

Le nombre total de **placements effectifs** de compteur à prépaiement en électricité durant l'année 2021 s'élève à 9 690, soit **une diminution de 14,8 %** par rapport à l'année 2020. L'analyse des données communiquées montre que si le nombre de placements diminue pour les clients non protégés entre 2020 et 2021 (-20,3 %), les placements en revanche augmentent chez les clients protégés (+6%)

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à budget électricité sur les 10 dernières années en identifiant ceux placés auprès des clients protégés et des clients non protégés.

Figure 88 : Évolution du nombre de placements de compteur à budget (électricité)



Fin 2021, le nombre de compteurs à prépaiement actifs¹⁹¹ pour l'électricité placés sur le territoire de la Wallonie s'élevait à **62 557**. Parmi ceux-ci, 51 239, soit **81,9 % d'entre eux étaient des compteurs à budget** et 11 318, soit **18,1% étaient des compteurs communicants avec la fonction de prépaiement activée**.

Quelques **3,8 %** de l'ensemble des clients résidentiels wallons disposaient d'un compteur à prépaiement actif en électricité fin 2021. Ce pourcentage est légèrement inférieur à celui constaté pour l'année 2020 où il était de 4,2%. Le pourcentage **des clients protégés** équipés d'un compteur à budget actif s'élevait à la fin de l'année 2021 à **5,6 %**, pourcentage inférieur à l'année 2020 où il s'élevait à 9,1 %.

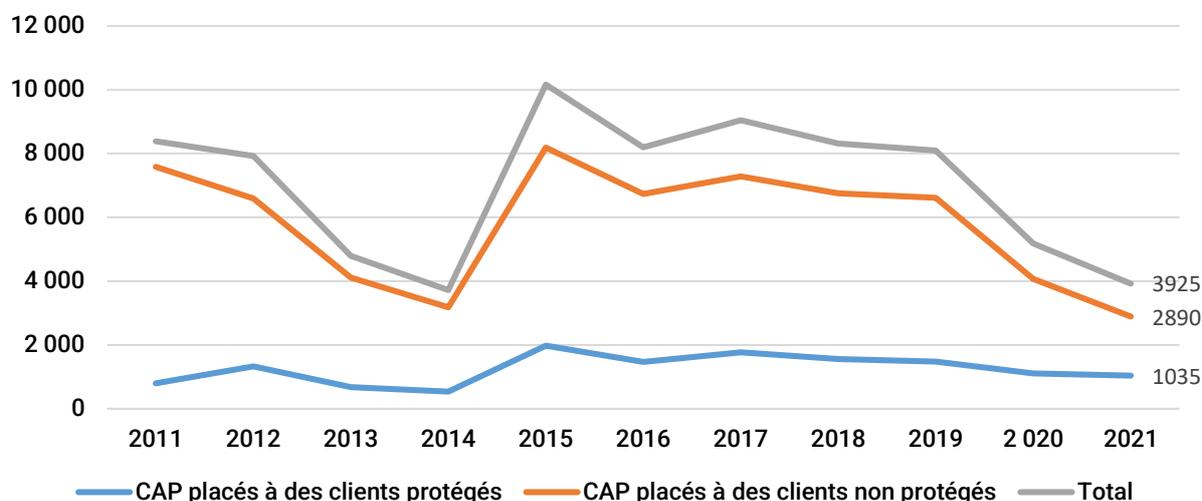
En gaz

Le nombre de compteurs à prépaiement gaz effectivement placés durant l'année 2021 **diminue de 24,2 %** par rapport à l'année précédente pour arriver à un total de 3 925 compteurs à budget gaz placés. Parmi ceux-ci, 2 890 ont été placés auprès de clients non protégés et 1 035 auprès de clients protégés. La diminution du nombre de compteurs à budget gaz placés en 2020 est plus importante chez les clients non protégés (-29 %) qu'auprès de clients protégés (-6,8 %).

¹⁹¹ Certains compteurs à budget peuvent avoir la fonction de prépaiement désactivée. Ils fonctionnent alors comme des compteurs normaux.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à budget gaz sur les dix dernières années en identifiant ceux placés auprès des clients protégés et des clients non protégés.

Figure 89 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (gaz)



Fin 2021, le nombre de compteurs à prépaiement en gaz actifs sur le territoire de la Wallonie s'élevait à 29 848. Parmi ceux-ci, 28 552 soit **95,7 % d'entre eux étaient des compteurs à budget** et 1 296, soit **4,3 % étaient des compteurs communicants avec la fonction de prépaiement activée**.

Quelques 4,3 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons disposent d'un compteur à prépaiement actif en gaz. Le pourcentage des clients protégés équipés d'un compteur à budget actif en 2021 s'élevait à 5,7 % contre, 8,7 %, en 2020.

Les coupures :

La législation wallonne prévoit certaines situations dans lesquelles des interruptions de la fourniture d'électricité ou de gaz d'un client résidentiel wallon sont autorisées moyennant le respect d'une procédure définie.

Il s'agit notamment des cas suivants :

- la coupure consécutive à un refus ou une absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à prépaiement ;
- la coupure consécutive à un déménagement problématique (MOZA) ;
- la coupure faisant suite à une fin de contrat (cette coupure ne peut avoir lieu en période hivernale) ;
- la coupure faisant suite à une fraude prouvée ;
- la coupure faisant suite à la perte de statut de client protégé ;
- la coupure consécutive à l'omission de communiquer ses index par le client protégé qui a bénéficié d'une aide hivernale (uniquement en gaz).

Ces différentes situations sont précisées ci-dessous.

Suspension des coupures dans le cadre de la crise sanitaire de la COVID-19

Comme indiqué précédemment, le Gouvernement wallon a pris, durant l'année 2020 et 2021, des arrêtés afin de limiter l'impact de la crise au niveau de l'approvisionnement en électricité et en gaz. Au niveau des arrêtés ayant eu un impact sur les procédures coupures en 2021, citons notamment les suivants :

- Arrêté du Gouvernement wallon¹⁹² du 26 novembre 2020. Cet AGW prévoit la suspension des procédures de coupure, sauf pour des raisons de sécurité, du 08 décembre 2020 jusqu'au 31 mars 2021 ;
Arrêté du Gouvernement wallon du 1^{er} avril 2021¹⁹³ Cet AGW prolonge la période de suspension des coupures jusqu'au 30 juin 2021.

Enfin, rappelons que les **inondations de juillet 2021** et la **mise en service du MIG6** ont également eu un impact sur la diminution du nombre de coupures réalisées par les GRD en 2021

En électricité

En 2021, les GRD ont procédé à un total de 3 550 suspensions de la fourniture d'électricité. Le nombre total de coupures, toutes causes confondues, diminue de 23,3% en électricité en 2021 par rapport à l'année 2020. Les coupures pour refus de placement de compteur à budget ou consécutives à l'échec de la procédure de régularisation dans le cadre du MOZA constituent tant en électricité qu'en gaz, près de 90 % des cas de coupures sur l'année 2021.

- 28,7% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité ont eu lieu à la suite d'un refus de placement d'un compteur à prépaiement, ou l'absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à prépaiement ;
- 63% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité sont la conséquence de l'échec de la procédure prévue dans le cadre d'une demande de MOZA¹⁹⁴ ;
- 3% des situations de coupures en électricité ont eu lieu à la suite d'une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution.
- 2,5% des cas font suite à la décision de la Commission locale pour l'énergie de suspendre l'alimentation d'un client à la suite de la perte de statut protégé du client et à l'absence de réaction de ce dernier aux différentes sollicitations du GRD et du CPAS de trouver un nouveau fournisseur d'énergie (le GRD ne pouvant plus rester le fournisseur du client dans ce cas.) ;
- 2,8% des cas de suspension de l'alimentation font suite à l'absence de réaction du client dont le contrat est venu à échéance avec un fournisseur commercial et qui n'a entamé aucune démarche pour trouver un nouveau fournisseur d'énergie.

¹⁹² Arrêté du Gouvernement wallon de pouvoirs spéciaux n° 57 du 26 novembre 2020 portant sur des mesures d'urgences en matière d'accès à l'énergie durant la crise COVID-19 et la période hivernale.

¹⁹³ Arrêté du Gouvernement wallon du 1er avril 2021 modifiant l'arrêté du gouvernement wallon du 24 septembre 2020 établissant une catégorie de client protégé conjoncturel en électricité et en gaz dans le cadre de la crise du COVID-19

¹⁹⁴ MOZA, du néerlandais : « *Move Out Zonder Afspraak* », littéralement traduit par « déménagement sans accord ».

En gaz

Le nombre total de coupures en gaz pour l'année 2021 s'élève à 2 213. Le nombre total de coupures, toutes causes confondues, diminue de 14,2 % en gaz en 2021 par rapport à l'année 2020 :

- 49,3 % des cas de suspension de l'alimentation d'électricité ont eu lieu à la suite d'un refus de placement d'un compteur à budget, ou l'absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget ;
- 41,9 % des cas de suspension de l'alimentation d'électricité sont la conséquence de l'échec de la procédure prévue dans le cadre d'une demande de MOZA¹⁹⁵ ;
- 0,5 % des cas font suite à la décision de la CLE de suspendre l'alimentation d'un client à la suite de la perte de statut protégé du client et à l'absence de réaction de ce dernier aux différentes sollicitations du GRD et du CPAS de trouver un nouveau fournisseur d'énergie (le GRD ne pouvant plus rester le fournisseur du client dans ce cas.)
- 6 % des situations de coupures en électricité ont eu lieu à la suite d'une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution.
- 2,3 % des cas de suspension de l'alimentation font suite à l'absence de réaction du client dont le contrat est venu à échéance avec un fournisseur commercial et qui n'a entamé aucune démarche pour trouver un nouveau fournisseur d'énergie.

4.1.1.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au Rapport National 2021, p. 195/222.

4.1.2. Consommateurs vulnérables

4.1.2.1. Définition du «consommateur vulnérable»

4.1.2.1.1. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2017, page 136/152.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

4.1.2.1.2. Région flamande

Dans la région flamande la notion «client protégé/consommateur vulnérable» est la même qu'au niveau fédéral.

4.1.2.1.3. Région wallonne

En Région wallonne la notion de « client protégé/consommateur vulnérable » est complétée par 3 catégories supplémentaires par rapport à la définition fédérale. Ces catégories supplémentaires sont les personnes (ou toute personne vivant chez le demandeur) bénéficiaires :

- d'une décision de guidance éducative de nature financière auprès du CPAS;

¹⁹⁵ MOZA, du néerlandais : « *Move Out Zonder Afspraak* », littéralement traduit par « déménagement sans accord ».

- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé;
- d'un règlement collectif de dettes. Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.
- Afin d'aider et de protéger les personnes particulièrement touchées financièrement par la crise du COVID-19, ou disposant de revenus limités, et qui se trouvent en difficulté pour payer leur facture d'énergie, le Gouvernement wallon a défini en septembre 2020 une nouvelle catégorie de clients protégés régionaux : les **clients protégés régionaux conjoncturels**¹⁹⁶ ou clients PRC¹⁹⁷.

4.1.2.1.4. *Région Bruxelles-Capitale*

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2020, page 191/213.

4.1.2.2. Tarif social

4.1.2.2.1. *Niveau fédéral*

Les consommateurs vulnérables bénéficient d'un tarif social dont le montant est fixé par la CREG tous les 3 mois, depuis le 1^{er} juillet 2020. Précédemment, la CREG en fixait le montant tous les 6 mois. Exprimé en €/kWh, ce tarif avantageux est identique chez tous les fournisseurs et tous les GRD (intercommunale ou régie). De manière simplifiée, le tarif social est égal à l'offre commerciale (parmi les fournisseurs) la plus avantageuse augmenté avec le tarif de distribution du GRD le plus bas.

Le résultat calculé pour l'électricité, majoré des taxes et prélèvements applicables (à savoir la cotisation fédérale, la redevance de raccordement en Wallonie et la cotisation fonds énergie en Flandre), est plafonné lorsque :

- il est supérieur de plus de 10 % au tarif social de la période précédente.
- il est supérieur de plus de 20 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

Le plafonnement implique que le tarif social est limité au niveau du plus bas de ces deux plafonds.

Le résultat calculé pour le gaz naturel, majoré des taxes et prélèvements applicables (à savoir la cotisation fédérale et la redevance de raccordement en Wallonie), est plafonné lorsque :

- il est supérieur de plus de 15 % au tarif social de la période précédente.
- il est supérieur de plus de 25 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

Le plafonnement implique que le tarif social est limité au niveau du plus bas de ces deux plafonds.

¹⁹⁶ Arrêté du Gouvernement wallon du 24 septembre 2020 établissant une catégorie de clients protégés conjoncturels en électricité et en gaz dans le cadre de la crise COVID-19.

¹⁹⁷ La mesure est entrée en vigueur le 10 octobre 2020.

Tableau 43 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} janvier 2021 au 31 mars 2021 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOHORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	4,943	5,981
Composante distribution (c€/kWh)	7,792	9,428
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
Total (c€/kWh)	14,765	17,865

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	5,434	6,575
Composante distribution (c€/kWh)	7,792	9,428
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
Total (c€/kWh)	15,256	18,459
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	4,408	5,334
Composante distribution (c€/kWh)	5,892	7,129
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
Total (c€/kWh)	12,330	14,919

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	5,053	6,114
Composante distribution (c€/kWh)	2,070	2,505
Composante transport (c€/kWh)	1,920	2,323
Total (c€/kWh)	9,043	10,942

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 44 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} avril 2021 au 30 juin 2021 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	5,739	6,944
Composante distribution (c€/kWh)	7,791	9,427
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	16,242	19,653

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	6,279	7,597
Composante distribution (c€/kWh)	7,791	9,427
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	16,782	20,306
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	4,958	5,999
Composante distribution (c€/kWh)	5,893	7,131
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	13,563	16,412

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	4,076	4,932
Composante distribution (c€/kWh)	3,746	4,533
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,571
Total (c€/kWh)	9,947	12,036

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 45 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} juillet 2021 au 30 septembre 2021 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	6,751	8,169
Composante distribution (c€/kWh)	7,791	9,427
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	17,254	20,878

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	7,304	8,837
Composante distribution (c€/kWh)	7,791	9,427
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	17,807	21,546
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	5,802	7,020
Composante distribution (c€/kWh)	5,893	7,131
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	14,407	17,433

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	4,538	5,491
Composante distribution (c€/kWh)	3,746	4,533
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,571
Total (c€/kWh)	10,409	12,595

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 46 : Tarif social électricité pour la période 1^{er} octobre 2021 au 31 décembre 2021 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	8,002	9,683
Composante distribution (c€/kWh)	7,791	9,427
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	18,505	22,392

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	8,611	10,419
Composante distribution (c€/kWh)	7,791	9,427
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	19,114	23,128
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	6,848	8,286
Composante distribution (c€/kWh)	5,893	7,131
Composante transport (c€/kWh)	2,712	3,282
Total (c€/kWh)	15,453	18,699

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	5,415	6,552
Composante distribution (c€/kWh)	3,746	4,533
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,571
Total (c€/kWh)	11,286	13,656

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 47 : Tarif social gaz pour la période du 1^{er} janvier 2021 au 31 mars 2021 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL		
Composante énergie (c€/kWh)	1,047	1,267
Composante distribution (c€/kWh)	0,490	0,593
Composante transport (c€/kWh)	0,150	0,182
Total (c€/kWh)	1,687	2,042

NB: Ces tarifs ne comprennent pas la cotisation fédérale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).
Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 48 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} avril 2021 au 30 juin 2021 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL		
Composante énergie (c€/kWh)	1,235	1,494
Composante distribution (c€/kWh)	0,559	0,676
Composante transport (c€/kWh)	0,146	0,177
Total (c€/kWh)	1,940	2,347

NB: Ces tarifs ne comprennent pas la cotisation fédérale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).
Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 49 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} juillet 2021 au 30 septembre 2021 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 21% comprise
Composante énergie (c€/kWh)	1,286	1,556
Composante distribution (c€/kWh)	0,559	0,676
Composante transport (c€/kWh)	0,146	0,177
Total (c€/kWh)	1,991	2,409

NB: Ces tarifs ne comprennent pas la cotisation fédérale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).
Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 50 : Tarif social électricité pour la période 1^{er} octobre 2021 au 31 décembre 2021 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 21% comprise
Composante énergie (c€/kWh)	1,509	1,826
Composante distribution (c€/kWh)	0,559	0,676
Composante transport (c€/kWh)	0,146	0,177
Total (c€/kWh)	2,214	2,679

NB: Ces tarifs ne comprennent pas la cotisation fédérale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).
Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

4.1.2.2.2. Région flamande

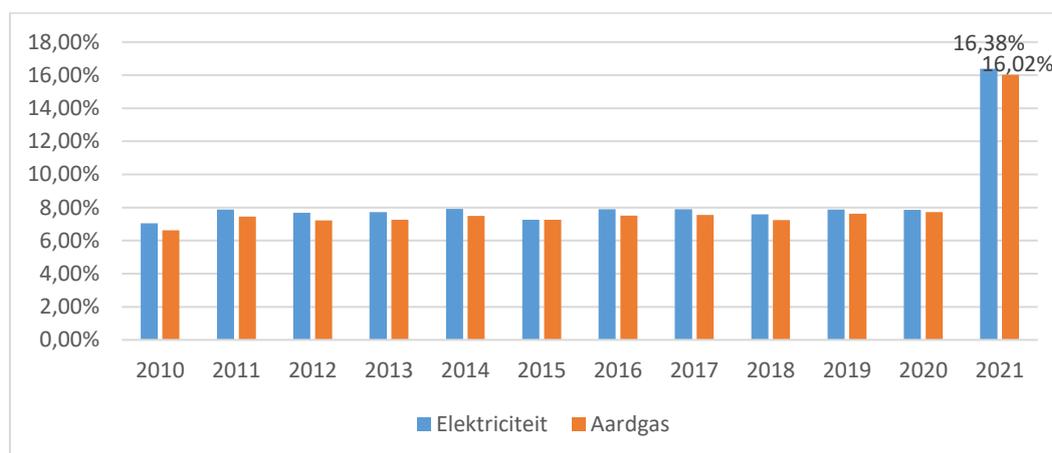
Au total, **16,38 % des clients d'électricité** et **16,02% des clients de gaz naturel** avaient le statut de client protégé sur le marché commercial au 31 décembre 2021. Cela signifie qu'ils ont droit au prix maximum social auprès de n'importe quel fournisseur. Cela représente environ un doublement du nombre de clients protégés par rapport à l'année dernière. La raison en est l'élargissement des bénéficiaires du prix maximum social. Depuis le 1^{er} février 2022, les clients résidentiels qui ont droit à l'allocation majorée bénéficient également d'un droit temporaire au prix maximum social. Initialement, ce droit était accordé jusqu'au 31 décembre 2021, mais compte tenu des prix historiquement élevés, il a été prolongé jusqu'au 30 juin 2022.

Concrètement, 458 203 clients résidentiels étaient concernés pour l'électricité et 309 906 clients résidentiels pour le gaz naturel. Au fil des ans, on observe une légère tendance à la hausse de la part des clients protégés sur le marché, mais en 2021, cette hausse est beaucoup plus nette.

Tableau 51 : Evolution du nombre de clients protégés sur le marché commercial (en valeur absolue et négative) en région flamande

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Electricité	182.031	204.076	200.060	202.277	208.930	204.939	211.024	212.534	205.728	214.921	217.264	458.203
en %	7,05%	7,88%	7,69%	7,73%	7,91%	7,26%	7,90%	7,90%	7,59%	7,87%	7,86%	16,38%
Gaz naturel	102.475	118.179	117.107	120.346	127.258	125.960	132.753	135.958	133.048	141.664	146.323	309.906
en %	6,63%	7,46%	7,23%	7,26%	7,50%	7,26%	7,52%	7,55%	7,25%	7,63%	7,72%	16,02%

Figure 90 : Evolution du nombre de clients protégés sur le marché commercial en région flamande



Depuis juillet 2009, ce droit est octroyé automatiquement, alors qu'auparavant, tous les ayants droit n'avaient pas connaissance de cet avantage et n'en faisaient donc pas la demande. Les fournisseurs d'énergie communiquent ces données sur la base de listes qu'ils reçoivent du SPF Economie. Selon le SPF Economie, dans la plupart des cas, le tarif maximum social est octroyé automatiquement.

4.1.2.2.3. Région wallonne

En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Au terme de l'année 2021, en Région wallonne, 343 951 clients **en électricité**, soit 20,8 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients protégés.

En gaz, 175 801 clients, soit 25,4 % du total des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie étaient considérés comme des clients protégés.

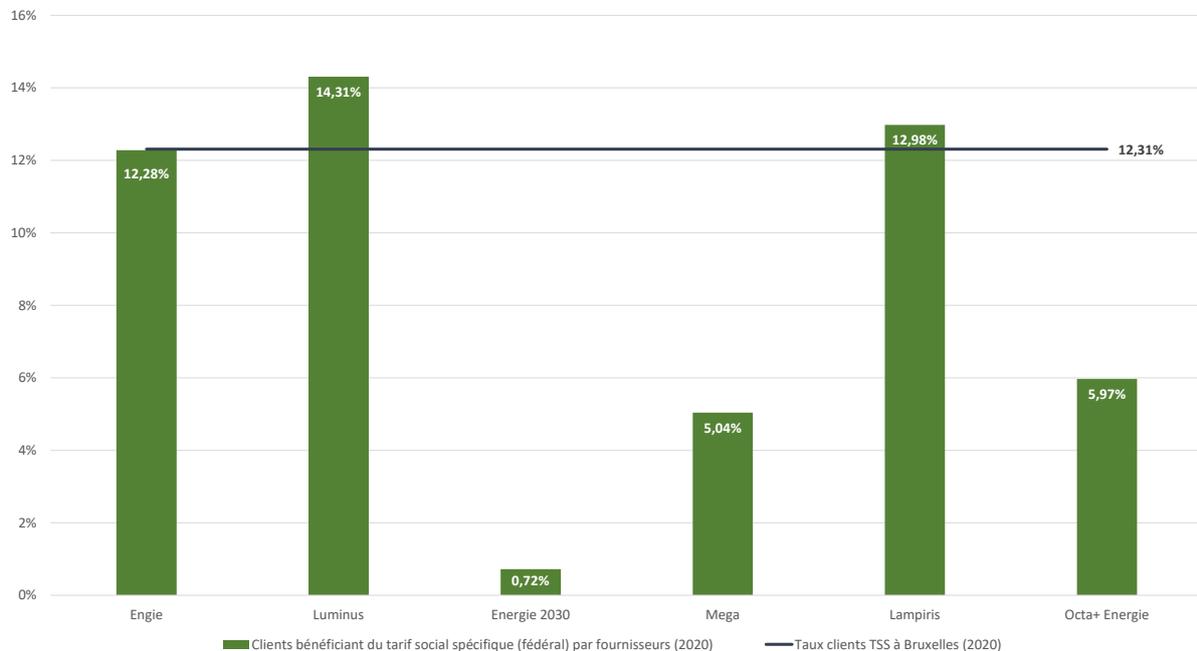
Seuls les clients protégés régionaux qui ont fait le choix de rester chez un fournisseur commercial ne peuvent pas bénéficier du tarif social. Leur nombre est très restreint.

Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.

4.1.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au Rapport National 2021.

Figure 91 : Répartition de la clientèle bénéficiant du tarif social par fournisseurs en % en Région Bruxelles-Capitale(E)



4.1.3. Informations aux consommateurs

4.1.3.1. Niveau fédéral

En 2021, la CREG a continué à informer le consommateur, en particulier des prix et de leur évolution, au travers notamment :

- de l'étude annuelle sur l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel¹⁹⁸ ;
- du monitoring des prix du marché de l'énergie pour les ménages et les petits consommateurs professionnels¹⁹⁹ ;
- de l'étude sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2019 qui a pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels²⁰⁰ ;
- des infographies²⁰¹ et tableaux de bord mensuels électricité et gaz naturel ;

¹⁹⁸ Etude (F)2223 du 22 avril 2021 relative aux composantes des prix de l'électricité et gaz naturel.

¹⁹⁹ Etude (F)2137 du 2 décembre 2021 monitoring annuel des prix du marché de l'électricité et du gaz pour les ménages et les petits consommateurs professionnels.

²⁰⁰ Etude (F)2285 du 9 décembre 2021 sur la fourniture en électricité des grands clients industriels en Belgique en 2020 ; Etude (F)2239 du 1^{er} juillet 2021 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2020

²⁰¹ Disponibles sur <https://www.creg.be/fr/consommateurs/prix-et-tarifs/infographies>

- de la publication mensuelle des cotations gaz de la publication mensuelle des cotations gaz TTF101, TTF103 et ZTP101. Le TTF 103 est principalement utilisé sur le marché résidentiel et sur le marché des PME pour les consommations de moins de 100.000 kWh/an. Le TTF 101 et le ZTP101 sont généralement utilisés pour des consommations supérieures²⁰² ;
- de l'analyse de l'impact de la crise du coronavirus sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel²⁰³ ;
- de l'étude relative à la hausse des prix de l'électricité et du gaz en Belgique²⁰⁴ ;
- Des rapports de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée concernant l'impact de l'élargissement des bénéficiaires du tarif social électricité et gaz naturel²⁰⁵ ;
- de la note relative aux contrats à prix dynamique²⁰⁶ ;
- de la publication des chiffres clés de 2020. Ce document reprend notamment les principaux tableaux et graphiques sur les capacités installées et la production d'électricité en Belgique, les sources des flux de gaz naturel, l'évolution de la consommation de gaz naturel, les prix sur les marchés de gros. L'évolution des factures moyennes d'électricité et de gaz naturel des ménages belges est également reprise ;
- du traitement des questions et plaintes qui lui sont adressées sur info@creg.be.
 - CREG Scan

Le CREG Scan, lancé en février 2017, est destiné aux particuliers ainsi qu'aux PME et aux indépendants avec une consommation maximale de 50 000 kWh/an pour l'électricité et/ou de 100 000 kWh/an pour le gaz naturel. La CREG offre au consommateur un outil unique et pratique lui permettant de comparer son contrat, même si celui-ci n'est plus proposé à d'autres clients (contrat dormant), en six clics, avec l'offre actuelle du marché. Cette comparaison n'est pas possible sur les autres comparateurs de prix car seule l'offre actuelle y est présentée. Au total, le CREG Scan a comparé en 2021 14 331 produits (actifs et dormants), là où les autres comparateurs de prix ne prennent en compte que les 507 produits actifs sur le marché.

- Groupe de travail sur la précarité énergétique

Afin de transposer les dispositions de droit européen en matière de précarité énergétique en droit belge, tout en tenant compte des enjeux de la lutte contre la précarité énergétique et de la politique proactive de la protection des consommateurs, y compris vulnérables, tels que mentionnés dans l'accord du gouvernement, la CREG, en collaboration avec le SPF Économie, a pris l'initiative de rassembler les principaux acteurs disposant d'une expertise sur cette thématique. Plusieurs réunions se sont tenues fin 2020 et début 2021, dans le cadre desquelles le contexte européen et belge dans lequel s'inscrit ce groupe de travail a été présenté, son cadre de travail discuté dans les grandes lignes, et sa feuille de route ainsi que sa méthode de travail à court, moyen et long termes, validées. Sur le plan des priorités d'action, ce groupe de travail a soumis, en janvier 2021, aux autorités compétentes,

²⁰² Disponibles sur <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/GasQuotations-FR.pdf>

²⁰³ Study (F)2229du 12 on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – Monitoring Report 2020

²⁰⁴ Etude (F)2289 du 24 septembre 2021 relative à la hausse des prix de l'électricité et du gaz en Belgique

²⁰⁵ Rapport (RA)2238 du 7 mai 2021 de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée concernant l'impact de l'élargissement des bénéficiaires du tarif social électricité et gaz naturel ; voir également (RA)2266, (RA)2301, (RA)2352.

²⁰⁶ Note (Z)2240 Les contrats à prix dynamique : des contrats d'électricité pour des consommateurs dynamiques

une proposition d'un set d'indicateurs de la précarité énergétique pour la Belgique en vue de satisfaire aux obligations européennes en la matière.

En fonction des orientations qui seront retenues par les autorités publiques en la matière, la CREG relancera et poursuivra, en collaboration avec le SPF Economie, la coordination des travaux de ce groupe de travail.

- Simplification de la facture

L'énorme quantité d'informations sur les factures les rend difficiles à lire et à comprendre pour les consommateurs. En 2018, une grande concertation a été menée avec les ministres et toutes les parties prenantes du secteur de l'énergie, notamment les fournisseurs et les régulateurs, dont la CREG, dans le but de simplifier les factures d'électricité et de gaz des consommateurs. La concertation visait notamment à réduire la taille de la facture et à la limiter à un maximum de deux pages, tout en conservant les informations essentielles. Cependant, diverses mesures réglementaires doivent être prises pour mettre en pratique les résultats de cette concertation.

Dans son avis du 11 février 2020, la CREG confirme son invitation à prendre les mesures réglementaires nécessaires pour finaliser et concrétiser la simplification des factures pour les consommateurs²⁰⁷. Un arrêté royal du 9 décembre 2021 (Moniteur belge du 20 décembre 2021) fixe les (autres) exigences minimales auxquelles doivent répondre les factures et les informations relatives à la facturation de gaz et d'électricité.

4.1.3.2. Région flamande

Dans les articles 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté sur l'Energie, les fournisseurs sont obligés de mentionner sur la facture la consommation d'électricité/de gaz annuelle au cours des trois dernières années. Les règlements techniques stipulent à ce sujet que chaque consommateur a le droit de recevoir du GRD au maximum une fois par an sans charge un aperçu de sa consommation des trois dernières années. Le consommateur peut aussi autoriser un fournisseur de services énergétiques ou un agrégateur de recevoir cette information.

Si le fournisseur ne dispose pas des données visées aux art. 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté, il se les fait communiquer par le GRD d'électricité.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2021.

4.1.3.3. Région wallonne

Le régulateur du marché wallon de l'électricité et du gaz, la CWaPE, met à la disposition des consommateurs wallons un certain nombre d'outils et d'informations en vue de leur présenter une analyse objective de l'évolution des prix dans le marché de l'énergie mais également de les aider, en cas de changement de produit ou de fournisseur, à poser un choix éclairé parmi les très nombreuses offres proposées par les fournisseurs commerciaux.

²⁰⁷ Avis (A)2200 du 11 février 2021 relatif à la proposition de résolution (DOC 55 1650/001) visant la simplification de la facture énergétique.

Le comparateur tarifaire

La CWaPE propose sur son site un outil informatique, le CompaCWaPE, qui permet de comparer les différents produits présentés par les fournisseurs de gaz et d'électricité, tant au niveau du prix que des services proposés. Les clients résidentiels et petits professionnels wallons peuvent réaliser une simulation personnalisée, consulter et comparer la liste des produits proposés et les détails des offres sélectionnées (un maximum de 3 offres à la fois). Le comparateur présente les produits gaz et électricité des fournisseurs actifs dans le segment résidentiel et petits professionnels en Région wallonne qui envoient les détails de leurs produits à la CWaPE, sur base volontaire.

En 2021, le CompaCWaPE a enregistré en moyenne 6 160 visiteurs par mois, ce qui constitue une sensible diminution par rapport au nombre moyen de visiteurs constaté en 2020.

Les indicateurs de performance

En complément du comparateur tarifaire qui se focalise sur les prix des différents produits offerts par les fournisseurs commerciaux, la CWaPE a développé des indicateurs de performance en vue de mesurer de manière transparente, objective et non discriminatoire la qualité des services offerts par les fournisseurs d'électricité et de gaz en Région wallonne.

D'une part, ce sont les services de facturation qui sont évalués avec, entre autres, les délais d'émission et d'envoi des factures de clôture et de régularisation, ainsi que les délais de remboursement en faveur du client. D'autre part, ce sont les services d'information et, en particulier, l'accessibilité des centres d'appel qui font l'objet d'une évaluation au travers des indicateurs de performance.

Durant l'année 2021, la CWaPE a assuré la publication trimestrielle de ces indicateurs de performance sur son site internet.

Les observatoires des prix pour les clients résidentiels et professionnels

– L'observatoire des prix des clients résidentiels

Deux fois par an, la CWaPE publie un rapport visant à identifier et à mettre en évidence les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels depuis le 1^{er} janvier 2007, date d'ouverture totale des marchés de l'énergie en Région wallonne. Ce rapport analyse les informations relatives aux clients-types les plus représentés sur le marché wallon, à savoir un client consommant respectivement 3 500 kWh/an (1 600 kWh jour et 1 900 kWh nuit d'électricité avec un compteur bi-horaire, le client type Dc) et 23 260 kWh/an de gaz (le client type D3).

L'observatoire indique qu'en électricité, en choisissant le produit le plus économique, un client résidentiel Dc en Région wallonne aurait pu potentiellement économiser 231,53€ soit 17,44 % de la facture moyenne annuelle pondérée calculée en décembre 2021.

En gaz, le client-type D3 avait la possibilité, dès lors qu'un choix approprié de produit avait été posé, de gagner jusqu'à 14,60 % sur sa facture annuelle par rapport à la facture moyenne annuelle pondérée. L'économie annuelle réalisable pouvait, en termes absolus, monter jusqu'à 396,04 EUR.

– L'observatoire des prix des clients professionnels

Concernant le segment de marché des clients professionnels, la CWaPE rédige annuellement une étude dont le but est de fournir aux autorités publiques ainsi qu'aux consommateurs des informations et des données chiffrées sur l'évolution mensuelle des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels disposant d'un compteur soit à télérelève soit à relève mensuelle, et dont la consommation annuelle est inférieure à 20 GWh en électricité et 250 GWh en gaz naturel. Ce rapport, basé sur les informations relatives aux factures émises envers les clients professionnels et transmises sous forme agrégée par les fournisseurs d'énergie, met également en avant le poids des différentes composantes de la facture d'électricité ou de gaz naturel des clients professionnels concernés.

4.1.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au Rapport National 2021, 206/222.

4.1.4. **Changement de fournisseur**

Le lecteur est renvoyé aux points 2.6.4.2 et 3.6.4.2 du présent rapport.

4.1.5. **Smart metering**

4.1.5.1. Région flamande

Le gouvernement flamand a décidé qu'à partir du 1^{er} juillet 2019, tous les compteurs d'électricité pour la petite consommation devront être remplacés par un compteur pouvant être relevé à distance. Ces compteurs doivent être remplacés d'ici 2029 et 80 % d'entre eux d'ici fin 2024.

À l'origine, la priorité pour le déploiement des compteurs intelligents était accordée aux prosummateurs, mais suite à un arrêt de la Cour constitutionnelle²⁰⁸, qui a partiellement annulé le décret en la matière.

4.1.5.2. Région wallonne

Le décret du 19 juillet 2018²⁰⁹ a inscrit dans un cadre légal les bases pour le déploiement des compteurs intelligents en Wallonie. Celui-ci définit en effet d'une part, les cas où le placement d'un compteur intelligent est réalisé au plus tard le 1^{er} janvier 2023 : clients en défaut de paiement, remplacement de compteur, nouveau raccordement et à la demande de l'utilisateur de réseau. Le décret fixe, d'autre part, pour fin 2029 un objectif de déploiement de 80% pour les utilisateurs de réseau répondant à au moins une des caractéristiques suivantes : consommation annuelle supérieure ou égale à 6 000 kWh, unité de production d'une puissance électrique nette développable supérieure ou égale à 5 kWe et les points de charge pour les véhicules électriques ouverts au public.

Outre ce décret, deux éléments supplémentaires incitent les GRD à accélérer leur déploiement. Il s'agit d'une part de l'entrée en vigueur du tarif *prosumer* initialement prévue au 1^{er} janvier 2020, mais finalement reportée au 1^{er} octobre 2020. Certains *prosumers* ayant un taux d'autoconsommation important peuvent en effet être incités à demander le placement d'un compteur double-flux pour renoncer à une tarification forfaitaire et être alors facturés sur base de leurs prélèvements réels. Le second incitant est lié à la fin de la production des compteurs à budget à carte et de la plateforme informatique qui gère les transactions (fin 2025). Les compteurs intelligents permettront de remplacer ces compteurs à budget à carte et assureront la pérennité de l'obligation de service publique liée au prépaiement.

²⁰⁸ <https://www.const-court.be/public/n/2021/2021-005n.pdf>

²⁰⁹ Décret modifiant les décrets du 12 avril 2011 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité.

Le déploiement des compteurs intelligents a commencé en Wallonie début 2020. Les gestionnaires de réseau de distribution anticipent ainsi le décret et placent des compteurs intelligents lors de remplacement de compteurs (principalement lié aux impositions de la métrologie) et à la suite d'une demande de l'utilisateur de réseau (*prosumer* principalement dans le cadre du tarif *prosumer* voir plus loin). Fin de l'année 2021, environ 43.000 compteurs intelligents ont ainsi été placés.

Notons que depuis octobre 2020, le Gouvernement wallon a mis en place :

- une prime pour les *prosumers* visant à compenser le tarif *prosumer* à 100% en 2020 et 2021 ; 54,27% en 2022 et 2023 ;
- une prime de 152€ HTVA (c.-à-d. équivalente au tarif de placement compteur intelligent hors frais annexes éventuels) pour les clients résidentiels, *prosumers* ou non, qui décident de se doter d'un compteur intelligent. Elle est octroyée via les gestionnaires de réseau de distribution, jusqu'au 31 décembre 2023, dans la limite des crédits disponibles.

2021 a également été marquée par l'approbation par la CWaPE de budgets spécifiques pour le déploiement des compteurs communicants pour les GRD (*cf. supra*).

En gaz, il n'existe à ce jour pas de cadre légal pour un déploiement comme c'est le cas pour l'électricité. Les gestionnaires de réseau envisagent toutefois de placer des compteurs intelligents gaz uniquement pour assurer l'OSP relative au prépaiement car les mêmes contraintes s'appliquent pour eux en gaz (fin des compteurs à budget à carte et arrêt de la plateforme informatique gérant les transactions).

4.1.5.3. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au Rapport National 2021, p. 207/222.

4.2. TRAITEMENT DES PLAINTES

4.2.1. Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l'énergie et les régulateurs

4.2.1.1. Niveau fédéral

La CREG a continué en 2021 à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui ont été adressées par des consommateurs, entreprises du secteur, avocats, consultants, chercheurs, étudiants, administrations ou instances internationales. Elle a également poursuivi sa collaboration avec le service fédéral de médiation de l'énergie, les trois régulateurs régionaux de l'énergie (BRUGEL, CWaPE et VREG) et le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie (direction générale de l'Inspection économique et direction générale de l'Énergie), fruit d'un accord conclu en 2011 par lequel les services concernés se sont accordés notamment sur la procédure de traitement des questions et plaintes qui ne ressortent pas de la compétence du service qui les reçoit. Dans le cadre de cette collaboration, la CREG a transmis en février 2021 ses statistiques de plaintes pour l'année 2020 au service fédéral de médiation de l'énergie qui a une obligation annuelle de rapportage à la Commission européenne. En 2020, la CREG a ainsi traité un total de 448 questions et 37 plaintes (entendues comme toute forme de mécontentement).

4.2.1.2. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation a reçu 9088 plaintes en 2021 (contre 6639 en 2020 – soit 37% de plus). 73 % de ces plaintes étaient rédigées en néerlandais, 26,8% étaient rédigées en français et 0,2 % en allemand.

Cette hausse du nombre de plaintes est, selon le Service de Médiation de l'Énergie, due à la forte hausse des prix de l'énergie durant le deuxième semestre de l'année 2021.

Ces plaintes semblent nettement diminuer en novembre et décembre 2021, mais un effet d'un retard dans le traitement des plaintes reçues a été constaté. L'afflux soudain et sans précédent de plaintes et la disparition de deux fournisseurs du marché de l'énergie flamand en décembre 2021 ont contraint le Service de Médiation à réagir rapidement dans sa communication. Cela a entraîné du retard dans l'envoi des accusés de réception aux clients finals parce que la priorité a été donnée aux anciens clients de *VLAAMSE ENERGIELEVERANCIER* et *WATZ*. Les plaintes au sujet des augmentations des acomptes ont également été transmises au fournisseur concerné (MEGA) de façon à ce que les adaptations et rectifications nécessaires des factures d'acompte et des augmentations puissent être effectuées à temps sans que les clients finals ne reçoivent préalablement d'accusé de réception officiel. Ces plaintes pèseront donc encore en grande partie sur les chiffres de l'exercice 2022.

Le Service de Médiation a reçu 3 250 plaintes recevables en 2021.

En 2021, le Service de Médiation a pu compléter et clôturer un total de 2 256 dossiers de plaintes recevables :

- 1 dossier clôturé concernait une plainte introduite en 2016 ;
- 2 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2017 ;
- 60 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2018 ;
- 131 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2019 ;
- 923 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2020 ;
- 1 139 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2021.

Sur les 2 256 plaintes recevables clôturées en 2021, le Service de Médiation en a considéré :

- 1 295 comme fondées (57,4 %) ;
- 268 comme partiellement fondées (11,88 %) ;
- 693 comme non fondées (30,72 %).

Pour 2021, cela signifie que le résultat de clôture des plaintes recevables est de 49,8 % si l'on considère le nombre des plaintes clôturées en 2021 (2 256) par rapport au nombre des plaintes ouvertes recevables à la fin de 2020 (1 283) et au nombre des plaintes recevables, reçues en 2021 (3 250). Par conséquent, 2 234 dossiers de plaintes recevables devaient encore être traités pour le 31 décembre 2021. Sur le nombre total de plaintes recevables (29 873) reçues depuis la création du Service de Médiation, ce chiffre représente 6,7 % des plaintes recevables restant à traiter.

Parmi les plaintes, 5 354 (58,9 %) avaient trait au domaine de compétence fédérale et 1 496 (16,5 %) au domaine de compétence régionale. 2 092 plaintes (23,0 %) concernaient à la fois le domaine de compétence fédérale et le domaine de compétence régionale. Pour 146 plaintes (1,6 %), aucun domaine de compétence spécifique concernant le fonctionnement du marché de l'électricité ou du gaz naturel n'a été identifié, car les plaintes n'avaient pas trait à ce marché de l'énergie, mais à d'autres

types d'énergie, tels que les produits pétroliers, et à d'autres produits ou services (eau, télédistribution, réseau d'égouts, etc.).

La compétence du Service de Médiation n'est pas limitée aux utilisateurs résidentiels ou aux particuliers. Les clients professionnels des entreprises d'énergie peuvent également déposer plainte auprès du Service de Médiation. En 2021, c'est ainsi que 5,9 % des plaintes (soit 540 au total) avaient trait à des utilisateurs finals professionnels, tels que des entreprises unipersonnelles, des sociétés et des associations.

4.2.1.3. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018, à la page 175/185.

Nombre total de plaintes

En 2021, la VREG a reçu 1 plainte de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et des GRD. 1 plainte a été reçue à l'encontre de Fluvius.

En 2021, 6 plaintes ont été soumises à la VREG contre les fournisseurs.

Plaintes transférées

Lorsque le VREG reçoit des plaintes de citoyens et d'entreprises flamands qui relèvent de la compétence du service fédéral de médiation de l'Énergie, elle les lui transfère conformément aux accords en vigueur.

4.2.1.4. Région wallonne

Au cours de l'année 2021, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 1 641 demandes écrites réparties de la manière suivante :

- 938 demandes de médiation « classique » ;
- 43 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 642 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 18 dossiers de contestation en matière d'indemnisation ;
- 0 conciliation ;
- 0 demandes d'avis adressées au SRME par le Service de Médiation de l'Énergie (SME).

En Région wallonne, les plaintes adressées aux fournisseurs et GRD ne sont pas intégralement rapportées au régulateur (CWAPE). Seules les demandes d'indemnisation selon les hypothèses encadrées par la législation font l'objet d'une obligation de rapportage (sans préjudice de l'application du droit commun de la responsabilité civile, la réglementation wallonne énumère²¹⁰ les cas dans lesquels le fournisseur ou le gestionnaire de réseau est tenu d'indemniser le client final victime d'un dysfonctionnement dans le cadre de la fourniture et/ou de la distribution d'énergie).

²¹⁰ Articles 25bis et suivants ; 31bis et suivants du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et articles 25bis et suivants ; 30ter et suivants du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

Pour l'année 2021, les GRD ont rapporté à la CWaPE 2.940 demandes d'indemnisations en électricité (dont 1.162 acceptées) et 47 demandes en gaz (dont 28 acceptées). Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 55 demandes d'indemnisation (dont 16 acceptées), selon les hypothèses prévues par la législation. Ces chiffres ne concernent que les indemnisations et ne sont donc pas représentatifs du nombre total des plaintes en tous genres qui ont été reçues par les services clientèles des fournisseurs.

4.2.1.5. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au Rapport National 2021, p. 211/222

4.2.2. Classification des plaintes

4.2.2.1. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation utilise un système de classification des plaintes des consommateurs, qui est basé sur une méthode recommandée par le « *Council of European Energy Regulators* » (CEER) et par les membres du réseau de médiateur indépendants de l'énergie NEON (*National Energy Ombudsmen Network*). Ce système constitue également un complément au système recommandé par la Commission européenne pour la classification des plaintes et questions des consommateurs (cf. Recommandation de la Commission du 12 mai 2010 relative à l'utilisation d'une méthode harmonisée pour le classement et le rapportage les plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

Figure 92 : type de plaintes en 2021 (en nombre)

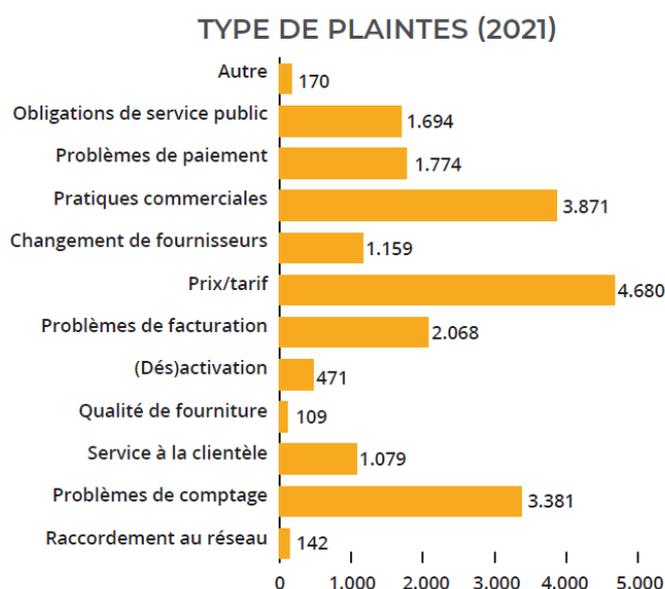
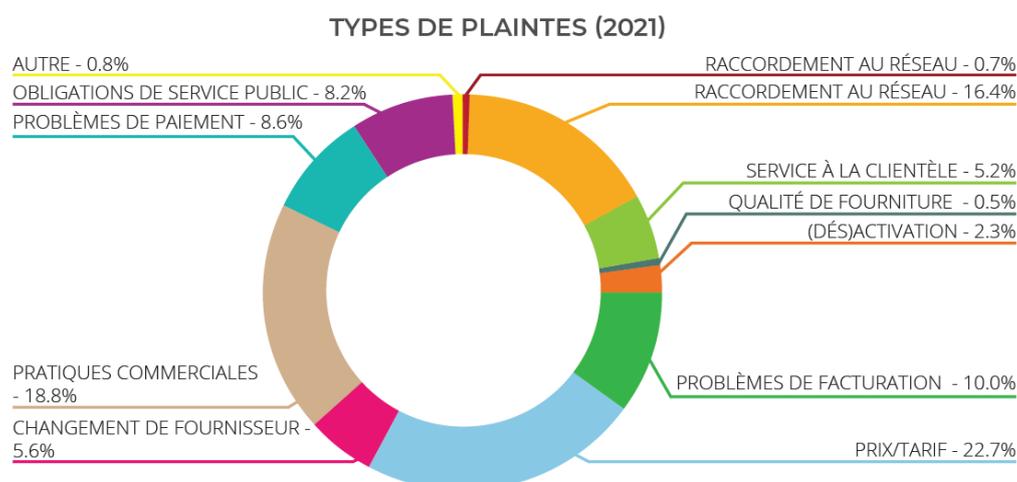


Figure 93 : Type de plaintes 2021 (en pourcentage)

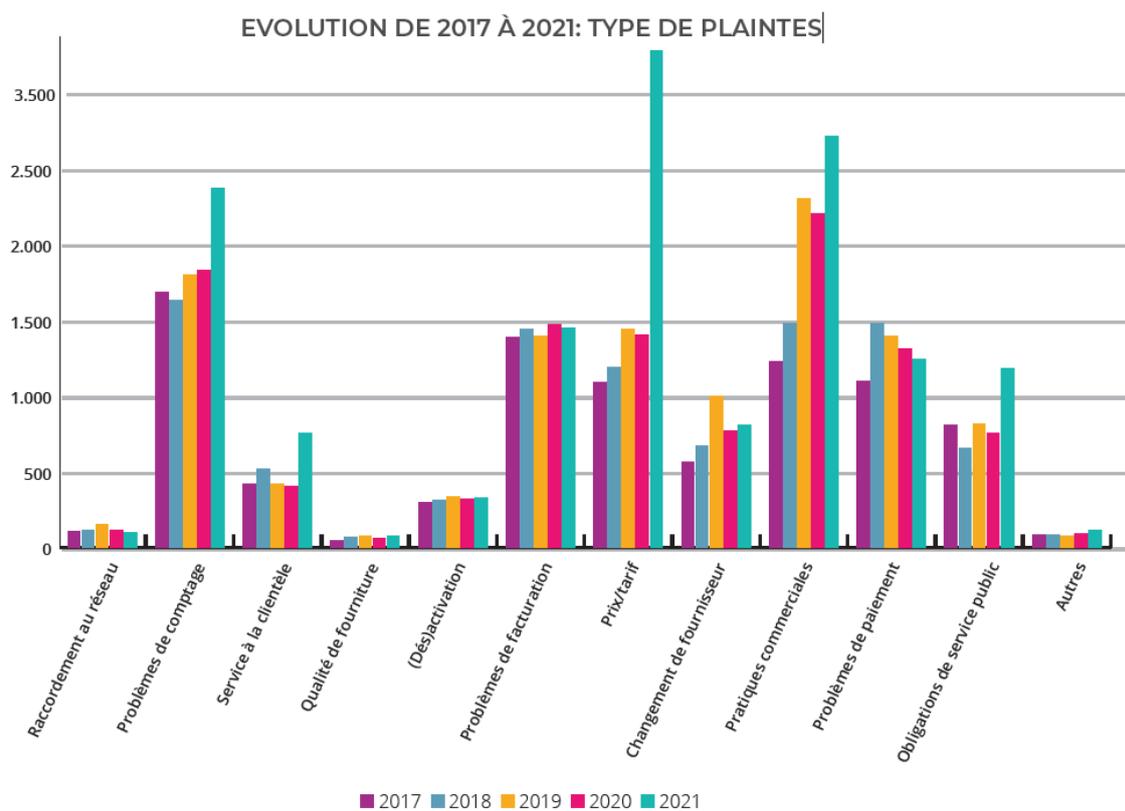


Les types de plaintes rencontrées en 2020 avaient principalement trait à des litiges concernant :

- la transparence des prix ou la clarté des prix et des tarifs appliqués, tels que les prix de l'énergie facturés par les fournisseurs de l'énergie, les taxes et redevances facturées par les différentes autorités , etc (22,7 %).
- des pratiques commerciales, à savoir le respect ou non de pratiques commerciales honnêtes par les fournisseurs d'énergie comme l'information et la publicité précontractuelles, les pratiques commerciales relatives à la vente et au marketing, au respect des conditions contractuelles ou leur conformité à l'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » (18,8%)
- des problèmes liés au raccordement au réseau (16,4 %) ;
- des problèmes liés au processus de facturation, tels que le traitement administratif, technique ou comptable erroné ou tardif des données de facturation, telles que les données des clients ou de consommation (10,0 %) ;
- des problèmes de paiement liés au paiement des factures d'énergie, tels que les plans de remboursement, les (l'absence de) remboursements, les frais administratifs, les paiements par domiciliation, les systèmes de garantie, la (menace de) résiliation de contrats d'énergie ou de fermetures en cas de défaut de paiement (8,6 %) ;
- des problèmes lié aux obligations de service public (8,2 %)
- des problèmes liés au changement de fournisseur (5,6 %)

Les autres plaintes reçues avaient trait à des problèmes relatifs au service à la clientèle (5,2 %) ; des problèmes de coupure/drop (2,3 %) et la qualité des livraisons (0,5 %).

Figure 94 : type de plaintes de 2016 à 2021



4.2.2.2. Région wallonne

Les tableaux 52 et 53 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2021:

Tableau 52 : Catégories de plainte (en pourcentage)

Problème d'index	33 %
Problème technique	13 %
Procédure de défaut de paiement	10 %
Photovoltaïque/compensation	13 %
Coûts de réseau de distribution	9 %
Divers	8 %
Déménagement	2 %
Client protégé	<1 %
Problème de compteur à budget	2 %
Retard envoi facture de régul./clôture	2 %
Contrat	3 %

Code EAN	3 %
Absence de réponse dans un délai de 10 jours ouvrables	0 %
Délai de remboursement (factures régul./clôture)	1 %
Réseaux privés	0 %
Faillite/cession	<1 %

Tableau 53 : Catégories de contestations en matière d'indemnisations (en pourcentage)

Dommages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique	17 %
Coupure suite à une erreur administrative	22 %
Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h	17 %
Non-respect du délai de raccordement	17 %
Retard dans le changement de fournisseur	5 %
Irrecevables et non-encore recevables	17 %
Dommages matériels non consécutifs à une irrégularité de la fourniture électrique	5 %
Erreur de facturation	0 %

4.2.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au Rapport National 2021 p. 215/222

4.2.3. Procédure des plaintes

4.2.3.1. Niveau fédéral

Toute partie intéressée s'estimant lésée suite à une décision prise par la CREG peut, au plus tard dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la CREG. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif et n'exclut pas l'introduction d'un recours ni ne constitue un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la cour d'appel de Bruxelles. La plainte en réexamen est adressée par lettre recommandée ou par dépôt avec accusé de réception au siège de la CREG. Elle comporte une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision. La CREG prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen.

Pour 2021, aucune plainte en réexamen a été introduite auprès de la CREG.

4.2.3.2. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation traite les plaintes qui lui sont présentées selon des procédures transparentes, simples et bon marché qui rendent possible un règlement ou un accord rapide et équitable du litige.

La plupart des plaintes ont été introduites par voie électronique (3 334 plaintes en 2020) et via le formulaire de plainte disponible sur le site internet (2 625). 15 plaintes ont été introduites via la plateforme BELMED créée par le SPF Économie dans le cadre du Règlement en ligne des litiges.

Des plaintes ont également été introduites par d'autres biais, notamment :

- par lettre envoyée par la poste (382 plaintes) ;
- par fax (86 plaintes) ;
- un nombre restreint de dossiers ont été introduits sur place aux bureaux du Service de Médiation (13 plaintes). Ce faible nombre s'explique par l'accessibilité limitée du Service de Médiation pendant la crise sanitaire.

Le Service de Médiation informe le client final par courrier ou par un autre moyen sur support durable de la recevabilité et du traitement de sa plainte dans les 3 semaines à dater de la réception de celle-ci, ainsi que de la possibilité à chaque stade de la procédure de se retirer du règlement extrajudiciaire des litiges.

En principe, chaque plainte doit être clôturée dans un délai de 90 jours calendriers à partir de la date où la plainte a été déclarée complète et recevable. Ce délai de traitement peut être prolongé une seule fois pour la même période et les parties doivent en être informées avant l'expiration de ce délai, et cette prolongation doit être motivée par la complexité du litige.

La durée de traitement d'une plainte est fonction de sa complexité. Pour une plainte complexe où plusieurs acteurs ou opérateurs sont impliqués, le consommateur final doit donc tenir compte d'une prolongation possible du délai de traitement. Les parties disposent d'un délai raisonnable de 30 jours calendriers maximum pour faire connaître leur point de vue. Elles disposent du même délai pour prendre connaissance de tous les documents, arguments et faits que l'autre partie met en avant ou de toute demande du Service de Médiation. Préalablement à l'acceptation du règlement ou du compromis amiable proposé, les parties sont informées par lettre ou support durable :

- du choix dont elles disposent d'accepter ou de suivre le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- des conséquences juridiques pour les parties si elles acceptent le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- du fait que le régime d'arrangement proposé diffère d'une décision judiciaire ;
- du fait que la participation à la procédure de médiation mise en place ne supprime pas la possibilité d'intenter une procédure judiciaire.

Lorsque le Service de Médiation est parvenu à un accord amiable, il clôture le dossier et envoie une confirmation à toutes les parties, sur un support durable. Si aucun accord amiable ne peut être trouvé, le Service de Médiation communique ce fait aux parties sur un support durable et il peut formuler simultanément une recommandation à l'égard de l'entreprise d'électricité ou de gaz concernée, avec copie au demandeur. Si l'entreprise d'énergie en question ne suit pas cette recommandation, elle dispose d'un délai de trente jours calendrier pour faire connaître son point de vue motivé au Service de Médiation et au client final. Le Service de Médiation peut refuser de (continuer à) traiter une plainte si celle-ci est blessante ou injurieuse ou si le client final adopte une attitude blessante ou injurieuse durant le traitement de la plainte ou si le traitement du litige risque de gravement compromettre le

fonctionnement effectif du Service de Médiation. Après médiation par le Service de Médiation, une procédure judiciaire, du fait du client final ou de l'entreprise d'énergie, reste toujours possible. Le cas échéant, une recommandation formulée par le Service de Médiation peut utilement être employée dans le cadre d'une procédure judiciaire.

Enfin, le Service de Médiation peut refuser de traiter une plainte comme recevable lorsque :

- le client final ne démontre pas ou pas suffisamment qu'il a déjà entrepris des démarches préalables auprès de l'entreprise d'énergie ;
- le client final informe le Service de Médiation d'une plainte de première ligne à l'encontre de l'entreprise d'énergie ;
- la plainte est retirée par le client final et devient donc sans objet ;
- la plainte a été introduite il y a plus d'un an auprès de l'entreprise d'énergie ;
- une procédure judiciaire ou d'arbitrage est instaurée au sujet de la plainte.

Chaque plainte déclarée irrecevable par le Service de Médiation est néanmoins transmise pour traitement à l'entreprise d'énergie. Le Service de Médiation avise le plaignant de l'irrecevabilité de la plainte et le Service de Médiation est informé de la réponse fournie au plaignant par l'entreprise d'énergie.

- La durée moyenne du règlement des litiges pour les dossiers soumis au Service de Médiation depuis le 01/01/2021 est de 115 jours calendrier à compter du jour où une plainte est déclarée complète et recevable. Les 2 256 plaintes recevables clôturées en 2021 ont eu le résultat suivant : 1 776 plaintes (78,7 %) ont été clôturées avec un résultat favorable grâce à un règlement à l'amiable. Le plaignant a, dans ces cas, obtenu entière satisfaction ;
- pour 48 plaintes (2,1 %), un accord partiel a été obtenu par le biais d'une proposition de règlement à l'amiable. Pour la plupart des plaintes, le fournisseur d'énergie a procédé aux rectifications et régularisations appropriées, mais sans attribuer aucune compensation ou indemnisation (financière) ni remboursement au plaignant pour le préjudice moral subi. Il n'existe pas de système réglementaire en matière de paiements compensatoires à l'échelon fédéral de sorte que les entreprises d'énergie décident elles-mêmes du geste commercial qu'elles accordent éventuellement dans certains cas (manque de clarté dans la facturation, rectification tardive, mauvais service clientèle, etc.) ;
- le Service de Médiation a formulé 99 recommandations en 2021 parce qu'il y avait, selon le Service de Médiation, suffisamment d'éléments juridiques et factuels dans le dossier. Pour 75 plaintes, le Service de Médiation a reçu en 2021 une réponse des entreprises d'énergie à une recommandation formulée antérieurement. Seules 7 recommandations ont été suivies par les entreprises d'énergie, tandis que 68 recommandations n'ont pas été suivies. Même dans ces cas, le Service de médiation ne peut clôturer le dossier, mais le plaignant dispose de la possibilité de faire usage utile d'une recommandation dans une procédure judiciaire à l'égard de l'entreprise d'énergie concernée ;
- enfin, absolument aucun accord n'a été trouvé pour 324 plaintes (14,4%).

Pour les 2 256 plaintes recevables clôturées en 2021, il s'agissait d'un montant total de 310 078 €, équivalant à une compensation moyenne de 137,45 € par plainte clôturée en 2021.

4.2.3.3. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de 2021 p. 209/213.

4.2.3.4. Région wallonne

Les procédures applicables auprès du Service régional de médiation pour l'énergie sont régies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au SRME.

Les demandes adressées au SRME peuvent être distinguées selon les procédures suivantes:

- **médiation normale** : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 90 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;
- **médiation urgente** : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 15 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;
- **question** : toute question des consommateurs relative au marché régional de l'énergie et au SRME ;
- **indemnisation** : contestation envers un fournisseur d'énergie ou un gestionnaire de réseau à propos du traitement d'une demande d'indemnisation ;
- **conciliation** : cette procédure, réservée aux cas les plus complexes, implique l'accord de la partie adverse et la tenue d'audiences, en présence du conciliateur, au sein des bureaux du SRME (CWaPE). La procédure prévoit également la possibilité de recourir à une expertise, à charge de la partie qui la requiert. La conciliation est normalement destinée aux **clients professionnels** et non aux particuliers.
- **demande d'avis** : mise en application concrète des règles fixées dans le protocole de collaboration qui a été mis en place entre le Service de Médiation de l'Énergie au niveau fédéral (SME), le SRME, les régulateurs et le SPF Économie.

En ce qui concerne plus spécifiquement les plaintes (médiations), la recevabilité est conditionnée à plusieurs exigences. Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie, pour juger de la recevabilité d'une plainte, le SRME exige du demandeur une copie de la réclamation écrite qu'il a préalablement adressée au fournisseur et/ou GRD ainsi qu'un formulaire de plainte dûment complété.

Il est également prévu que les plaintes qui ne relèvent pas des compétences régionales ou pour lesquelles le comportement dénoncé a pris fin plus d'un an avant la date de dépôt de celles-ci sont considérées irrecevables.

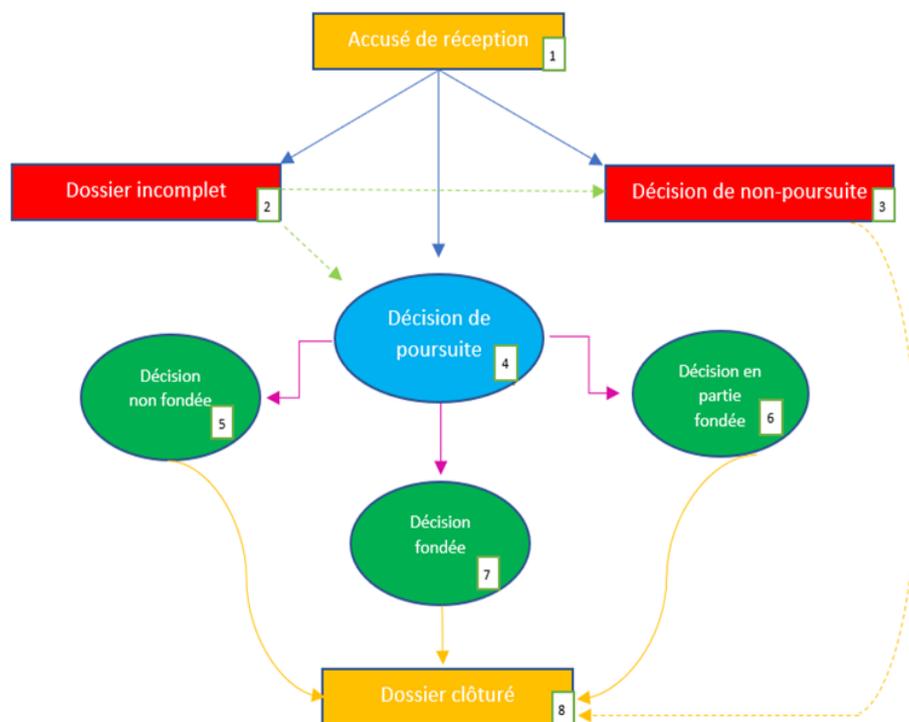
Lorsque le SRME se déclare incompétent pour traiter un litige, il redirige néanmoins le dossier vers l'institution qu'il estime la plus apte à répondre aux griefs soulevés. Dans la majorité des cas, ces dossiers faisaient état d'infractions éventuelles à des matières fédérales telles des pratiques de vente abusives, des contestations de prix et ont dès lors été dirigés vers le Service de Médiation de l'Énergie (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie), sauf lorsqu'il s'agissait de litiges en matière de droits et obligations civils relevant de la compétence exclusive des Cours et Tribunaux judiciaires. Il convient de rappeler que depuis le 1^{er} septembre 2018, le Juge de Paix est compétent pour toute contestation d'un consommateur contre son fournisseur ou son GRD lorsque le montant est inférieur à 5 000 EUR.

Les demandes considérées irrecevables ou visiblement non-fondées à la simple lecture de celles-ci sont redirigées vers l'organisme compétent comme expliqué *supra* ou reçoivent des explications détaillées sur la situation qui semble problématique à ces consommateurs. Ces demandes, même lorsqu'elles ne requièrent pas d'interpellation à l'adresse de fournisseurs et/ou GRD, nécessitent tout de même une brève analyse et la rédaction d'explications personnalisées.

Depuis 2010 et la mise en place du Service de Médiation de l'Énergie, le principe de guichet unique permet au SRME de transmettre rapidement les plaintes relevant de matières fédérales à cette instance (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie).

4.2.3.5. Région Bruxelles-Capitale

Le Service des litiges institué au sein de BRUGEL tranche les plaintes introduites par les consommateurs bruxellois contre les fournisseurs d'énergie, le gestionnaire de réseau de distribution et Bruxelles Environnement selon la procédure suivante :



4.2.4. **Alternative Dispute Resolution**

4.2.4.1. Service de Médiation de l'Énergie

Le service de médiation est la seule entité qualifiée en Belgique conformément la Directive 2013/11 relative au règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et le Règlement (UE) 524/2013 du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2013 relatif au règlement en ligne des litiges de consommation.

Le service de médiation a pour mission de :

- apprécier et analyser toutes les plaintes des clients finals qui ont un rapport avec les activités d'une entreprise d'énergie et au fonctionnement du marché de l'électricité et la répartition des questions aux institutions aptes à y répondre ;
- négocier entre le client final et l'entreprise d'énergie en vue de faciliter un accord à l'amiable ;
- formuler des recommandations à l'égard de l'entreprise d'énergie au cas où un accord à l'amiable ne peut être atteint ;
- de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, publier des avis politiques dans le cadre des missions du Service de Médiation ;
- rédiger un rapport d'activités et le transmettre pour le 1er mai au Ministre compétent pour l'Énergie.

Le Service de Médiation remet également à la Chambre des représentants un rapport annuel sur l'exercice de ses missions. Dans ce cadre, le service peut faire des propositions pour améliorer la procédure de traitement des litiges.

Le Service de Médiation fonctionne entièrement de façon indépendante de l'entreprise d'électricité ou de gaz naturel. Dans l'exercice de ses compétences, le Service de Médiation ne reçoit d'instruction d'aucune autorité.

Le lecteur est également renvoyé à la section 4.2.2.1 et 4.2.3.2 du présent rapport.

4.2.4.2. Région wallonne

Chambre des litiges

En date du 13 juillet 2017, le Gouvernement wallon a adopté le projet d'arrêté fixant les modalités de composition, de procédure et de fonctionnement de la chambre des litiges instituées par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Pour rappel, le décret du 12 avril 2001 instaure un système de règlement des différends basé sur deux instances distinctes : d'une part, le Service de régional de médiation pour l'énergie mis en place suite à l'adoption de l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie pris en exécution de l'article 48 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et, d'autre part, une Chambre des litiges créée par les articles 49 et 49bis du décret.

La chambre des litiges est compétente pour connaître tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur les droits et obligations de nature civile, ainsi que pour tout différend relatif aux obligations des gestionnaires de réseaux en vertu des décrets gaz et électricité.

Le Service Régional de Médiation pour l'Énergie

Le lecteur est invité à se référer pour cette matière aux sections 4.2.1.4 et 4.2.3.4 du présent rapport.