

Rapport

24 août 2023

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.....	16
1.3. Région Wallonne	20
1.4. Région Bruxelles-Capitale.....	23
2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	24
2.1. Régulation du réseau	24
2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia).....	24
2.1.2. Réseaux fermés industriels	25
2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	25
2.1.4. Réseaux fermés professionnels.....	26
2.2. Fonctionnement technique.....	28
2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires	28
2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	38
2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations	41
2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde	46
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>onshore</i> et de l'électricité verte produite.....	48
2.3. Tarifs de transport et de distribution.....	55
2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)	55
2.3.2. Tarif de distribution.....	57
2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	78
2.4. Questions transfrontalières	78
2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités.....	78
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	83
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).....	85
2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers.....	88

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.....	90
2.4.6.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER	95
2.5.	Conformité	96
2.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	96
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	96
2.6.	Concurrence	97
2.6.1.	Marché de gros	97
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.....	98
2.6.3.	Marché de détail	104
2.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence	107
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	121
2.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	126
2.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	126
2.7.2.	Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	128
2.7.3.	Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs	128
3.	LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL.....	129
3.1.	Régulation du réseau	129
3.1.1.	Dissociation et la certification du gestionnaire de transport.....	129
3.1.2.	Réseaux fermés industriels	132
3.1.3.	Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	132
3.1.4.	Réseaux fermés professionnels.....	132
3.2.	Fonctionnement technique.....	133
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	134
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.....	143
3.3.1.	Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited.....	143
3.3.2.	Tarifs de distribution	146
3.3.3.	Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	153
3.4.	Questions transfrontalières	153
3.4.1.	Monitoring « <i>Cross-border interconnection capacity</i> »	153
3.4.2.	Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques.....	155
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.....	156
3.4.4.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER.....	159
3.5.	Conformité	160
3.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations.....	160
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.....	160
3.6.	Concurrence	161
3.6.1.	Marché de gros	161
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.....	166
3.6.3.	Marché de détail	171
3.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence	171
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	181
3.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	184
3.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	184
3.7.2.	Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire	187
3.7.3.	Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement.....	188

3.7.4.	Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs	189
4.	PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ÉLECTRICITÉ ET GAZ	190
4.1.	Protection des consommateurs	190
4.1.1.	Obligations de service universel et de service publique	190
4.1.2.	Consommateurs vulnérables.....	214
4.1.3.	Informations aux consommateurs	224
4.1.4.	Changement de fournisseur	227
4.1.5.	<i>Smart metering</i>	227
4.2.	Traitement des plaintes	228
4.2.1.	Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l’énergie et les régulateurs.....	228
4.2.2.	Classification des plaintes	231
4.2.3.	Procédure des plaintes.....	236
4.2.4.	Alternative Dispute Resolution	240

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

1.1. NIVEAU FÉDÉRAL

Prix maximaux sociaux

En 2022, compte tenu de la nécessité persistante d'apporter un soutien financier aux ménages à faibles revenus et de lutter contre la précarité énergétique, l'élargissement de l'application du tarif social aux personnes ayant le statut « BIM » (bénéficiaires de l'intervention majorée), entré en vigueur le 1^{er} février 2021, a été maintenu et prolongé à plusieurs reprises. A cet égard, l'arrêté royal du 28 janvier 2021 qui fixait initialement la fin de cet élargissement au 31 décembre 2021 a été successivement modifié afin de reporter la date de fin de cette mesure jusqu'au 1^{er} avril 2022¹, au 1^{er} juillet 2022², au 1^{er} octobre 2022³, au 1^{er} janvier 2023⁴, et enfin jusqu'au 1^{er} avril 2023⁵. Dans ce cadre, la CREG a établi plusieurs rapports de monitoring relatifs aux moyens nécessaires et aux montants pressentis pour l'extension des tarifs sociaux aux clients « BIM ».

En vue de préfinancer le coût de l'extension de l'application du tarif social à la clientèle « BIM », plusieurs modifications ont donc été apportées aux 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. Ces modifications prévoient notamment le versement d'avances sur le remboursement aux fournisseurs du coût réel net découlant de l'application des tarifs sociaux. Le montant de ces avances, fixé par arrêté royal après avis de la CREG, est versé dans un premier temps par le SPF Economie à la CREG, qui le répartit ensuite de manière proportionnelle entre les fournisseurs, sur la base du nombre de clients résidentiels protégés⁶. A la demande de la ministre

¹ Loi-programme 27 décembre 2021.

² Loi du 28 février 2022 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 8 mars 2022).

³ Arrêté royal du 24 avril 2022 portant la prolongation de l'extension des prix maximaux pour les clients protégés résidentiels aux bénéficiaires de l'intervention majorée jusqu'au 1^{er} octobre 2022 (Moniteur belge du 9 juin 2022).

⁴ Arrêté royal du 13 août 2022 portant la prolongation de l'extension des prix maximaux pour les clients protégés résidentiels aux bénéficiaires de l'intervention majorée jusqu'au 1^{er} janvier 2023 (Moniteur belge du 13 septembre 2022).

⁵ Arrêté royal du 28 octobre 2022 portant prolongation de l'extension des prix maximaux pour les clients protégés résidentiels aux bénéficiaires de l'intervention majorée jusqu'au 1^{er} avril 2023 (Moniteur belge du 7 novembre 2022).

⁶ Arrêté royal du 28 février 2022 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, 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 11 mars 2022) ; Arrêté royal du 24 avril 2022 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 et 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 19 mai 2022) ; Arrêté royal du 18 septembre 2022 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 et 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 4 octobre 2022) ; Arrêté royal du 12 décembre 2022 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 et 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 30 décembre 2022) ; Arrêté royal du 22 décembre 2022 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 et de l'arrêté royal du 29 mars 2012

de l'Énergie, la CREG a donc rendu plusieurs avis relatifs aux arrêtés royaux fixant les montants de ces avances servant à préfinancer le coût réel net de l'application du tarif social⁷.

A la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a en outre analysé les possibilités de mise en œuvre d'un système de prime dans les cas d'application du tarif social complexes (rétroactivité) ou impraticables (chaudières collectives en dehors d'un logement social), et formulé ses conclusions dans un avis⁸. Cet avis se base entre autres sur les recommandations formulées par le groupe de travail Tarifs Sociaux de la Plateforme de Lutte contre la précarité énergétique de la Fondation Roi Baudouin. Un système de prime ne semble pas adéquat pour remplacer l'application rétroactive du tarif social. En revanche, un tel système prime pourrait être mis en place pour pallier le problème de la non-applicabilité actuelle du tarif social gaz naturel aux clients protégés raccordés à une chaudière collective d'un immeuble privé.

- Tarif social chaleur

Suite à l'avis donné par la CREG le 1^{er} avril 2021, la loi gaz a été modifiée par la loi-programme du 27 décembre 2021.

Depuis le 1^{er} juillet 2022, un tarif social pour la fourniture de chaleur a donc été introduit. Bien que celui-ci soit aligné sur le prix maximal social du gaz naturel, en sus du prix maximal chaleur, les fournisseurs restent en mesure de répercuter sur les clients protégés les coûts fixes qui ne sont pas liés à la composante énergie ou réseau⁹.

Par ailleurs, l'arrêté royal du 6 juin 2022¹⁰ organise le remboursement et ses modalités, pour les entreprises assurant la fourniture de chaleur, du coût réel net résultant de l'application du tarif social chaleur. Le prix de référence pour le remboursement du tarif social chaleur est lié au prix de référence pour le remboursement du tarif social gaz naturel. Toutefois, la composante énergie du prix de référence « chaleur » comprend une compensation fixe de 125 euros par an par point de raccordement, contre 25 euros actuellement pour le gaz naturel.

- Produit équivalent le moins cher

La loi précitée du 28 février 2022 prévoit aussi que, lorsqu'un client résidentiel n'est plus éligible pour l'application du tarif social pour la fourniture de gaz naturel ou de chaleur, le fournisseur doit en informer le client résidentiel. Compte tenu du fait que le fournisseur n'est pas en mesure de prévoir suffisamment à l'avance si un client résidentiel peut encore bénéficier de l'application du tarif social, le produit équivalent le moins cher lui sera automatiquement appliqué.

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 30 décembre 2022).

⁷ Avis (A)2334 du 27 janvier 2022, (A)2349 du 17 février 2022, (A)2393 du 5 mai 2022 (et 30 juin 2022), (A)2462 de la CREG du 6 octobre 2022, (A)2496 de la CREG du 8 décembre 2022

⁸ Avis (A)2394 du 12 mai 2022 sur les possibilités de mise en œuvre d'un système de prime dans les cas d'application du tarif social complexes (rétroactivité) ou impraticables (chaudières collectives en dehors d'un logement social)

⁹ Arrêté royal du 6 juin 2022 fixant les prix maximaux sociaux pour la fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés (Moniteur belge du 16 juin 2022).

¹⁰ Arrêté royal du 6 juin 2022 fixant les règles de détermination du coût réel net pour les entreprises fournissant de la chaleur à des clients résidentiels protégés au moyen de réseaux de distribution de chaleur à distance, et de leur intervention pour sa prise en charge (Moniteur belge du 16 juin 2022).

- Forfait unique

L'arrêté royal du 1^{er} avril 2022¹¹ modifie plusieurs dispositions portant sur le traitement administratif et financier du forfait unique pour les clients sociaux prévu pour la première fois dans l'arrêté royal du 23 décembre 2021 (voir rapport annuel de la CREG 2021). Ces modifications concernent notamment certaines échéances prévues pour l'octroi du forfait unique et pour le traitement des créances y afférentes.

- Application automatique

L'arrêté royal du 18 mai 2022¹² a étendu la portée de l'application automatique de prix maximaux pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire à toutes les mesures forfaitaires concernant le tarif social et aux prix maximaux de l'électricité, du gaz naturel et de la chaleur.

Le mécanisme de rémunération de capacité

Un mécanisme de rémunération de capacité (ci-après « CRM ») a été introduit dans la loi électricité en 2019 afin de garantir la mise à disposition d'une capacité suffisante à partir de l'hiver 2025-2026 pour répondre à la demande d'électricité sur le territoire, compte tenu de la fermeture prévue à cette date des centrales nucléaires actives en Belgique.

Celui-ci met en place un système de soutien pour tout type de capacité susceptible de contribuer à la sécurité d'approvisionnement (production, stockage, gestion de la demande) (voir rapport annuel 2019).

- Adjudication complémentaire pour la mise aux enchères de 2021

La loi du 28 février 2022¹³ a modifié la loi électricité en prévoyant que, si un détenteur de capacité sélectionnée lors de la mise aux enchères de 2021 ne dispose pas, au plus tard le 15 mars 2022, en dernière instance administrative du (ou des) permis requis pour la construction et l'exploitation de ladite capacité, et que cette absence de permis constitue une menace grave pour la sécurité d'approvisionnement, le Ministre peut donner instruction au gestionnaire du réseau de mettre fin au contrat de capacité conclu avec le détenteur concerné et de procéder à une adjudication complémentaire afin d'atteindre le volume de capacité requis initialement.

Pour éviter que de telles situations ne se reproduisent à l'avenir, la loi du 28 février 2022 a également prévu que, s'agissant des mises aux enchères ultérieures, les détenteurs de capacité sont dans l'obligation de disposer, avant la date limite de soumission des offres, du (ou des) permis requis pour la construction et l'exploitation de leur capacité.

¹¹ Arrêté royal du 1^{er} avril 2022 portant modification de l'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 6 avril 2022).

¹² Arrêté royal du 18 mai 2022 portant modification de l'arrêté royal du 28 juin 2009 relatif à l'application automatique de prix maximaux pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire (Moniteur belge du 1^{er} juin 2022).

¹³ Loi du 28 février 2022 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité afin de permettre une adjudication complémentaire pour la mise aux enchères organisée en 2021 (Moniteur belge du 4 mars 2022).

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

Suite à l'avis et à la proposition de la CREG formulés en octobre 2021 (voir rapport annuel 2021), l'arrêté royal du 28 avril 2021 a été modifié par l'arrêté royal du 27 janvier 2022¹⁴. Celui prévoit notamment :

- la modification de la définition de « *rentes inframarginales annuelles* », devenue « *la différence entre les revenus du marché de l'énergie et les coûts variables* » ;
- l'adaptation de la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital par la CREG afin de lui permettre d'opérer une différenciation en fonction de la technologie de référence et de la durée de la vie économique de l'investissement ;
- la prolongation, de 5 à 10 ans, de la durée dans laquelle le coût brut d'un nouvel entrant doit être réévalué par la CREG ;
- l'adaptation de la méthode de calcul du *missing money* afin de tenir compte également de l'estimation du rendement minimum auquel s'ajoute la prime de risque.

- Octroi d'autorisations individuelles pour le stockage d'énergie

La loi du 14 février 2022¹⁵ a modifié la loi électricité en vue de soumettre l'établissement et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie à une autorisation individuelle préalable, comparable à celle requise pour la production d'électricité. Sauf pour les installations de stockage existantes, l'octroi d'une telle autorisation est un prérequis pour pouvoir participer à une mise aux enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité. A cet effet, le Roi a été chargé d'établir, après avis de la CREG, les conditions, les modalités et la procédure d'octroi d'une telle autorisation.

Un premier projet d'arrêté royal, modifiant l'arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité, a fait l'objet d'un avis de la CREG¹⁶. Suite au retrait de ce projet, un second projet d'arrêté royal a été soumis à la CREG, pour lequel celle-ci a rendu un avis le 15 mars 2022 dans lequel elle émettait plusieurs réserves¹⁷. L'arrêté royal définitif a été promulgué le 29 mars 2022¹⁸. Il identifie les installations soumises à l'obtention d'une autorisation individuelle, établit la procédure d'octroi des autorisations et prévoit que les détenteurs d'une installation de stockage d'énergie située dans la zone de réglage belge répondant aux critères de recevabilité sont tenus d'introduire un dossier de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

¹⁴ Arrêté royal du 27 janvier 2022 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 1^{er} février 2022).

¹⁵ Loi du 14 février 2022 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 16 février 2022).

¹⁶ Avis (A)2354 du 24 février 2022.

¹⁷ Avis (A)2362 du 15 mars 2022 relatif à un projet d'arrêté royal relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement et l'exploitation des nouvelles installations de stockage d'énergie pour lesquelles, en 2022, un dossier de préqualification est introduit conformément à l'article 7*undecies*, § 8, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

¹⁸ Arrêté royal du 29 mars 2022 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement et l'exploitation des installations de stockage d'énergie pour lesquelles, en 2022, un dossier de préqualification sera introduit conformément à l'article 7*undecies*, § 8, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 4 avril 2022).

- Adoption des nouvelles règles de fonctionnement du CRM

Conformément à la loi électricité, et en vue notamment de la mise aux enchères qui s'est tenue en octobre 2022, la CREG a établi par une décision du 13 mai 2022 la version 2022 des règles de fonctionnement du CRM¹⁹. Ces règles de fonctionnement ont fait l'objet d'une proposition transmise par le gestionnaire du réseau de transport le 1^{er} février 2022, après avoir été soumise à consultation publique. Elles ont été approuvées par arrêté royal du 29 mai 2022 en vue de leur entrée en vigueur²⁰.

- Période de fourniture 2026-2027

Dans le cadre du CRM, la CREG est chargée, entre autres, de rendre un avis sur la proposition de paramètres d'enchère d'Elia. Le 1^{er} février 2022, la CREG a formulé, d'une part, une proposition²¹ de courbe de demande pour l'enchère Y-4 en 2022 couvrant la période de fourniture 2025-2026 sur la base du rapport du gestionnaire de réseau de transport et, d'autre part, un avis²² sur la proposition d'Elia de paramètres d'enchères pour cette enchère. Le 25 mars 2022, la CREG a approuvé un addendum à la proposition du 1^{er} février 2022²³ qui donne un aperçu des informations obtenues par la CREG après l'approbation de la proposition (C)2326 susmentionnée et de l'impact de ces informations sur la proposition de courbe de demande que la CREG a transmise à la ministre de l'Énergie.

Sur la base des propositions et avis précités, l'arrêté ministériel du 30 mars 2022²⁴ a donné instruction au gestionnaire du réseau d'organiser en octobre 2022 la mise aux enchères T-4 pour la période de fourniture de capacité 2026-2027 et a fixé les paramètres de cette mise aux enchères.

- Période de fourniture 2027-2028

S'agissant de la période de fourniture 2027-2028, la CREG a établi deux propositions en vue de l'enchère T-4.

La proposition (C)2428 du 1^{er} septembre 2022 a été établie en application de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé²⁵. Cette proposition concerne le coût brut d'un nouvel entrant, le facteur de correction X et le coût moyen pondéré du capital.

¹⁹ Décision (B)2397 du 13 mai 2022.

²⁰ Arrêté royal du 29 mai 2022 modifiant l'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 9 juin 2022).

²¹ Proposition (C)2326 de paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère Y-4 de 2022 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

²² Avis (A)2327 relatif à la proposition de paramètres d'enchère du rapport du gestionnaire de réseau pour l'enchère Y-4 de 2022 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

²³ Addendum à la proposition (C)2326 du 25 mars 2022.

²⁴ Arrêté ministériel du 30 mars 2022 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 2026, 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 4 avril 2022).

²⁵ Proposition (C)2428 relative au coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028.

La proposition (C)2429 du 19 juillet 2022 a été établie en application du même arrêté royal du 28 avril 2021²⁶. Cette proposition concerne l'ensemble des données et d'hypothèses à retenir, qui forment ensemble la proposition de scénario de référence.

Tenant compte de ces propositions, deux arrêtés ministériels ont été adoptés le 9 septembre 2022. Le premier²⁷ fixe le scénario de référence pour la mise aux enchères de 2023. Le second arrêté ministériel²⁸ détermine les valeurs intermédiaires pour cette même mise aux enchères.

- Coût du CRM et de la réserve stratégique

Le 7 avril 2022, la CREG a soumis une proposition d'arrêté royal fixant le mode de calcul et les modalités de contrôle du coût de la réserve stratégique et du mécanisme de rémunération de capacité. Il s'agit de coûts à charge du gestionnaire du réseau à couvrir par le budget de l'Etat fédéral²⁹. Sur la base de cette proposition de la CREG, un arrêté royal fixant le mode de calcul et les modalités de contrôle du coût de la réserve stratégique et du mécanisme de rémunération de capacité a été adopté le 20 juillet 2022³⁰.

- La norme de fiabilité

La norme de fiabilité indique de manière transparente 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. Le 23 juin 2022, la CREG a publié, à la demande de la ministre de l'Energie, une proposition de norme de fiabilité révisée pour le territoire belge³¹.

Dans ce cadre, la CREG propose de tenir compte pour la mise à jour de la norme de fiabilité d'un coût de l'énergie non distribuée de 12 832,48 euros/MWh et des valeurs fixe et variable du coût d'un nouvel entrant de la technologie de référence, pour la technologie OCGT, de 67 euros/kW/an et de 80 euros/MWh. Sur base du VoLL (« *value of lost load* ») et du CoNE (« *cost of new entry* ») pour des technologies de référence déterminés par la direction générale Énergie du SPF Economie, la CREG constate que l'application de la méthodologie d'ACER pour déterminer la norme de fiabilité aboutit à une norme de fiabilité de 5h15min. L'arrêté royal du 4 septembre 2022 fixe la norme de fiabilité à 3h³².

²⁶ Proposition de scénario de référence pour la mise aux enchères T-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 de la CREG référencée (C)2429, établie le 19 juillet 2022.

²⁷ Arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2023 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 2022)

²⁸ Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023 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 15 septembre 2022).

²⁹ Proposition (C)2338 du 7 avril 2022.

³⁰ Arrêté royal du 20 juillet 2022 fixant le mode de calcul et les modalités de contrôle du coût de la réserve stratégique et du mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 19 août 2022).

³¹ Proposition de la norme de fiabilité de la CREG (C)2425, du 23 juin 2022.

³² Arrêté royal du 4 septembre 2022 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 14 septembre 2022).

La loi du 23 octobre 2022

La loi du 23 octobre 2022³³ a modifié la loi électricité afin de transposer diverses dispositions de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Ces modifications concernent notamment :

- l'introduction de nouvelles définitions et dispositions relatives aux communautés énergétiques citoyennes et renouvelables et aux clients actifs ;
- l'introduction des contrats à tarification dynamique. Désormais les fournisseurs ayant plus de 200 000 clients doivent proposer un contrat à tarification dynamique à chaque client final qui en fait la demande et qui est équipé d'un compteur approprié. Dans ce cadre, la CREG est chargée du suivi de l'évolution de ces nouveaux produits sur le marché et de lutter contre les abus ;
- le gestionnaire du réseau de transport ne peut avoir de droit de propriété sur les installations de stockage. Afin d'assurer la sécurité sur le réseau, il peut toutefois acheter des services de stockage pour autant que cette disponibilité soit indépendante du réseau de transport. D'autres dispositions portent sur l'amélioration de la coopération régionale et internationale entre les GRT ainsi que sur la gestion des données des utilisateurs ;
- l'introduction d'une obligation à charge des fournisseurs dans le cadre de la transmission des données de comptage et de consommation lorsque les consommateurs en font la demande. En outre, le fournisseur doit préciser les droits du client final dans le cadre d'un règlement extrajudiciaire de litige ainsi que les possibilités et les avantages d'un changement de fournisseur. Enfin, s'agissant du changement de fournisseur, le délai de préavis du client final est ramené d'un mois à trois semaines.

Le plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

La loi du 16 décembre 2022³⁴ assure l'exécution partielle du Règlement 2022/1854³⁵ et instaure un mécanisme de plafonnement sur les recettes excédentaires réalisées par certains producteurs d'électricité (dits « inframarginaux ») en vue de leur redistribution aux consommateurs.

La loi prévoit que les recettes issues du marché des producteurs visés, liées à la vente et la livraison d'électricité (quelle que soit la date à laquelle le contrat de vente a été conclu et quel que soit le marché), perçues entre le 1^{er} août 2022 et le 30 juin 2023, et qui dépassent 130 euros/MWh, sont prélevées dans leur totalité (prélèvement à 100 %). Certaines exceptions sont prévues, par exemple, s'agissant de la biomasse, du biogaz et des déchets, pour lesquels un plafond de 180 euros/MWh sera appliqué.

Dans ce cadre, les producteurs inframarginaux doivent fournir les données nécessaires à la CREG, par le biais de déclarations. La CREG est chargée d'effectuer les contrôles des recettes excédentaires sur la base des données fournies (ou réclamées) et de formuler une proposition au SPF Economie relative à la fixation du prélèvement dû, qui envoie un avis de paiement au débiteur. Le SPF finance assure, le cas échéant, le recouvrement du prélèvement.

³³ Loi du 23 octobre 2022 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et portant transposition de 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 (Moniteur belge du 26 octobre 2022).

³⁴ Loi du 16 décembre 2022 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité (Moniteur belge du 22 décembre 2022).

³⁵ Règlement (UE) 2022/1854 du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie.

Diminution de la TVA et autres mesures d'aides

- TVA

Afin d'atténuer l'impact financier des fortes hausses des prix de l'énergie sur les ménages, l'arrêté royal du 21 février 2022³⁶ a mis en place un taux réduit de TVA à 6 % pour la fourniture d'électricité dans le cadre des contrats résidentiels, applicable à partir du 1^{er} mars 2022, pour une durée initiale de quatre mois.

Par la suite, l'arrêté royal du 23 mars 2022³⁷ est venu modifier l'arrêté royal n° 20 du 20 juillet 1970 fixant les taux de la TVA. Celui-ci prévoit notamment :

- la prolongation jusqu'au 30 septembre 2022 inclus du taux de TVA réduit à 6 % pour la fourniture d'électricité dans le cadre de contrats résidentiels ;
- l'insertion d'une disposition temporaire (jusqu'au 30 septembre 2022 inclus) en vertu de laquelle la livraison de gaz naturel et de chaleur via des réseaux de chaleur est soumise au taux réduit de 6 % à partir du 1^{er} avril 2022 pour les contrats résidentiels en lieu et place du taux actuel de 21 %.

Enfin, l'arrêté royal du 27 juin 2022³⁸ modifiant l'arrêté royal n° 20 du 20 juillet 1970 fixant les taux de la TVA prévoit notamment la prolongation jusqu'au 31 décembre 2022 de la mesure relative à la réduction du taux de TVA pour la livraison d'électricité dans le cadre de contrats résidentiels ainsi que l'extension de l'application du taux de TVA à 6 % pour l'ensemble des livraisons de gaz naturel et de chaleur via des réseaux de chaleur aux contrats professionnels à partir du 1^{er} août 2022.

- Primes fédérales chauffage, électricité et gaz naturel

La CREG a analysé un projet d'arrêté royal fixant les modalités de détermination du coût relatif à l'octroi de la prime chauffage de 100 euros par les entreprises d'électricité³⁹. Ce projet d'arrêté royal détermine également la procédure à suivre par les entreprises d'électricité en vue du remboursement du coût lié à cette prime chauffage. Outre les remarques d'ordre juridique et technique, la CREG formule des propositions d'adaptation. Elle suggère notamment que la créance relative à la prime chauffage soit introduite pour le 31 mars 2023, conformément aux délais en vigueur pour l'introduction des créances « clients protégés » dans le cadre de l'octroi du tarif social électricité et gaz naturel.

L'arrêté royal du 11 septembre 2022⁴⁰ fixant les modalités de détermination du coût, pour les entreprises d'électricité, de l'activité relative à la prime chauffage et de leur intervention pour sa prise en charge, suit les recommandations de la CREG.

³⁶ Arrêté royal du 21 février 2022 modifiant les arrêtés royaux nos 4 et 20 en matière de taxe sur la valeur ajoutée en ce qui concerne la diminution du taux de la taxe sur la valeur ajoutée relatif à la livraison d'électricité dans le cadre de contrats résidentiels (Moniteur belge du 28 février 2022).

³⁷ Arrêté royal du 23 mars 2022 modifiant les arrêtés royaux nos 4 et 20 en matière de taxe sur la valeur ajoutée en ce qui concerne la diminution du taux de la taxe sur la valeur ajoutée relatif à la livraison d'électricité, de gaz naturel et de chaleur via des réseaux de chaleur dans le cadre de contrats résidentiels (Moniteur belge du 30 mars 2022).

³⁸ Arrêté royal du 27 juin 2022 modifiant l'arrêté royal n° 20, du 20 juillet 1970, fixant les taux de la taxe sur la valeur ajoutée et déterminant la répartition des biens et des services selon ces taux en ce qui concerne la livraison d'électricité dans le cadre de contrats résidentiels, de gaz naturel et de chaleur via des réseaux de chaleur et certaines pompes à chaleur (Moniteur belge du 30 juin 2022).

³⁹ Avis (A)2423 de la CREG du 16 juin 2022

⁴⁰ Arrêté royal du 11 septembre 2022 fixant les modalités de détermination du coût, pour les entreprises d'électricité, de l'activité relative à la prime chauffage et de leur intervention pour sa prise en charge ainsi que, le cas échéant, la procédure à prendre en compte pour obtenir une indemnité, en ce compris les délais et les conséquences en cas d'infraction et les

La loi du 30 octobre 2022⁴¹ portant des mesures de soutien temporaires suite à la crise de l'énergie prévoit la mise en place d'une prime fédérale électricité de 122 euros pour tous les clients résidentiels qui, au 30 septembre 2022, disposaient d'un contrat de fourniture d'électricité pour leur résidence:

- soit à prix fixe et qui a été conclu ou renouvelé après le 30 septembre 2021 ;
- soit à prix variable.

En outre, celle-ci prévoit la mise en place d'une prime fédérale gaz de 270 euros pour tous les clients résidentiels qui, au 30 septembre 2022, disposaient d'un contrat de fourniture d'électricité pour leur résidence :

- soit à prix fixe et qui a été conclu ou renouvelé après le 30 septembre 2021 ;
- soit à prix variable.

Par ailleurs, la loi du 19 décembre 2022⁴² prévoit l'octroi d'une seconde prime fédérale. Celle-ci s'élève à 183 euros pour l'électricité et à 405 euros pour le gaz, pour chaque client résidentiel qui, au 31 décembre 2022, disposait d'un contrat de fourniture d'électricité/de gaz pour sa résidence.

Ces primes fédérales ne sont pas applicables, entres autres, aux résidences secondaires, aux clients occasionnels, aux raccordements temporaires et aux personnes au sein d'une famille ou d'un ménage dont un membre a été qualifié de client résidentiel protégé au 1^{er} janvier 2023. Leur financement est à charge du budget de l'Etat.

- Mécanisme de garantie de l'Etat pour certains crédits contractés par les fournisseurs et les intermédiaires de gaz naturel et d'électricité

A la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a rendu un avis sur le projet d'arrêté royal portant la création d'un mécanisme de garantie de l'Etat pour certains crédits contractés par les fournisseurs et intermédiaires de gaz naturel et d'électricité suite à la crise énergétique⁴³.

L'arrêté royal du 26 octobre 2026⁴⁴ prévoit qu'en cas de problèmes de liquidités, ces derniers peuvent introduire une demande de crédit garanti. La garantie de l'État peut alors être accordée par arrêté ministériel individuel de la ministre de l'Énergie.

- La contribution exceptionnelle de solidarité à charge du gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel

La loi-programme du 26 décembre 2022⁴⁵ met en place une contribution exceptionnelle de solidarité à charge du gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel qui s'élève à 300 millions d'euros.

éléments à fournir à la commission pour prouver qu'elles remplissent les conditions pour bénéficier du paiement visé à l'article 24, § 2, de la loi du 28 février 2022 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 3 octobre 2022).

⁴¹ Loi du 30 octobre 2022 portant des mesures de soutien temporaires suite à la crise de l'énergie (Moniteur belge du 3 novembre 2022).

⁴² Loi du 19 décembre 2022 portant l'octroi d'une deuxième prime fédérale d'électricité et de gaz (Moniteur belge du 23 décembre 2022).

⁴³ Avis (A)2459 relatif à l'arrêté royal portant la création d'un mécanisme de garantie de l'Etat pour certains crédits contractés par les fournisseurs et intermédiaires de gaz naturel et d'électricité suite à la crise énergétique

⁴⁴ Arrêté royal du 26 octobre 2022 portant la création d'un mécanisme de garantie de l'Etat pour certains crédits contractés par les fournisseurs et intermédiaires de gaz naturel et d'électricité suite à la crise énergétique (Moniteur belge du 31 octobre 2022).

⁴⁵ Loi-programme du 26 décembre 2022 (Moniteur belge du 30 décembre 2022).

Promotion de l'électricité produire en mer du Nord

La loi-programme du 27 décembre 2021 a modifié de manière substantielle le mécanisme de financement de l'obligation de service public à charge du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia, d'acheter les certificats verts à un prix minimal, passant d'une surcharge tarifaire à un financement par le budget de l'Etat.

Il convenait en conséquence de remplacer les dispositions de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 qui établissaient les modalités de calcul, de facturation et de perception de la surcharge ainsi que les modalités de la dégressivité, par des dispositions établissant le mode de calcul du coût de l'obligation d'achat des certificats verts à un prix minimal.

Conformément à la loi électricité, la CREG a formulé une proposition en ce sens le 7 avril 2022⁴⁶. L'arrêté royal modifiant l'arrêté du 16 juillet 2002 a été promulgué le 20 juillet 2022⁴⁷.

Stockage de gaz

Une loi du 14 février 2022 a modifié la loi gaz pour offrir davantage de flexibilité au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel dans le cadre de la commercialisation de ses capacités de stockage⁴⁸. L'objectif est de mieux suivre l'évolution du marché.

Désormais, le gestionnaire de réseau peut mettre aux enchères des capacités de stockage avec un prix de réserve pouvant être inférieur au tarif régulé. Ceci permet la vente de capacité et par conséquent la création de revenus, même lorsque le « spread » été/hiver est inférieur au tarif régulé. Ainsi, le manque à gagner durant les périodes de faible *spread* peut être compensé par des revenus plus importants lorsque le *spread* dépasse le tarif régulé.

Le Code de bonne conduite électricité et gaz

La loi du 21 juillet 2021 a ajouté un paragraphe 2 à l'article 11 de la loi électricité donnant à la CREG le pouvoir d'établir, par voie de décision, un code de bonne conduite en matière de gestion du réseau de transport d'électricité. Le code de bonne conduite électricité fixe les conditions pour :

- le raccordement et l'accès au réseau de transport, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport Elia ;
- la fourniture de services auxiliaires ;
- l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

Après consultation publique, la CREG a établi, par décision du 20 octobre 2022, un code de bonne conduite électricité⁴⁹.

⁴⁶ Proposition (C)2371 du 7 avril 2022.

⁴⁷ Arrêté royal du 20 juillet 2022 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 (Moniteur belge du 22 août 2022).

⁴⁸ Loi du 14 février 2022 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 16 février 2022).

⁴⁹ Décision (B)2409 du 20 octobre 2022 établissant le code de bonne conduite relatif aux conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et relatif aux méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions, et approuvant, dans ce cadre, la proposition d'Elia relative aux procédures de raccordement au réseau de transport.

En outre, La loi du 21 juillet 2021 a modifié l'article 15/5^{undecies} de la loi gaz donnant à la CREG le pouvoir d'adopter, par voie de décision, un code de bonne conduite en matière de gestion du réseau de transport de gaz naturel.

Ce code concerne :

- les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport, ainsi que d'accès à l'installation de stockage de gaz naturel et à l'installation de GNL ;
- les conditions de prestation de services d'équilibrage ; et
- les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

Après avoir organisé une consultation publique, la CREG a adopté le nouveau code de bonne conduite par décision du 31 août 2022⁵⁰. Il est entré en vigueur le 20 septembre 2022.

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'Energie⁵¹. Le décret de transposition,⁵² 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'Energie⁵³.

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'arrêtés d'exécution. La mise en œuvre de cet arrêté nécessite un débat sur les tâches potentielles qu'un gestionnaire de réseau peut (continuer à)

⁵⁰ Décision (B)2411 du 31 août 2022 relative à l'établissement d'un code de bonne conduite gaz naturel.

⁵¹ 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.

⁵² 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.

⁵³ Avis de la VREG du 9 Mars 2022, <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/adv-2022-01.pdf>.

accomplir. La VREG avait rendu l'avis suivant à cet égard : ADV-2022-20⁵⁴. 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 1^{er} 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.

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.

⁵⁴ Avis de la VREG du 27 Novembre 2022, <https://www.vreg.be/nl/document/adv-2020-20>

Mise en œuvre du partage d'énergie et de l'échange d'électricité verte entre pairs

La mise en œuvre du partage d'énergie en Région flamande a débuté le 1^{er} janvier 2022. Une première forme de partage d'énergie est devenue possible depuis lors : le partage d'énergie dans un bâtiment. À cette fin, la VREG a déjà approuvé en décembre 2021 le protocole de mise en œuvre nécessaire proposé par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité (Fluvius).

Le règlement technique pour la distribution d'électricité (Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit - TRDE) de la VREG régit les processus de marché pour le partage d'énergie et les échanges d'électricité verte entre pairs, et exige notamment que les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité (Fluvius) élaborent un protocole, après concertation avec les parties prenantes et consultation du marché, qui régit la mise en œuvre du partage d'énergie et des échanges d'électricité verte entre pairs dans la pratique. Plusieurs aspects pratiques doivent être inclus dans ce protocole, par exemple la manière dont le partage d'énergie et les échanges d'électricité verte entre pairs peuvent être lancés, sur la base de quelles clés de répartition cela peut avoir lieu, comment les participants peuvent être ajoutés et retirés, comment les données de comptage et d'autres informations seront échangées entre Fluvius et les fournisseurs d'énergie, etc.

Depuis le 1^{er} juillet 2022, une deuxième forme de partage d'énergie - le partage d'énergie entre points d'accès d'un même titulaire (c'est-à-dire entre ses résidences ou entreprises) - et les échanges d'électricité verte entre pairs sont également possibles. À cette fin, la VREG a approuvé la deuxième version du protocole de mise en œuvre de Fluvius en juin 2022 .

Enfin, le 8 décembre 2022, la VREG a approuvé la troisième version du protocole de mise en œuvre de Fluvius qui devait entrer en vigueur le 23 janvier 2023. Depuis cette date, l'autre forme de partage d'énergie - le partage d'énergie au sein d'une communauté énergétique - est devenue possible. La condition d'un contrat de fourniture avec le même fournisseur commercial d'énergie disparaît également à partir de cette date. Les clients actifs qui partagent de l'énergie ou échangent de l'électricité verte entre pairs ne sont donc plus obligés de conclure un contrat avec le même fournisseur d'énergie, pas plus que les autres clients actifs impliqués dans le partage d'énergie ou les échanges d'électricité verte entre pairs.

Introduction du tarif de capacité

Dans la perspective de la [transition énergétique](#), les tarifs du réseau de distribution seront facturés via un tarif de capacité en 2023. 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.

Le déploiement du compteur numérique démarrera bien en 2022. Le gestionnaire de réseau de distribution est tenu d'installer environ 80 % du nombre total de compteurs numériques d'ici le 31 décembre 2024. Les prosommateurs seront équipés d'un compteur numérique dans le courant de 2025.

Réglementation relative au fournisseur de substitution

Le décret sur l'Energie flamand prévoit une réglementation relative au fournisseur de substitution. Cela signifie que dans quatre cas, le gestionnaire de réseau agit en tant que fournisseur de substitution pour les (anciens) clients d'un fournisseur d'énergie commercial, si :

- l'autorisation de fourniture de ce fournisseur est annulée par la VREG,
- l'accès de ce fournisseur au réseau est refusé par le gestionnaire du réseau,
- ce fournisseur fait faillite,
- une procédure de réorganisation judiciaire (telle que mentionnée dans le livre XX, titre V du code de droit économique) est ouverte à l'égard de ce fournisseur.

Le dernier cas d'application de la réglementation relative au fournisseur de substitution a été enregistré dans le décret sur l'Energie à l'automne 2021. En outre, lors d'une nouvelle intervention législative à la fin de 2022, le décret sur l'Energie a inscrit la règle selon laquelle la faillite ou la réorganisation judiciaire du titulaire d'une autorisation de fourniture entraînera de plein droit l'annulation de l'autorisation ou des autorisations de fourniture en question.

La réglementation relative au fournisseur de substitution prévue par le décret sur l'Energie a également été complétée sur deux points en 2022. Tout d'abord, la période maximale pour la fourniture de substitution a été définie : elle est depuis lors de 60 jours pour les clients non résidentiels et de 12 mois pour les clients résidentiels. Deuxièmement, une obligation d'information à l'égard de la VREG est prévue. Elle vise à garantir que la VREG est informée en temps utile des assignations et des demandes de mise en faillite ou de réorganisation judiciaire d'un titulaire d'autorisation de fourniture, ainsi que des décisions ultérieures du tribunal de l'entreprise dans le cadre de ces procédures d'insolvabilité. En effet, même dans les cas de faillite et de réorganisation judiciaire, il convient que la VREG sache exactement quand la fourniture de substitution prendra effet et, idéalement, qu'elle soit déjà en mesure de l'anticiper.

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). Ces éléments ont été repris par la Région wallonne dans le décret du 5 mai 2022 précité. En 2022, les premières réunions en vue de la mise en œuvre du mécanisme de substitution tel qu'envisagé par le décret du 5 mai 2022 ont eu lieu.

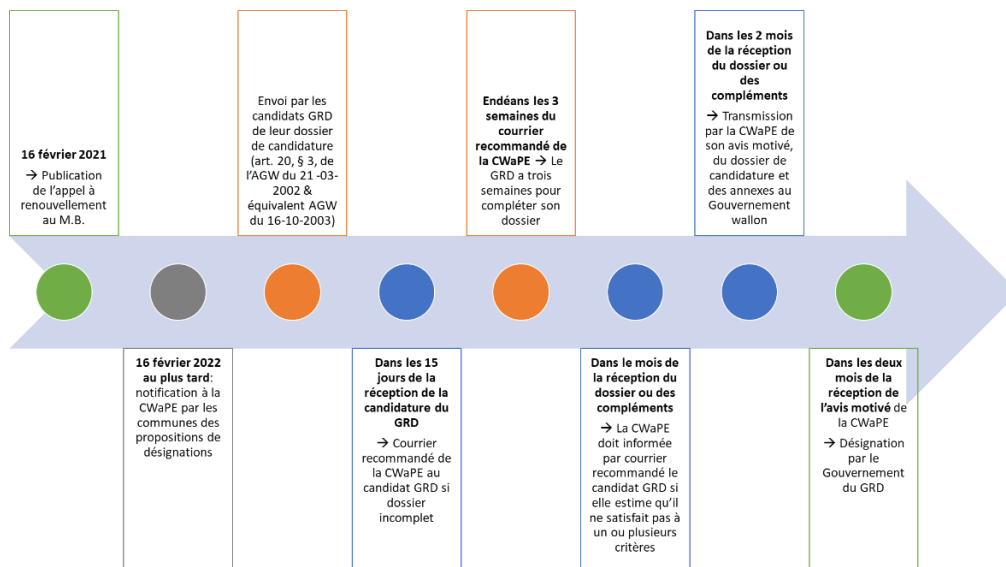
Parallèlement, en septembre 2021, au terme d'une procédure de réorganisation judiciaire, Energy2Business SA a été déclarée en faillite engendrant dans la foulée le retrait de ses licences de fourniture, la suspension des accès aux réseaux et le basculement de son portefeuille-client en substitution. En décembre 2021, la CWaPE a été confrontée à une nouvelle défaillance financière d'un fournisseur : Watz SPRL. Par décision datée du 25 février 2022, la CWaPE a également été amenée à retirer les licences de fournitures d'ENERGIE 2030 AGENCE S.A. avec effet au 1^{er} mars 2022, au motif de la non-rencontre du critère de la capacité financière suffisante fixé par les arrêtés du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif à la licence de fourniture d'électricité et du 16 octobre 2003 relatif à la licence de fourniture de gaz. Aussi, au cours des mois de mars et avril 2022, ELEXYS SA s'est vu rompre l'accès aux réseaux de distribution d'ORES, RESA, REW, AIEG et enfin AIESH, ce qui a entraîné *in fine* un retrait de ces licences par la CWaPE faute de rencontre des critères de capacité financière en mai 2022. Dans ces contextes de défaillances, le mécanisme de la fourniture de substitution a été activé conformément aux lignes directrices de la CWaPE⁵⁵. Ces dernières ont fait l'objet de quelques modifications en 2022 pour assurer une application plus aisée des mécanismes prévus par décision du 13/10/2022⁵⁶.

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'Energie 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 :



⁵⁵ 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.

⁵⁶ Lignes directrices n°CD-22j13-CWaPE-0040 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. En 2021, 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. En 2022, 16 avis portant sur la proposition de désignation de gestionnaires de réseaux ont été remis par la CWaPE au Gouvernement wallon, couvrant ainsi 256 communes wallonnes en électricité et 170 communes wallonnes en gaz, en vue de l'adoption de différents arrêtés du Gouvernement wallon portant désignation du gestionnaire de réseaux. 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. Certaines procédures devant être relancées, le processus se poursuivra en 2023 et 2024 pour quelques communes.

La transposition du « Clean Energy Package »

En 2022, le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire a été adopté (publication au Moniteur belge le 5-10-2022 et entrée en vigueur dans les 10 jours de cette date).

A toutes fins utiles, il est précisé qu'un recours a été introduit en 2023 par la CWaPE devant la Cour constitutionnelle à l'encontre d'une disposition du décret du 5 mai 2022 précité modifiant le décret tarifaire, pour contester une intervention trop directive dans la politique tarifaire et excédant selon le régulateur la simple orientation de politique générale. Le recours est actuellement pendant.

Méthodologie tarifaire

Le 1^{er} juin 2022, la CWaPE a publié son projet de méthodologie tarifaire et a entamé à travers cette publication le processus de concertation avec les gestionnaires de réseaux et de consultation publique avec les parties prenantes.

La CWaPE vise un double objectif à travers sa méthodologie : veiller à ce que les gestionnaires de réseau de distribution disposent de moyens suffisants pour assurer leurs missions, notamment dans le cadre de la transition énergétique, tout en veillant à ce que les factures des consommateurs ne soient pas trop lourdement impactées.

Afin de poursuivre les discussions et d'aboutir à une méthodologie la plus cohérente possible tout en tenant compte du contexte externe particulièrement fluctuant, la CWaPE a prolongé les discussions au-delà du délai initialement envisagé, en reportant du 1^{er} novembre 2022 au 1^{er} juin 2023 la publication de la nouvelle méthodologie tarifaire définitive, et d'une année son entrée en vigueur, soit au 1^{er} janvier 2025 en lieu et place du 1^{er} janvier 2024.

Ont notamment été prévu au niveau du revenu autorisé des gestionnaires de réseaux : un facteur d'efficacité individuel visant à renforcer l'incitation à l'efficacité, des KPIs visant à garantir une qualité dans un contexte de recherche d'efficacité, des coûts additionnels de transition visant à octroyer une enveloppe budgétaire suffisante aux GRD pour qu'ils investissent dans la transition et la rendent possible pour les consommateurs, et l'octroi d'une marge bénéficiaire équitable.

Ont notamment été prévu au niveau des tarifs : l'introduction d'une tarification incitative, une réduction pour l'énergie partagée au sein d'un même bâtiment de 80% du terme proportionnel des tarifs de distribution et de refacturation des tarifs de transport, exonération des tarifs d'injection pour les installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour », ni aux installations de stockage d'électricité, exonération de tarifs non périodiques supplémentaires pour les communautés d'énergie et le partage.

La tarification incitative devrait contribuer à une meilleure répartition des charges sur le réseau électrique. Dès 2026, le consommateur **aura le choix** d'adopter la tarification incitative, qui impliquera la facturation d'un terme de puissance et plusieurs plages tarifaires (entre 3 et 5) ou de conserver son régime monohoraire ou bihoraire (à noter que les pages tarifaires du bihoraire pourraient également évoluer). Les **détails de la tarification incitative**, le nombre de plages et leurs horaires **ne seront connus qu'en juillet 2024**, avec la publication de lignes directrices, à la suite d'une étude approfondie, de l'impact possible sur les consommateurs de divers scénarios.

Mesures sociales

L'année 2022 a été marquée par l'adoption de divers textes visant à accroître la protection des consommateurs en Région wallonne, notamment dans le cadre de la crise énergétique mais également à plus long terme.

La protection régionale conjoncturelle visant à octroyer à certaines catégories complémentaires de consommateurs le tarif social a été prolongée. Des mesures spécifiques visant à interdire les coupures hivernales au cours de l'hiver 2022 ont été adoptées. Enfin, le décret dit Juge de Paix a été adopté en vue d'une entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2023 et dont, le principe est que toute coupure d'électricité ou de gaz à la suite d'un défaut de paiement ne peut intervenir que moyennant l'accord préalable du Juge de Paix.

Plus spécifiquement à la suite des inondations qui ont touché la Région wallonne en 2021, certaines mesures sociales spécifiques ont été adoptées pour protéger les consommateurs et leur octroyer certaines facilités au vu des circonstances exceptionnelles qui les ont touchés.

Il est renvoyé au chapitre ayant trait aux *Faits marquants ayant impacté les OSP sociales en 2022* pour de plus amples détails.

1.4. RÉGION BRUXELLES-CAPITALE

Courant 2022, Octa+, AECO (anciennement Energie 2030) et Elexys - trois fournisseurs encore actifs sur le marché - ont disparu du paysage énergétique bruxellois. Durant la même année, un nouveau fournisseur (Bolt) fait une entrée brève sur le marché avant de se retirer en octobre 2022. Si la décision d'Octa+ était volontaire, comme beaucoup d'autres fournisseurs avant eux, AECO et Elexys n'ont plus été en mesure de garantir la fourniture à leur clientèle respective ni d'honorer leurs engagements vis-à-vis de SIBELGA. Le GRD bruxellois leur a dès lors retiré l'accès aux réseaux de gaz et d'électricité bruxellois.

En ce qui concerne le marché des services de flexibilité, BRUGEL a publié en 2022 son avis définitif relatif à l'intégration au réseau des bornes privées de recharge pour véhicules électriques et le développement des services de flexibilité sur le réseau de distribution basse tension. Via des services de flexibilité au niveau basse tension, le régulateur a notamment proposé la mise en place d'instruments réglementaires et tarifaires inédits. BRUGEL a approuvé également le lancement par Sibelga de la première phase du marché public concernant le déploiement des bornes de recharge pour véhicule électrique en Région de Bruxelles-Capitale. Ce marché concerne la concession 2023 pour la fourniture, l'installation et l'exploitation d'infrastructures de recharge accessibles au public. Il y a lieu de rappeler que des bornes ont d'ores et déjà été installées par Pitpoint et Energyvision (les deux concessionnaires qui ont remporté les marchés publics précédents). A terme, la RBC prévoit d'installer 11 000 bornes sur le territoire public bruxellois d'ici 2035. Comme ces bornes disposent de deux prises, la RBC disposera ainsi de 22 000 points de recharge.

Concernant les compteurs intelligents, BRUGEL a interpellé le gestionnaire de réseau sur le manque d'ambition du plan de déploiement repris dans le plan de développement de SIBELGA, qu'elle estime être basé sur une lecture très restrictive de l'ordonnance plutôt favorable au déploiement de ces compteurs. Il a été rappelé qu'un rythme soutenu devait impérativement se faire avant 2025, année de mise en place de la nouvelle méthodologie tarifaire.

Enfin, concernant le fonds tarifaire de la troisième année de la période régulatoire 2020-2024, les montants des soldes cumulés restaient relativement importants. Le GRD va donc utiliser les fonds résultant des soldes tarifaires jusqu'en 2024 afin d'absorber le choc de la crise énergétique et de l'inflation.

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 transport⁵⁷. 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.

En 2022, la CREG a reçu une notification officielle d'Elia lui demandant d'émettre un avis conforme sur l'indépendance, d'une part, de Madame Laurence de l'Escaille et, d'autre part, de Monsieur Michel Allé, nommés comme administrateurs indépendants d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA.

⁵⁷ 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).

Dans ses avis du 23 juin 2022, la CREG a établi que les deux administrateurs indépendants satisfont aux exigences d'indépendance visées à l'article 2, 30° de la loi électricité⁵⁸.

Conformément à sa compétence de contrôle du respect des exigences de dissociation (*unbundling*) par le gestionnaire de réseau de transport, la CREG a par ailleurs vérifié en 2022 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.

Par ailleurs, la CREG a pris connaissance du rapport d'activités 2022 du comité de gouvernance 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 2022, 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.

⁵⁸ Avis (A)2426 du 23 juin 2022 relatif à l'indépendance de Madame Laurence de l'Escaille en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset, avis (A)2427 du 23 juin 2022 relatif à l'indépendance de Monsieur Michel Allé en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset.

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*. De plus, à partir de 2022, une condition supplémentaire s'applique : un GRD doit avoir au moins 200 000 clients. Conformément au même décret énergie, les gestionnaires de réseau de distribution ont jusqu'au 1^{er} septembre 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. Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent également bénéficier d'un délai jusqu'au 1^{er} janvier 2025 pour se conformer aux conditions, s'ils apportent la preuve, avant le 1^{er} septembre 2023, que l'organisme compétent a pris la décision irréversible d'engager toutes les actions légales nécessaires pour se conformer aux conditions.

En 2022, 10 GRD sont désignés pour le marché flamand de l'électricité⁵⁹.

Gestion des données par les gestionnaires de réseau de distribution

La VREG publie deux fois par an un rapport sur la gestion des données sur le réseau de distribution. 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.

En 2021, la VREG a publié pour la première fois ce rapport⁶⁰ sur la gestion des données sur le réseau de distribution⁶¹. Un nouveau rapport sera publié à la fin de 2023.

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 1^{er} juin 2019.

Au cours de l'année 2022, 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 2022.

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

⁵⁹ FLUVIUS ANTWERPEN, FLUVIUS LIMBURG, FLUVIUS WEST, GASELWEST, IMEWO, INTERGEM, IVEKA, IVERLEK, PBE et SIBELGAS.

⁶⁰ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2021-24>

⁶¹ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2021-24>

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

En 2022, deux réseaux de distribution fermé d'électricité ont été reconnu par la VREG.

2.1.4.2. Région wallonne

Modification de la législation

- Le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives européennes du "*Clean Energy Package*" a modifié décret électricité en ce qui concerne le régime applicable aux réseaux fermés professionnels en Région wallonne.

Les modifications assurent la conformité à l'article 38 de la directive (UE) 2019/944 qui dispose que les réseaux fermés de distribution sont considérés comme des réseaux de distribution et qui énumère limitativement la liste des exemptions dont les gestionnaires de réseaux fermés de distribution peuvent bénéficier.

Le décret électricité assimile désormais le réseau fermé professionnel d'électricité au réseau de distribution. Les dispositions applicables aux réseaux de distribution et reprises dans le décret électricité et ses arrêtés d'exécution sont dès lors également applicables aux réseaux fermés professionnels d'électricité. Le législateur a toutefois directement exempté les gestionnaires de réseaux fermés professionnels de certaines obligations et a habilité la CWaPE à exempter les gestionnaires de réseaux fermés professionnels d'autres obligations.

Par décision du 5 octobre 2022, la CWaPE a exempté les gestionnaires de réseaux fermés professionnels d'électricité existant à la date du 15 octobre 2022 (81), des obligations suivantes :

- de l'obligation de ne pas être propriétaire d'installation de stockage d'énergie, ni de les développer, de les gérer ou de les exploiter ;
- obligation de ne pas être propriétaire de points de recharge pour les véhicules électriques, ni de les développer, de les gérer ou de les exploiter ;
- obligation d'acheter de l'énergie pour couvrir les pertes et maintenir une capacité de réserve selon des procédures transparentes et non discriminatoires en donnant la priorité

- à l'électricité verte lorsque celle-ci n'engendre pas de surcoût et en agissant comme facilitateur neutre de marché ;
 - obligation, lors de l'acquisition de services auxiliaires, de traiter de façon non discriminatoire les acteurs de marché pratiquant l'agrégation et les producteurs ;
 - obligation de faire approuver préalablement par la CWaPE les tarifs d'utilisation du réseau fermé professionnel/la méthode de calcul de ceux-ci.
- L'AGW du 15 décembre 2022, modifiant l'AGW OSP électricité, a introduit certaines dispositions tenant compte des spécificités des réseaux fermés professionnels dans le cadre du contrôle des obligations de service public.

Nouveaux dossiers

En 2022, deux demande portant sur la création d'un nouveau réseau fermé professionnel d'électricité ont été introduites auprès de la CWaPE (et ont fait l'objet d'une autorisation en 2023).

2.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

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 ne doit plus 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) suite à l'assouplissement de cette responsabilité depuis 2021. Néanmoins, le BRP reste financièrement responsable pour des déséquilibres restants en temps réel. Les incitants financier donné par le prix de déséquilibre encourageant un BRP de s'équilibrer ou de contribuer à l'équilibre du système électrique.

Pour s'équilibrer ou de contribuer à l'équilibre du système électrique, 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*).

En temps réel, Elia peut entreprendre les actions nécessaires afin de réduire le déséquilibre observé entre la production et la consommation d'électricité. À cette fin, des marchés d'équilibrage permettent à Elia d'activer des moyens offertes par les fournisseurs de services d'équilibrage (*Balancing Service Providers* ou ci-après « BSP »).

En participant aux plateformes européens pour l'échange d'énergie d'équilibrage, prévu en 2023, les BSPs belges contribuent à l'équilibre du système électrique européen, tout comme les BRPs en réagissant au prix de déséquilibre.

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 stabilisation de la fréquence (*Frequency Containment Reserves* ou ci-après « FCR »), de restauration de la fréquence avec activation automatique (*Automatic Frequency Restoration Reserve* ou ci-après « aFRR ») ou de restauration de la fréquence avec activation manuelle (*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 sur la plate-forme régionale *Regelleistung.net*.

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 4-10 secondes et que l'énergie demandée doit être activée en 7,5 minutes (5 minutes après connexion à la plateforme européenne). Un utilisateur du réseau fournissant des réserves aFRR doit donc être équipé de moyens lui permettant de communiquer avec le centre de dispatching d'Elia. Ce service est ouvert à toutes les technologies.

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 la gestion des équilibrages dans les pays européens. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage aFRR. Dans ce cadre, Elia a rejoint la plateforme IGCC en 2012 et est membre de la future plateforme PICASSO en cours de conception. La participation active dans le plateforme PICASSO est prévu en 2023.

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 (12,5 minutes après connexion à la plateforme européenne).

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 la gestion de l'équilibrage dans les pays européens. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage mFRR. Dans ce cadre, Elia est membre de la future plateforme MARI en cours de conception. La participation active dans la plateforme MARI est prévue en 2023.

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 6 du SOGL, 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). En application de l'article 214 du Code de bonne conduite, Elia publie après approbation du régulateur ;
 - 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'équilibre.

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 (5min après connexion à PICASO)	-	-	GRT
mFRR Standard	100%	15min (12,5min après connexion à MARI)	-	-	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 2022 concernant le BSP pour FCR.

- *Contrat BSP pour aFRR*

Le 18 février 2022, Elia a soumis à la CREG pour approbation 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).

Les modifications concernent la révision du design du marché pour l'achat de capacité d'équilibrage aFRR et l'adaptation des règles dans le but de connecter le bloc LFC d'Elia à la plate-forme européenne

d'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.

Le 24 mars 2022, la CREG a décidé d'approuver cette proposition⁶².

- *Contrat BSP pour mFRR*

Il n'y a pas d'évolution en 2022 concernant le BSP pour mFRR.

Dimensionnement et achats de capacités d'équilibrage

- *LFCBOA*

Il n'y a pas d'évolution en 2022 concernant le LFCBOA.

Tableau 2 : Types de réserves requis pour 2022

	Volumes totaux requis [MW]
Réglage primaire de la fréquence (0s - 30s) : <i>FCR – positive et négative – 200mHz</i>	86 MW
Réglage secondaire de la fréquence (30s – 15min) : <i>aFRR – positive et négative</i>	145 MW (jusqu'en 21/7/2022) 117 MW (à partir du 22/7/2022)
Réglage tertiaire de la fréquence (15min) : <i>mFRR positive</i>	903 MW (jusqu'en 21/7/2022) 931 MW (à partir du 22/7/2022)
Réglage tertiaire de la fréquence (15') <i>mFRR négative</i>	855 MW (jusqu'en 21/7/2022) 883 MW (à partir du 22/7/2022)

- *LFC Means*

Il n'y a pas d'évolution en 2022 concernant le LFC Means.

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

- FCR = 86 MW (direction positive et négative)
- aFRR = 145 MW (direction positive et négative) ; 117 MW à partir du 22/7/2022
- mFRR = 653 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 2022, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 12 % par rapport à 2021, pour s'élever à 1 362 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 33,1 % en 2022, contre 35,0 % en 2021 et 36,0 % en 2020. Cette forte diminution est principalement due à la forte augmentation des activations des autres ressources, principalement celles du mFRR, qui se sont élevées à 349 GWh pour l'année 2022, contre 273 GWh en 2021. L'IGCC reprend à son compte 458 GWh en 2022 par rapport aux 510 GWh en 2021.

En 2022, il y a eu 784 GWh d'activations à la hausse et 784 GWh d'activations à la baisse. En 2022, 0 GWh d'activation à la hausse et 0,7 GWh d'activation à la baisse des réserves situées à l'étranger par

⁶² Décision (B)2366 du 24 mars 2022, *op. cit.*

les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, alors que ces activations étaient respectivement égales à 0,4 GWh et 1,3 GWh en 2021. L'IGCC est responsable de 35 % des activations à la hausse et 42 % des activations à la baisse. L'indice HHI relatif aux offres de réserves pour l'ensemble des offres, toutes technologies confondues, s'élevait à 2 467 en 2022 contre 2 838 en 2021 et 3 224 en 2020. Le nombre d'acteurs ayant remis offre s'élevait à dix (stable par rapport à 2021).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves pour l'ensemble des offres, toutes technologies confondues, s'élevait à 2 838 en 2021 contre 3 224 en 2020. Le nombre d'acteurs ayant remis offre s'élevait à dix (stable par rapport à 2021).

Prix de la compensation des déséquilibres individuels

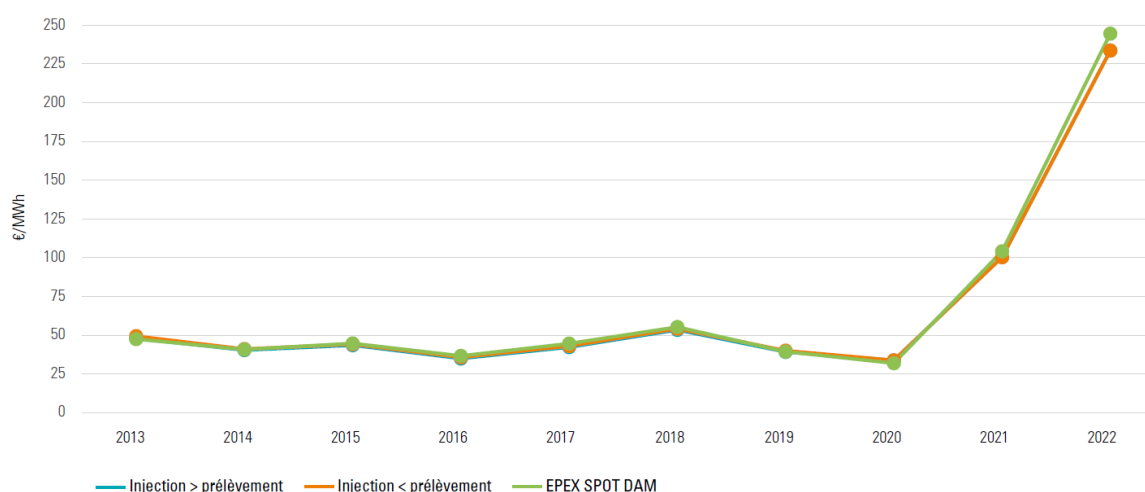
Le tarif de déséquilibre est basé sur le principe du prix marginal unique prenant en compte le déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage. Le tableau 3 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) 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 2007-2022 (Source : données Elia)

	EPEX SPOT DAM	Injection < prélèvement	Injection > prélèvement
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	34,91
2017	44,58	43,04	42,23
2018	55,27	54,19	53,38
2019	39,35	40,02	39,15
2020	31,88	33,78	33,78
2021	104,12	100,31	100,31
2022	244,53	233,64	233,64

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 2012-2022.

Figure 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2012-2022 (Sources : données Elia et Belpex/EPEX SPOT)



Services auxiliaires

Fourniture du service de réglage de la puissance réactive et du maintien de la tension

La CREG a approuvé la proposition d'Elia de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de réglage de la puissance réactive et de maintien de la tension ou « VSP » (Voltage Service Provider), avec effet à partir du 1^{er} janvier 2023⁶³. Elle a néanmoins soulevé quelques commentaires et demandé à Elia d'y donner suite.

La puissance de réserve

Le gestionnaire du réseau de transport Elia évalue et détermine la puissance de réserve de stabilisation de la fréquence (réserve primaire ou FCR), la puissance de réserve de restauration de la fréquence automatique (réserve secondaire ou aFRR) et la puissance de réserve de restauration de la fréquence manuelle (réserve tertiaire ou mFRR). Cette puissance de réserve contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport dans la zone de réglage.

Elle est répartie entre :

- la détermination du réseau des besoins en services d'équilibrage autres que la réserve de stabilisation de la fréquence pour le bloc de réglage fréquence-puissance. La méthode d'évaluation de ces besoins est soumise à l'approbation de la CREG dans le cadre de l'approbation des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP ; et
- la détermination de la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre. La méthodologie de cette détermination de capacité est soumise à l'approbation de la CREG en même temps que la méthode d'évaluation susmentionnée.

La CREG a approuvé les modifications proposées par Elia des méthodologies et conditions incluses dans l'accord d'exploitation de bloc RFP. Elle a toutefois émis un certain nombre de commentaires dans sa décision en demandant à Elia d'y donner suite⁶⁴.

La CREG a approuvé la proposition d'Elia de règles et de processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence⁶⁵.

La CREG a approuvé la proposition d'Elia relative à une dérogation de délai pour l'utilisation de la plateforme européenne pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle⁶⁶.

La CREG a rejeté la proposition d'Elia de limiter l'achat de capacité d'équilibrage mFRR dans le bloc RFP d'Elia au produit mFRR standard⁶⁷. La proposition prévoyait que l'achat de capacité d'équilibrage mFRR

⁶³ Décision (B)2376 du 5 mai 2022 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de réglage de la puissance réactive et de maintien de la tension, y compris le contrat-type pour la fourniture du service de réglage de la puissance réactive et du maintien de la tension, avec effet à partir du 1^{er} janvier 2023.

⁶⁴ Décision (B)2344 du 10 février 2022 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia.

⁶⁵ Décision (B)2374 du 7 avril 2022 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de règles et de processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence.

⁶⁶ Décision (B)2405 du 2 juin 2022 relative à la proposition d'approbation d'une demande de dérogation au délai d'utilisation de la plateforme européenne pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle (mFRR).

⁶⁷ Décision (B)2363 du 10 juin 2022 sur la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative à la modification de la méthodologie pour déterminer, pour chaque service d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage

dans le bloc RFP d'Elia soit entièrement réalisé via le produit mFRR standard. La CREG a exprimé ses doutes sur les arguments utilisés pour justifier la nécessité de cette modification et a indiqué que la proposition ne cherche pas à réduire les coûts associés à la mise à disposition de la capacité de réserve.

À la demande de la CREG, Elia a mis à jour la méthode de dimensionnement de la réserve de restauration de la fréquence (FRR). Celle-ci tient désormais compte de la compensation des déséquilibres comme moyen alternatif à la capacité de réserve sous forme de aFRR, avec pour conséquence que 117 MW de capacité d'équilibrage aFRR sont contractés dans les directions positive et négative⁶⁸. La CREG a cependant demandé une nouvelle révision de la méthodologie proposée par Elia afin de la rendre compatible avec la réglementation.

La CREG a décidé qu'Elia pouvait continuer à bénéficier de la dérogation de délai pour l'utilisation de la plateforme européenne aFRR. Elle s'est toutefois distanciée de la proposition d'Elia et a fixé une nouvelle date d'évaluation⁶⁹.

Dans une décision du 19 juillet 2022, la CREG développe les inefficacités d'équilibrage que la proposition d'Elia portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires entraîne dans un contexte européen. La CREG a néanmoins approuvé la proposition afin de ne pas retarder la participation potentielle à la plateforme européenne aFRR. Elia devra toutefois entamer en même temps le processus d'intégration du calcul du prix de déséquilibre dans les Terms & Conditions BRP. L'objectif est que le calcul du prix de déséquilibre puisse être mis en conformité avec les remarques formulées par la CREG dans cette décision et dans les décisions précédentes⁷⁰.

Enfin, la CREG a approuvé la proposition d'Elia relative à la modification de la méthodologie pour déterminer la capacité d'équilibrage requise dans le bloc RFP d'Elia, étant entendu que les modifications approuvées entrent en vigueur au plus tôt le 1^{er} novembre 2022 et se terminent le 31 mars 2023⁷¹.

Les offres de prix et de volumes pour les services auxiliaires

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.

Afin de maintenir les coûts des services auxiliaires non liés à la fréquence (à savoir le service de black-start et le service de réglage de la tension et de la puissance réactive) 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, en vertu de la disposition transitoire de l'article 30

au sein de la zone de déséquilibre.

⁶⁸ Décision (B)2435 du 14 juillet 2022 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia.

⁶⁹ Décision (B)2412 du 14 juillet 2022 relative à l'octroi d'une dérogation de délai pour l'utilisation de la plateforme européenne pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR).

⁷⁰ Décision (B)2433 du 19 juillet 2022 relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires. Elia a introduit une plainte en réexamen contre cette décision du 19 juillet 2022, en application de l'article 28 de la loi électricité. La CREG a rejeté la plainte par décision (B)2450 du 3 octobre 2022.

⁷¹ Décision (B)2484 du 22 décembre 2022 sur la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative à la modification de la méthodologie pour déterminer la capacité d'équilibrage requise dans le bloc RFP d'Elia.

de la loi du 23 octobre 2022, si la CREG juge les prix manifestement déraisonnables, elle peut imposer une obligation de service public pour la fourniture du service aux candidats concernés.

En 2022, tous les services d'équilibrage FCR et aFRR et mFRR ont fait l'objet d'enchères journalières. La CREG reçoit donc désormais des rapports quotidiens 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 2022, en ligne avec l'évolution des prix observée pendant le second semestre de 2021, 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 et à la crise en Ukraine. Par ailleurs, la CREG a entamé une série d'améliorations relatives à la détermination des volumes d'achats. Elle s'appliquera à mettre en œuvre ces améliorations dans le courant de 2023 et continuera à évaluer la détermination des volumes d'achat au cours de l'année.

En 2022, la CREG a reçu un rapport d'Elia pour le service de réglage de la tension et de la puissance réactive en 2023 ainsi qu'un rapport pour le service de black-start en 2023. La CREG a analysé ces rapports et pris des décisions pour imposer une obligation de service public aux candidats qui ont remis une offre manifestement déraisonnable. Pour le service de blackstart, aucune offre n'était manifestement déraisonnable. Pour le service de service de réglage de la tension et de la puissance réactive, la CREG a imposé des prix à neuf candidats⁷².

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 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 SA⁷³.

Il n'y a pas d'évolution en 2022.

⁷² Décision (B)2478 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à la SA Aspiravi relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023, décision (B)2480 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à RWE Supply & Trading GmbH relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023, décision (B)2481 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à la SA Nyrstar Belgium relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023, décision (B)2482 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à la BV Yuso relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023, décision (B)2483 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à Nemo Link Limited relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023, décision (B)2486 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à la SA C-Power relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023, décision (B)2487 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à la SA Norther relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023, décision (B)2488 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à la SA Northwester 2 relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023 et décision (B)2492 du 22 décembre 2022 imposant une obligation de service public à la SA Exxonmobil relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023.

⁷³ 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.

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.

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 ;
- aux 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).

Les informations relatives à l'année 2021 seront disponibles dans le rapport qualité 2021, qui est publié sur le site Internet du VREG⁷⁴.

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

⁷⁴ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/2021_-_rapport_kwaliteit_dienstverlening_elektriciteit.pdf

et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

Pour une mémoire, 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 décision⁷⁵ 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 permis 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. Il est disponible sur le site de la CWaPE⁷⁶. 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 devaient être 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 CWaPE⁷⁷.

En 2022, la CWaPE a réalisé des réunions de suivi chez les GRD afin de constater avec ceux-ci l'état d'avancement du plan d'actions. Un rapport a été réalisé puis communiqué aux GRD début 2023⁷⁸.

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

⁷⁵ CD-21j28-CWaPE-0590 du 28 octobre 2021.

⁷⁶ CD-20d23-CWaPE-0072 du 24 avril 2020.

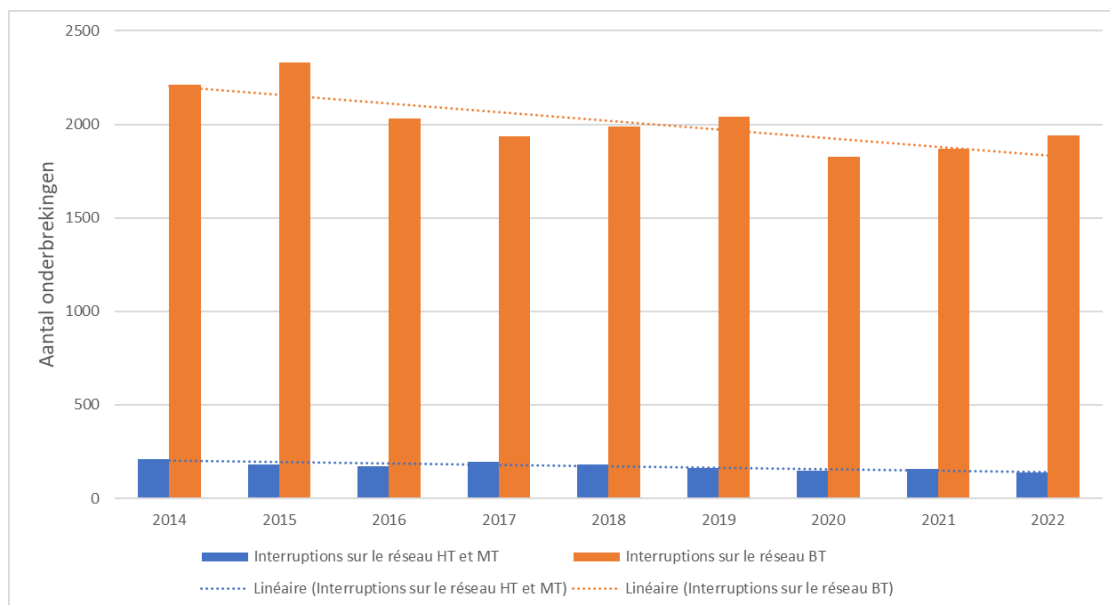
⁷⁷ CD-21b11-CWaPE-0483 du 16 février 2021

⁷⁸ CD-23b23-CWaPE-0112 du 23 février 2023

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 2022 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.

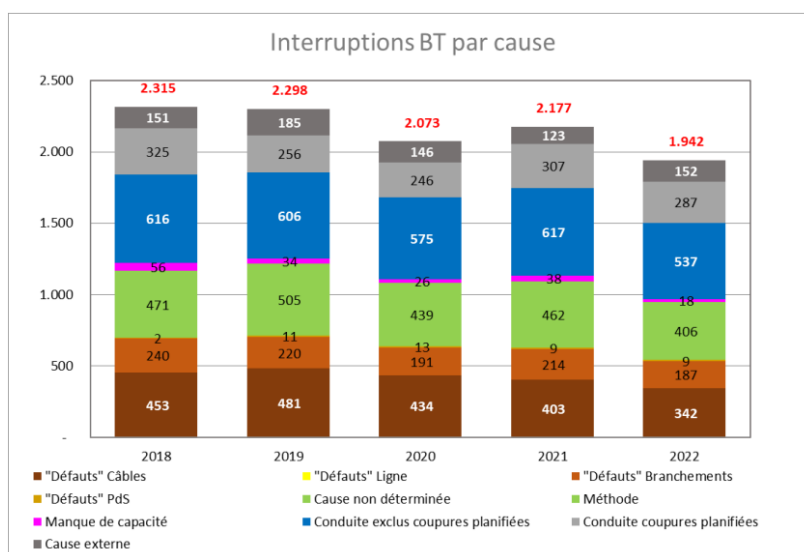
Figure 2 : Evolution du nombre d'interruptions non planifiées 2014-2022 (Source : Sibelga)



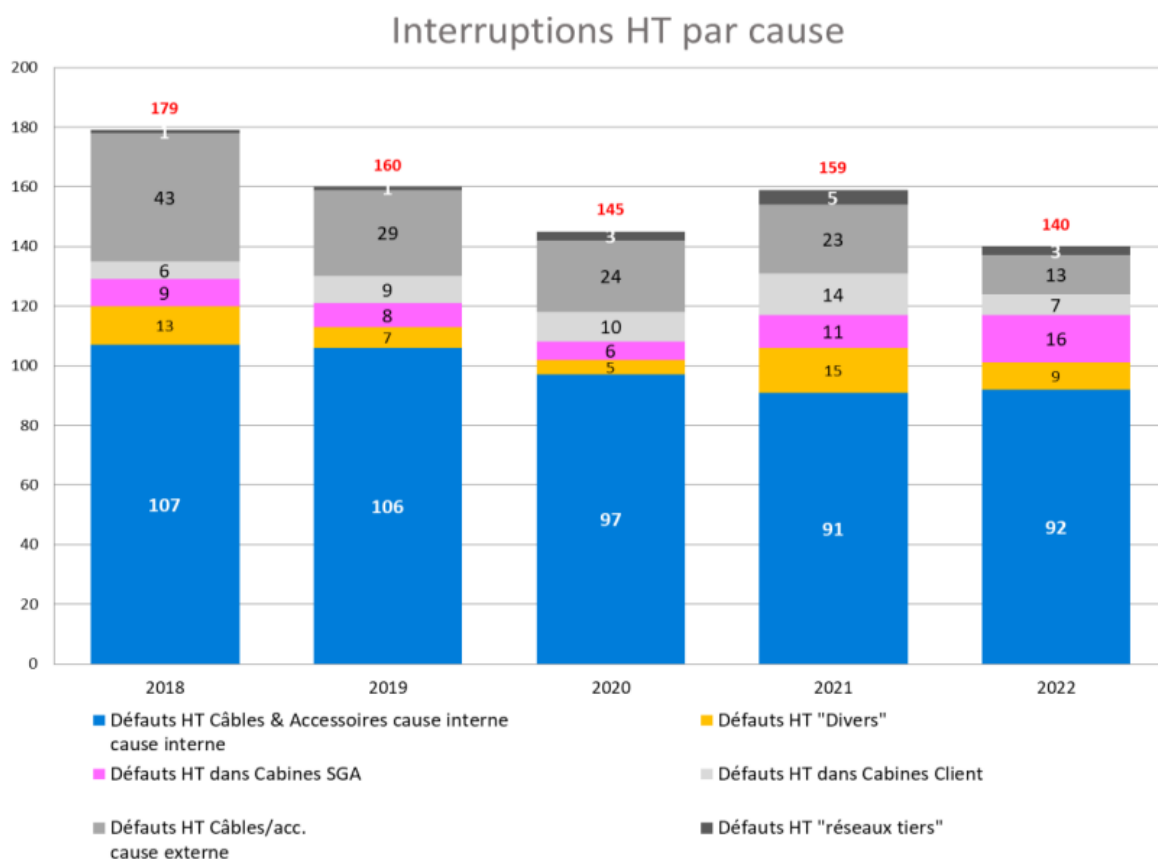
En 2022, il ressort que 2.082 interruptions de l'alimentation électrique ont été enregistrées à Bruxelles. Comme l'indique la figure précédente, ces interruptions ont principalement pour origine des incidents survenus sur le réseau BT de SIBELGA et dans une moindre mesure sur les réseaux HT (ELIA), MT (SIBELGA). Les principales statistiques reflétant la **qualité d'alimentation des consommateurs bruxellois en 2022** sont illustrées dans la figure ci-dessous :

Figure 3 : Statistiques relatives à la qualité d'alimentation électrique des consommateurs en 2022 (Source : Sibelga)

Pour la basse tension :



Pour la haute tension :



Source : Sibelga

La figure 3 permet également d'observer que les causes des interruptions des consommateurs bruxellois sont principalement causées par des interruptions non planifiées. En 2022, un consommateur bruxellois a, en moyenne, été privé d'électricité pendant 10 minutes et 42 secondes en haute tension et a subi 12 minutes et 22 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'adaptations⁷⁹.

- Décision sur un cas individuel de modernisation substantielle

Le 21 mars 2022, la CREG a reçu une analyse d'Elia relative à la modernisation substantielle d'une installation de consommation, à savoir le remplacement des disjoncteurs de 150 kV du côté primaire de trois transformateurs. Conformément aux lignes directrices élaborées par Elia dans le cadre du règlement technique fédéral du 22 avril 2019, pour la définition de « modernisation substantielle », 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 conséquence⁸⁰.

Le 21 mars 2022, la CREG a reçu une autre analyse d'Elia relative à la modernisation substantielle d'une unité de production d'électricité, à savoir la mise à niveau de la turbine à gaz et du système de combustion d'une unité TGV.

Conformément aux lignes directrices élaborées par Elia dans le cadre du règlement technique fédéral du 22 avril 2019 pour la définition de « modernisation substantielle », Elia recommande que l'unité de production d'électricité ne soit tenue de répondre qu'aux exigences du code de réseau sur le raccordement de producteurs d'électricité au réseau (« RfG ») qui portent sur des prestations qui sont impactées par la modification de l'installation. Cela correspond à ce qui est défini dans les lignes directrices d'Elia comme une « modernisation substantielle partielle ». Elia recommande par ailleurs une exemption de la conformité à deux exigences techniques pour lesquelles des éléments connexes limitants ont été identifiés.

La CREG a approuvé la modernisation substantielle partielle recommandée par Elia et l'exemption de la conformité aux exigences pour lesquelles des éléments connexes limitants ont été identifiés. La CREG décide que le contrat de raccordement existant conclu entre Elia et l'unité de production d'électricité concernée doit être révisé en conséquence⁸¹.

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

La CREG a accordé une dérogation jusqu'au 9 juillet 2024 aux unités de production d'électricité existantes de type D d'une puissance installée de moins de 25 MW et d'une tension au point de

⁷⁹ 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 ».

⁸⁰ Décision (B)2385 du 2 juin 2022 relative à la modernisation d'une installation de consommation (remplacement des trois disjoncteurs de 150 kV situés du côté primaire des transformateurs n° 1, 2 et 4).

⁸¹ Décision (B)2386 du 22 août 2022 relative à la modernisation d'une unité de production d'électricité (mise à niveau de la turbine à gaz et du système de combustion de l'unité TGV).

raccordement de 110 kV ou plus. Celles-ci ne doivent pas passer par la procédure de modernisation substantielle⁸².

Réparations

Sur le réseau de transport fédéral, en 2022, l'AIT (Average Interruption Time) a été de 26 secondes (contre 7 minutes 14 secondes en 2021) et l'AID (Average Interruption Duration) de 10 minutes 58 secondes (contre 1 heure 14 minutes 17 secondes en 2021).

Il y a eu 31 incidents en 2022 sur le réseau de transport (25 en 2021), dont 15 sur le réseau 150 kV, 6 sur le réseau 220 kV et 10 sur le réseau 380 kV. Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure pour le client. Dans 94 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans 12 cas sur le réseau 150 kV, dans 5 cas sur le réseau 220 kV et dans 8 cas sur le réseau 380 kV.

Dans neuf 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 et 80 jours, avec l'exception d'une indisponibilité depuis fin juin 2022 qui n'a pas encore été résolue à ce jour. Sur la base des indicateurs AIT et AID, la disponibilité du réseau de transport en 2022 était nettement supérieure à l'année précédente.

2.2.3.2. Région flamande

Raccordements

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants⁸³:

- 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 2021, 90 plaintes traitées ont été jugées justifiées (189 en 2020). Des informations détaillées figurent dans le rapport sur la qualité du service et la responsabilité des gestionnaires de réseaux de

⁸² Décision (B)2358 du 31 mars 2022 relative à la demande de la SA Elia Transmission Belgium du 28 octobre 2021 de dérogation à l'application 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.

⁸³ Règlement technique, Article 2.2.39.

distribution d'électricité et du gestionnaire du réseau local de transport d'électricité en Région flamande en 2020⁸⁴.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 16 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2021. Dans 3 dossiers traité (quelle que soit l'année de la demande), les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 9.884,73 EUR.

Réparations

En 2021, aucune plainte n'a été 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 2021 seront disponibles dans le rapport qualité 2021, qui est publié sur le site Internet du VREG.

2.2.3.3. Région wallonne

Raccordements

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants⁸⁵ :

- 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.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 45 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2022. Dans 7 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 8437,44 EUR. A noter que 27 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 les interruptions de fourniture non-planifiées de plus de six heures consécutives, les rapports des GRD relatifs à l'année 2022 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 2023.

⁸⁴ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/2021_-_rapport_kwaliteit_dienstverlening_elektriciteit.pdf

⁸⁵ Article 25 *quater* du Décret du 12 avril 2001.

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 tension⁸⁶ : 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 tension⁸⁷ : 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.

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 2022 a été marquée par le dépôt de 605 plaintes reçues et clôturées.

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

⁸⁶ Article 94 du règlement technique électricité

⁸⁷ Article 116 du règlement technique.

Tableau 4 : Plaintes enregistrées (électricité) (Source : Sibelga)

Raison	Nombre de plaintes	Plainte fondées	Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai
interruption de plus de 6 heures	448	325	123
absence de fourniture suite à une erreur administrative	19	6	13
retard dans les délais de raccordement	0	0	0
dommage suite à une faute du GRD	138	28	110
demande transférée par le fournisseur au GRD	0	0	0

Sur les 605 plaintes totales enregistrées pour l'électricité, 359 ont été considérées comme étant fondées et ont données lieu à une indemnisation.

2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde

Plan de de délestage

En 2022, le plan de délestage d'Elia n'a pas été activé.

Réserve stratégique

Le lecteur est renvoyé Rapport National de la Belgique 2023, section 1.1.1.

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-journalier⁸⁸. 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 2021⁸⁹.

⁸⁸ 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.

⁸⁹ 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*.

Le CRM et la sécurité d'approvisionnement

- Réglementation

Le lecteur est renvoyé Rapport National de la Belgique 2023, , section 1.1.1.

- Enchère 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 2025-2026⁹⁰ ainsi qu'une proposition de courbe de la demande pour cette enchère⁹¹.

- Dérogation au plafond de prix intermédiaire

La CREG a adapté les conditions de forme, pour l'enchère 2022, des demandes de dérogation au prix maximum intermédiaire dans le cadre du CRM⁹². Ces adaptations ont pour objectif d'accroître la prévisibilité pour les acteurs du marché du traitement des demandes de dérogation au prix maximum intermédiaire mais aussi d'assurer la cohérence entre l'évaluation du prix maximum intermédiaire et l'évaluation du bien-fondé des demandes de dérogation au prix maximum intermédiaire.

La CREG a par ailleurs exercé sa mission de vérification du bien-fondé des demandes de dérogation au plafond de prix intermédiaire et a communiqué ses décisions aux acteurs du marché concernés.

Enfin, la CREG a adapté la version Excel de ces conditions de forme afin de faciliter la saisie des données par les demandeurs d'une dérogation.

- 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 2022, la CREG a établi, par une décision du 13 mai 2022, les règles de fonctionnement du CRM⁹³. Celles-ci ont fait l'objet d'une proposition soumise par le gestionnaire du réseau de transport (Elia) une première fois le 1^{er} février 2022, après avoir été soumise à consultation publique.

Une consultation publique a encore été organisée par la CREG sur les principaux changements qu'elle entendait apporter à la proposition d'Elia. Conformément à la loi électricité, ces règles de fonctionnement du CRM ont été approuvées par un arrêté royal du 29 mai 2022.

- Avis sur l'analyse de l'enchère CRM de 2021

La CREG a approuvé la proposition révisée de contrat de capacité introduite par Elia⁹⁴. La plupart des modifications apportées à la version initiale du 20 août 2021 sont purement formelles. Il s'agit par

⁹⁰ Avis (A)2327 du 1er février 2022 relatif à la proposition de paramètres d'enchère du rapport du gestionnaire de réseau pour l'enchère Y-4 de 2022 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

⁹¹ Proposition (C)2326 du 1er février 2022 de paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère Y-4 de 2022 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

⁹² Décision (B)2356 du 31 mars 2022 relative aux conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire.

⁹³ Décision (B)2397 du 13 mai 2022 établissant les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité.

⁹⁴ Décision (B)2431 du 14 juillet 2022 relative à la demande d'approbation de la proposition révisée de contrat type de capacité introduite par Elia Transmission Belgium.

exemple d'adaptations en vue de tenir compte de la version des règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité établies par la CREG le 13 mai 2022.

- 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 de rejeter deux dossiers d'investissement.

- Validation des résultats de la mise aux enchères

Suite à une adjudication complémentaire décidée par la ministre de l'Énergie, la CREG a validé le 13 avril 2022 les résultats globaux de la mise aux enchères Y-4 pour la période de fourniture de capacité 2025-2026⁹⁵. La CREG a validé les résultats de la mise aux enchères Y-4 pour la période de fourniture de capacité 2026-2027 organisée par Elia⁹⁶.

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

En 2022, la CREG a participé à plusieurs comités de concertation dans le cadre de la préparation de l'étude d'adéquation et de flexibilité de 2023. Elle a également répondu le 28 novembre 2022 à la consultation publique organisée par Elia sur la méthodologie, les données de base et les scénarios pour l'étude d'adéquation et d'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2024-2034 incluant les paramètres du scénario dans le cadre du « *Low Carbon Tender* » pour 2024-2025.

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

Dans le cadre de la procédure de dépôt et de traitement des dossiers d'investissement établie en 2022 dans le cadre du CRM, la CREG a mis à jour son document « Q&A » concernant la procédure et l'utilisation de la plate-forme CREG CRM.

- Procédure d'installation de la plateforme informatique en vue de l'introduction du dossier de clôture d'investissement

La CREG décrit sur son site web la procédure d'utilisation de la plateforme informatique en vue du dépôt du dossier de clôture d'investissement. Ce dossier est destiné au contrôle ex post du classement d'une capacité dans une catégorie de capacité ou d'une offre agrégée dans une catégorie de capacité.

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 *onshore* et de l'électricité verte produite

2.2.5.1. Niveau fédéral

L'établissement d'installations de production d'électricité est soumis à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par la ministre fédérale de l'Énergie sur avis de la CREG.

⁹⁵ Décision (B)2372 du 13 avril 2022 relative à la validation des résultats globaux de la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité 2025-2026, suite à l'adjudication complémentaire organisée par Elia Transmission Belgium.

⁹⁶ Décision (B)2464 du 27 octobre 2022 relative à la validation des résultats de la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité 2026-2027, organisée par Elia Transmission Belgium.

En 2022, la CREG a rendu sept avis⁹⁷ dans ce cadre et la ministre fédérale de l'Énergie a octroyé trois autorisations individuelles⁹⁸.

L'établissement de nouvelles installations de production belges comportant une puissance nette développable inférieure ou égale à 25 MWe est par contre exempté de l'autorisation ministérielle préalable mais est soumis à une obligation de déclaration préalable à la CREG et au ministre fédéral de l'Énergie.

En 2022, la CREG a reçu vingt déclarations de ce type pour une puissance totale installée de 135,275 MWe.

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.

Facteur de correction

La CREG a décidé de fixer le facteur de correction du prix de référence de l'électricité à :

- 5,31 % pour Rentel pour la période du 1^{er} octobre 2022 au 30 septembre 2023⁹⁹
- 15,53 % pour Northwester 2 pour la période du 5 octobre 2022 au 4 octobre 2023¹⁰⁰

⁹⁷ Avis (A)2391 du 28 avril 2022 relatif à l'octroi à RWE Energy Solutions Belgium SA d'une autorisation individuelle pour la construction d'un parc de batteries d'une capacité de 250 MW et d'une capacité de stockage de 1000 MWh sur le site de Dilsen situé sur le territoire de la commune de Dilsen, avis (A)2399 du 23 mai 2022 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'augmentation de la puissance de production de la centrale d'accumulation par pompage-turbinage de Coö, située à Trois-Ponts, de 1080 MW à 1179 MW et l'addition de batteries d'une puissance maximale de 74 MW par la SA Electrabel, avis (A)2401 du 23 mai 2022 relatif à la nécessité d'un renouvellement d'une autorisation individuelle relative à l'établissement d'une installation de production d'électricité du type turbine à gaz ou turbine gaz-vapeur de maximum 595 ou 870 MW, sur le site de Seraing, située sur le territoire de Seraing par la SA Luminus suite au transfert de propriété de Luminus SA à Taranis Power SA, avis (A)2420 du 16 juin 2022 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de stockage d'électricité du type batterie de 24,9 MW et de 75 MWh, sur le territoire de la ville d'Anvers par TotalEnergies Renewables SAS, avis (A)2421 du 16 juin 2022 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de stockage d'électricité, du type batterie de 24,9 MW et de 75 MWh, sur le territoire de Feluy par TotalEnergies Renewables SAS, avis (A)2422 du 16 juin 2022 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de stockage d'électricité, de type batterie de 50 MW et de 100 MWh, sur le territoire de Deux-Acres (Lessines) par Corsica Sole Deux Acres Srl et avis (A)2493 du 8 décembre 2022 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour la construction d'un parc éolien de 30,8 MWe situé sur le territoire de la commune de Gand, par Storm Gent III nv.

⁹⁸ Un arrêté ministériel du 1er septembre 2022 octroie à la SA RWE Energy Solutions Belgium une autorisation individuelle pour l'établissement d'un parc de batteries d'une puissance de 250 MW et une capacité de stockage de 1 000 MWh à Dilsen-Stokkem, un arrêté ministériel du 8 septembre 2022 octroie à la SA Electrabel une autorisation individuelle pour l'établissement et l'exploitation d'une installation de batteries d'une puissance maximale de 74 MW sur le site de la centrale d'accumulation par pompage - turbinage de Coö, situé sur le territoire de Trois-Ponts et un arrêté ministériel du 14 septembre 2022 octroie à la SA Electrabel une autorisation individuelle pour une adaptation de la centrale d'accumulation par pompage de Coö située sur le territoire de Trois-Ponts, dont la puissance nette développable de l'installation passe de 1 080 MW à 1 179 MW.

⁹⁹ Décision (B)2416 du 30 juin 2022 relative à la fixation du facteur de correction pour la période du 1er octobre 2022 au 30 septembre 2023 en vue de déterminer le prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel.

¹⁰⁰ Décision (B)2418 du 19 juillet 2022 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 5e période (05.10.2022 04.10.2023) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Northwester 2.

- 16,84 % pour Norther pour la période du 14 décembre 2022 au 13 décembre 2023¹⁰¹
- 22,14 % pour Mermaid pour la période du 3 décembre 2022 au 2 décembre 2023¹⁰²
- 20,66 % pour Seastar pour la période du 3 décembre 2022 au 2 décembre 2023¹⁰³

Ce facteur de correction vise à déterminer le prix minimal des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations situées dans les concessions domaniales.

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 :

2022 est la seconde année au cours de laquelle la première zone éolienne *offshore* fonctionne à 100 % de sa capacité. À la fin de 2020, la capacité éolienne en mer s'élevait à 2 263 MW. L'évolution de la capacité installée depuis 2009 est illustrée à la figure 4.

En 2022, tous les parcs éoliens *offshore* ont injecté ensemble 6 512 GWh dans le réseau de transport (contre 6 771 GWh en 2021).

La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes *offshore* certifiées s'élevait à 6 632 GWh pour l'année 2022, ce qui représente une diminution de près de 3,83 % par rapport à la production nette en 2021 (6 896 GWh). La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 5. 2022 est l'année où l'offre éolienne est historiquement la plus faible depuis l'installation des premiers parcs *offshore* en mer du Nord belge.

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 380 760 442 €.

Conformément à l'article 14, § 1^{er} *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 verte s'applique aux installations de production des concessions domaniales de Northwester 2, Mermaid et Seastar.

Pour 2022, un montant de 141 041 542 € a été versé à titre d'avances et d'avances supplémentaires. Pour 2022, un montant total de 521 801 983 € a donc été payé pour l'achat de certificats verts et le versement d'avances.

¹⁰¹ Décision (B)2432 du 22 août 2022 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 7e période (14.12.2022 - 13.12.2023) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Norther.

¹⁰² Décision (B)2438 du 8 septembre 2022 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 5e période (03.12.2022 - 02.12.2023) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Mermaid.

¹⁰³ Décision (B)2439 du 8 septembre 2022 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 5e période (03.12.2022 - 02.12.2023) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Seastar.

Figure 4 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* par parc entre avril 2009 et décembre 2022 (Source : CREG)

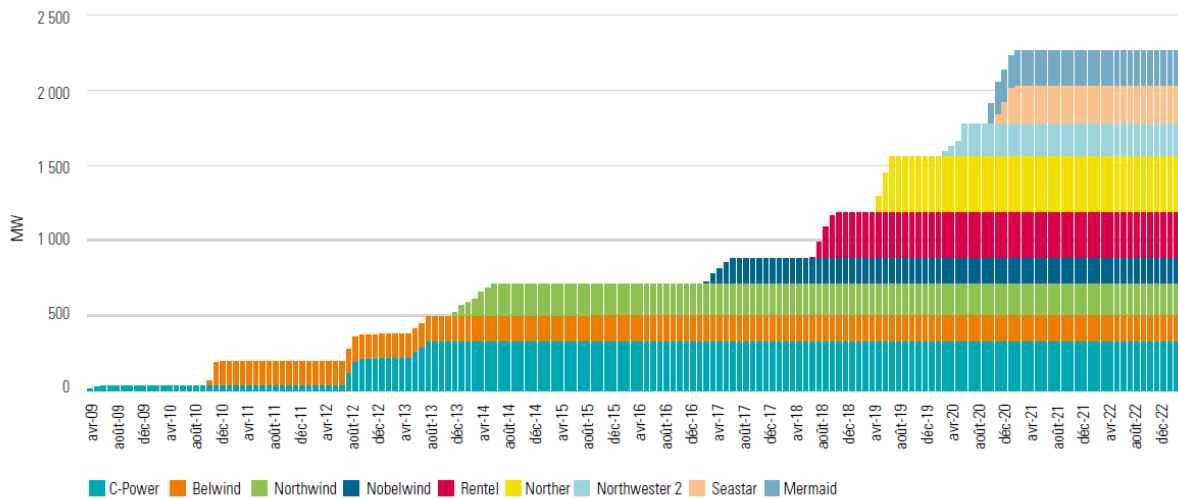
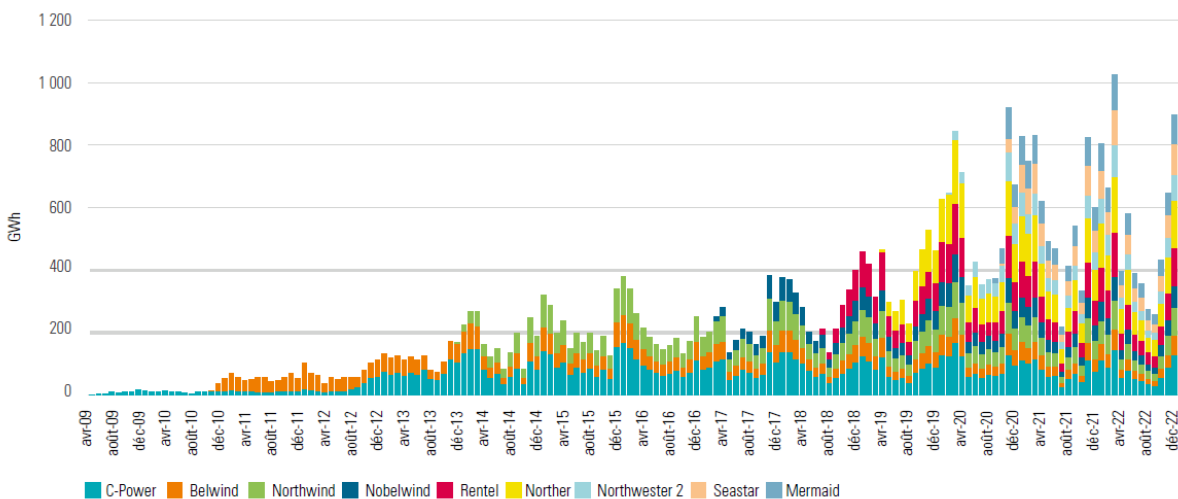


Figure 5 : Production nette d'électricité verte *offshore* par parc entre avril 2009 et décembre 2022 (Source : CREG)



2.2.5.2. Région flamande

Raccordement planifié et réalisé

Pour 2022 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 2022.

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	2022
Biomasse	668.497	696.422	NAV
Biogaz	199.842	248.956	NAV
Onshore	1.312.421	2.427.599	1.673.021
Energie hydraulique	5.561	4.182	NAV
Energie solaire	3.678.000	4.248.910	6.723.911
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 2022

New applications for connection received in 2019 (RES-E plants > 10 kVA)	2022
Number	254
Total capacity (MW)	141

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 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.

Ce régime est actuellement en cours de révision à la suite de l'adoption du décret modificatif du 4 mai 2022. Une concertation avec les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché concernés est actuellement menée en ce sens par la CWaPE.

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

Tableau 7 : Connexion de RES-E

	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Total	153 661	153 464	153 202	152 907	152 662	143 563	134 601	128 566	125 784

Tableau 8 : Capacité (MW)

Technology	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
<i>Biomass</i>	277	275	306	304	304	302	301	274	270
<i>Wind</i>	1241	1113	1043	933	881	824	736	674	630
<i>Hydro</i>	70	62	59	48	115	115	115	111	111
<i>Solar</i>	1224	1174	1123	1076	1022	934	849	799	758
Total	2812	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	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014
<i>Biomass</i>	1273	1 371	1644	1895	1 567	1 959	1 820	1 258	1 062
<i>Wind</i>	2283	2 124	2485	2084	1 711	1 570	1 405	1 512	1 326
<i>Hydro</i>	150	216	152	142	246	265	367	327	287
<i>Solar</i>	1327	1 143	1169	1076	1 017	835	777	797	725
Total	5033	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 2022 (anglais)

Number of new applications for connection in the year (RES-E plants)	
<i>Total capacity (MW)</i>	24,19
<i>Number of connections completed in the year (RES-E plants)</i>	3361
<i>Total capacity (MW)</i>	24,19

<i>Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2019 (RES-E plants > 0,4MVA)</i>	0
<i>Total capacity (MW)</i>	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

<i>Source d'énergie</i>	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Biogaz</i>	1,1	1,1	1,1	3,104	3,104	3,739	3,739	3,74
<i>Huile de colza</i>	1,642	1,642	1,567	1,507	1,427	1,307	1,295	1,30
<i>Photovoltaïque</i>	52,852	58,084	67,251	91,351	130,699	195,988	210,868	237,13
<i>Déchets municipaux</i>	51	51	51	51	51	51	51	51,00
<i>Total</i>	106,564	111,765	120,894	146,891	186,168	254,991	266,902	293,17

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

<i>Infrastructure indicators</i>	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Maximum electricity daily consumption (TWh/day).</i>	0,27	0,27	0,27	0,26	0,27	0,26	NAV	0,25
<i>Number of TSOs</i>	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>Extension of TSO grid (km)</i>	+20	+63	-34	+44	+345	+115	16	+30

<i>Number of DSOs</i>	27	21	26	20	16	16	16	16
<i>Extension of DSO grid (km)</i>	+521	-1827	+1870	+1867	+1723,5	+1226,373	+1304,186	NAV

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 2018¹⁰⁴.

Le 2 décembre 2021, la CREG a aussi approuvé¹⁰⁵, 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.

Le 14 juillet 2022, la CREG a pris une décision sur les objectifs à atteindre par Elia en 2023 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. Globalement, la décision reprend les propositions d'Elia (à l'exception d'un objectif) mais apporte certaines adaptations suite notamment aux remarques formulées lors de la consultation publique. La décision reprend également une rétrospective des objectifs de l'incitant depuis sa création en 2016¹⁰⁶.

La CREG a aussi pris une décision sur la proposition d'Elia de mise à jour de son plan de recherche et développement pour la période 2020-2023¹⁰⁷. Elia a soumis 28 propositions de projets. 19 projets sont des projets qui avaient été approuvés par la CREG dans sa décision de décembre 2021 et 9 sont des projets nouvellement soumis. Sur les 28 propositions de projets, la CREG a décidé de soutenir 23 projets, dont 3 partiellement. Elia a la possibilité de soumettre une nouvelle version de son plan chaque année de la période régulatoire, au plus tard le 1^{er} juillet.

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

¹⁰⁴ 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 ».

¹⁰⁵ 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.

¹⁰⁶ Décision (B)658E/79 du 14 juillet 2022 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2023 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

¹⁰⁷ Décision (B)658E/81 du 22 décembre 2022 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.

une fonction de transport, et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs et des surcharges tarifaires.

Le 18 mars 2022, une réunion de concertation a eu lieu entre la CREG et Elia sur un avant-projet de méthodologie tarifaire. La CREG a adopté le 30 juin 2022 l'arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027. Cet arrêté a été précédé d'une consultation publique du 21 avril au 12 mai 2022. Cette méthodologie se fonde sur des principes éprouvés, qui ont été affinés et complétés en vue d'améliorer les prestations du gestionnaire du réseau, de favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement et de stimuler la recherche et le développement. La régulation vise ainsi à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés d'une part, et les coûts supportés par les utilisateurs du réseau d'autre part. Elia se basera sur cette méthodologie pour élaborer sa proposition tarifaire. Les tarifs seront connus dans le courant de l'année 2023.

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, ceux-ci ont baissé de 2,1 % en 2020, 1,9 % en 2021 et 1,1 % en 2022, et baisseront de 1 % en 2023.

Par décision du 3 février 2022, la CREG a approuvé la proposition tarifaire actualisée d'Elia qui modifie le paramètre alpha du tarif de déséquilibre. Ce paramètre alpha vise à augmenter les tarifs de déséquilibre en cas de déséquilibres importants afin d'inciter les responsables d'équilibre, ou « BRP », à fournir davantage d'efforts pour équilibrer leur portefeuille. Dans un contexte de prix de l'électricité très élevés, ceux-ci constituent déjà par eux-mêmes un grand incitant pour les BRP, sans que l'alpha soit nécessaire. La proposition d'Elia, soutenue par la majorité des acteurs de marché, revient donc à réduire l'impact du paramètre alpha en cas de prix de déséquilibre élevés.

La CREG approuve cette proposition bien qu'elle émette des doutes sur l'efficacité du concept de paramètre alpha, quelle que soit sa forme. Selon la CREG, en vertu de la réglementation européenne, toute composante additionnelle ajoutée aux tarifs de déséquilibre devra être décrite non pas dans la proposition tarifaire mais bien dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre (T&C BRP). Le nouveau paramètre alpha est entré en vigueur le 14 février 2022¹⁰⁸.

Par décision du 30 novembre 2022, la CREG a approuvé la proposition d'Elia de modifier les tarifs pour les obligations de service public et les taxes et surcharges à partir du 1er janvier 2023¹⁰⁹. Depuis le 1er janvier 2022, le financement de certaines obligations de service public ne se fait plus par le biais d'une surcharge dans les tarifs mais par le biais du budget de l'État fédéral. Depuis cette date, Elia n'applique donc plus de surcharges dans les tarifs pour l'achat de certificats verts, la constitution de la réserve stratégique, le financement du mécanisme de rémunération de la capacité et la cotisation fédérale.

¹⁰⁸ Décision (B)658E/77 du 3 février 2022 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire 2020-2023 actualisée, soumise par la SA Elia Transmission Belgium, visant à modifier le paramètre alpha du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

¹⁰⁹ Décision (B)658E/82 du 30 novembre 2022 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 2023.

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 CREG a approuvé le rapport tarifaire 2021 adapté soumis par Elia. Les corrections apportées à la demande de la CREG entraînent une diminution de 6 187 022 € des montants à récupérer sur les tarifs 2024-2027 d'Elia¹¹⁰.

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 Elia¹¹¹.

Plaintes et jurisprudence

En 2022, 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 2022 contre une décision de la CREG concernant les tarifs ou la méthodologie approuvée par la CREG.

2.3.2. Tarif de distribution

2.3.2.1. Niveau fédéral

Evolution tarif de distribution

Dans son étude annuelle (n° 2407) sur les composantes des prix, la CREG fait les constats suivants en ce qui concerne les tarifs de distribution 2021 :

Client résidentiel

Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 65,75 % plus élevé en 2021 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 109,77 % (+ 46,80 €/ MWh). 69,66 % 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 : + 27,35 % (+ 11,03 €/MWh) à Bruxelles et + 58,22 % (+ 25,35 €/MWh) en Wallonie. Cette augmentation est imputable au tarif obligations de service public à raison de 34,02 % à Bruxelles et de 35,40 % en Wallonie. La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2021 à 44,67 % en Flandre, à 19,82 % à Bruxelles et à 14,80 % en Wallonie.

¹¹⁰ Décision (B)658E/78 du 7 juillet 2022 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 2021.

¹¹¹ 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.

Client professionnel

Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 10,78 % plus élevé en 2021 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 diminué en moyenne de 20,30 % (- 4,55 €/MWh). À Bruxelles, la hausse est de + 5,73 % (+ 1,94 €/MWh), tandis qu'en Wallonie, l'augmentation est plus importante, à savoir de + 43,83 % (+ 11,50 €/MWh). La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2021 à 22,74 % en Flandre, à 5,24 % à Bruxelles et à 2,27 % 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.

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 2022¹¹², les coûts du réseau seront en grande partie facturés aux utilisateurs du réseau de distribution sur la base de la capacité.

Jusqu'à 2022, les tarifs du réseau de distribution pour les ménages et les petites entreprises raccordés au réseau basse tension étaient facturés uniquement et entièrement sur la base des kWh consommés. A partir de 2022, la composante « coûts de réseau » est 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-heure 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 paie une contribution annuelle minimale aux coûts du réseau.

Pour les entreprises raccordées aux niveaux de tension supérieurs, à partir de 2023, la moitié des coûts du réseau est 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-heure 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 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, 2021 et 2022, 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

¹¹² Le 24 juin 2022, la VREG a décidé de reporter la date d'entrée en vigueur de la nouvelle structure tarifaire du 1er juillet 2022 au 1er janvier 2023 afin de garantir le bon fonctionnement du marché flamand de l'électricité.

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 prosummateurs 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 prosummateurs 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 prosummateurs 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 ;
- 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. Les coûts nets des gestionnaires de réseau de distribution résultant des obligations financières de service public liées à l'utilisation de sources d'énergie renouvelables ont également été ajoutés à la composition des coûts exogènes étant donné leur caractère analogue aux autres obligations financières de service public liées à la stimulation de l'utilisation rationnelle de l'énergie qui étaient déjà traitées 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 ;
- à la demande des gestionnaires de réseau de distribution flamands, la date d'entrée en vigueur de la nouvelle structure tarifaire pour les tarifs de réseau de distribution de l'électricité a d'abord été reportée du 1^{er} janvier 2022 au 1^{er} juillet 2022, puis au 1^{er} janvier 2023. Des incitants financiers ont également été accordés aux gestionnaires de réseau de distribution afin de soutenir davantage le compteur numérique et le tarif de capacité et de décourager tout retard supplémentaire dans la mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire.

Evolution des tarifs

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2022. Après une vérification détaillée, le 21 décembre 2021, la VREG a approuvé définitivement les tarifs périodiques de réseau de distribution pour le premier semestre 2022 et a approuvé sous réserve les tarifs périodiques de réseau de distribution pour le deuxième semestre 2022, qui ont été élaborés selon la nouvelle structure tarifaire. Suite à la décision de reporter la nouvelle structure tarifaire au 1^{er} janvier 2023, la VREG a approuvé le 27 juin 2022 les tarifs périodiques de réseau de distribution pour le second semestre 2022 qui sont identiques aux tarifs du premier semestre.

Tableau 12 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2022-28/02/2022).

		Fluvius Antwerpen	Fluvius Limburg	Fluvius West	Gaselwest	Imewo	Intergem	Iveka	Iverlek	PBE	Sibelgas
Digitale of klassieke meter											
Totale MWh-tarief dag	EUR/MWh	85,0439	72,2218	78,0100	125,7290	100,8013	90,8550	114,6580	101,7921	87,2020	109,4478
Totale MWh-tarief nacht	EUR/MWh	65,2817	56,8735	59,4891	96,6810	76,7061	69,4077	90,7238	77,5357	65,5564	84,7220
Totale MWh-tarief exclusief nacht	EUR/MWh	51,9352	45,5263	48,4009	73,9965	61,3210	55,7978	66,6724	61,2071	57,6956	66,4798
Tarief databeheer - meetregime: per kwartier	EUR/jaar	12,51	12,51	12,51	12,51	12,51	12,51	12,51	12,51	12,51	12,51
Tarief databeheer - meetregime: maandelijks/jaarlíks	EUR/jaar	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Prosummentarief	EUR/kW/jaar	54,21	46,27	49,66	80,17	64,15	57,85	73,53	64,79	55,36	69,88

Revenu autorisé 2022

En application de la méthodologie tarifaire 2021-2024, le 5 octobre 2022, 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 2023. Les revenus autorisés ont été modifiés par la suite le 18 novembre 2021. Le revenu total autorisé est de 1,7 milliards EUR à peu près autant qu'en 2022.

Tableau 13 : plafond de revenus 2023

	Exogène	Endogène	Total	2023/2022
Fluvius Antwerpen	€ 103.842.905	€ 131.903.819	€ 235.746.724	3,26%
Fluvius Limburg	€ 105.332.363	€ 102.490.081	€ 207.822.444	8,98%
Fluvius West	€ 29.134.221	€ 37.228.702	€ 66.362.923	11,03%
Gaselwest	€ 129.036.741	€ 143.438.718	€ 272.475.459	-3,04%
Imewo	€ 132.914.408	€ 167.675.367	€ 300.589.774	-0,15%
Intergem	€ 59.101.689	€ 76.346.139	€ 135.447.828	0,54%
Iveka	€ 61.885.291	€ 62.984.249	€ 124.869.540	-11,04%
Iverlek	€ 109.047.456	€ 141.535.479	€ 250.582.935	-4,15%
PBE	€ 18.297.074	€ 28.778.933	€ 47.076.006	7,85%
Sibelgas	€ 15.997.913	€ 17.170.204	€ 33.168.117	-4,40%
Total	€ 764.590.061	€ 909.551.691	€ 1.674.141.752	-0,09%
	46%	54%	100%	

Compte tenu de la question des prix élevés de l'énergie, les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont proposé que les avances accordées pour les coûts du déploiement des compteurs numériques d'électricité pour les années 2021 et 2022, soient restituées de manière intégrale et actualisée sous la forme d'une avance négative dans le revenu autorisé pour l'électricité pour l'année 2023. L'avance négative pour l'année 2023 était de -39.854.893 € pour la distribution d'électricité.

Soldes 2021

Le 19 juillet 2021, le VREG a fixé pour 2022 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 5,7 % sur un budget total d'environ 2,1 milliards EUR a été constaté.

Tableau 14 : soldes réglementaires 2021

Soldes réglementaires	Electricité (€)
Coûts exogènes	- 119,6 millions
Différences de volume	- 6,6 millions
Réindexation	+8,06 millions

Impôt des sociétés	0
Plus values de réévaluation	0,1 millions
+ = déficit et - = excédent	

Jurisprudence

La VREG fixe les tarifs du réseau de distribution pour les années 2021-2024 au moyen de la méthodologie tarifaire. La VREG a décidé le 27 juin 2022 de modifier la méthodologie tarifaire actuelle. En d'autres termes, il s'agissait de retarder pour la deuxième fois l'introduction des nouveaux tarifs de réseau d'électricité (dont le tarif de capacité) de six mois, jusqu'au 1er janvier 2023.

Le 26 juillet 2022, le gouvernement flamand a introduit un recours en annulation contre cette décision de la VREG du 27 juin 2022 de reporter l'introduction des nouveaux tarifs de réseau pour l'électricité. L'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles dans cette affaire n'était pas attendu avant le premier semestre 2023.

La décision contestée portait donc uniquement sur le report de l'introduction des nouveaux tarifs de réseau, et non sur la réforme proprement dite. Une décision avait été prise le 13 août 2020 à ce sujet.

Rien ne change en 2022 suite à ce procès. Les tarifs de réseau pour l'électricité seront partiellement facturés avec un tarif de capacité à partir de début 2023. Ce nouveau mode de facturation reste inchangé. Le procès n'a aucun impact sur ce point.

Ce procès devrait être gagné par la VREG, car il a été intenté contre la mauvaise décision. La décision qui aurait dû être contestée est celle du 13 août 2020.

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 (ci-après « le décret tarifaire »). Le décret tarifaire a été modifié par le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire. Les modifications du décret sont toutefois d'application à partir de la prochaine période tarifaire.

Méthodologie tarifaire 2019-2023

Le 17 juillet 2017, la CWaPE a adopté la méthodologie tarifaire applicable à la période régulatoire 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 régulatoires 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 régulateur » (si le budget est supérieur à la réalité) ou une « créance tarifaire/actif régulateur » (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 régulateur 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'efficacité 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 incitatif financier (facteur Q) reflétant le niveau de performance du gestionnaire de réseau. Pour la période régulateur 2019-2023, la valeur du facteur Q a été fixée à zéro. La CWaPE compte, au cours de la période régulateur 2019-2023, définir, en concertation avec les gestionnaires de réseau, les indicateurs de performance qui détermineront, lors de la prochaine période régulateur, le niveau de performance des gestionnaires de réseau.

A travers l'application d'un facteur d'efficacité 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 :

1. le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution,
2. le tarif pour les obligations de service public,
3. le tarif pour les surcharges,
4. le tarif pour les soldes régulatoires,
5. 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 régulières 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* »¹¹³.

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

¹¹³ 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

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.

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 201-2023 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 régulateur 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 régulateur de l'AIEG concernant l'exercice d'exploitation 2020 et a décidé de l'affecter aux tarifs de distribution des années 2022 et 2023.

Le 25 novembre 2021, la CWaPE a approuvé la demande de budget spécifique pour le déploiement des compteurs intelligents introduite par l'AIEG. Le budget complémentaire octroyé s'élève à 1,2 M€. Ce montant a été partiellement (50%) affecté aux tarifs de distribution de l'année 2023.

Le 28 septembre 2022, l'AIEG a introduit une demande de révision de ses revenus autorisés des années 2022 et 2023 afin de tenir compte de la forte indexation des coûts subie au cours de ces années. En décembre 2022, la CWaPE a approuvé l'augmentation du revenu autorisé de 349 K€ en 2022 et de 557 K€ en 2023. Ces augmentations ont été entièrement affectées aux tarifs de distribution de l'année 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.

En novembre 2022, l'AIESH a introduit une demande de révision de ses revenus autorisés des années 2022 et 2023 afin de tenir compte de la forte indexation des coûts subie au cours de ces années. En décembre 2022, la CWaPE a approuvé l'augmentation du revenu autorisé de 435 K€ en 2022 et de 696 K€ en 2023. Ces augmentations ont été entièrement affectées aux tarifs de distribution de l'année 2023.

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 1^{er} 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 1^{er} 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.

Le 30 septembre 2022, RESA a introduit une demande de révision de ses revenus autorisés pour les années 2022 et 2023 afin de tenir compte de la forte indexation des coûts subie au cours de ces deux années ainsi que de la hausse des coûts liés à l'excavation des terres suite à l'entrée en vigueur de l'AGW « Walterre ». Le 15 décembre 2022, la CWaPE a approuvé l'augmentation du revenu autorisé électricité de RESA de 25,6 M€. Cette augmentation est répartie sur les tarifs de distribution de l'année 2023 et des années suivantes.

Le 15 décembre 2022, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs électricité de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2021 et a décidé d'affecter partiellement (50%) de ce solde aux tarifs de distribution de l'année 2023.

REW

Les 28 octobre et le 20 décembre 2022, le REW a introduit des demandes de révision de ses revenus autorisés des années 2022 et 2023 afin de tenir compte de la forte indexation des coûts. Les 15 et 21 décembre 2022, la CWaPE a approuvé l'augmentation du revenu autorisé de 402 K€ en 2022 et de 647 K€ en 2023. Ces augmentations n'ont pas été affectées.

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



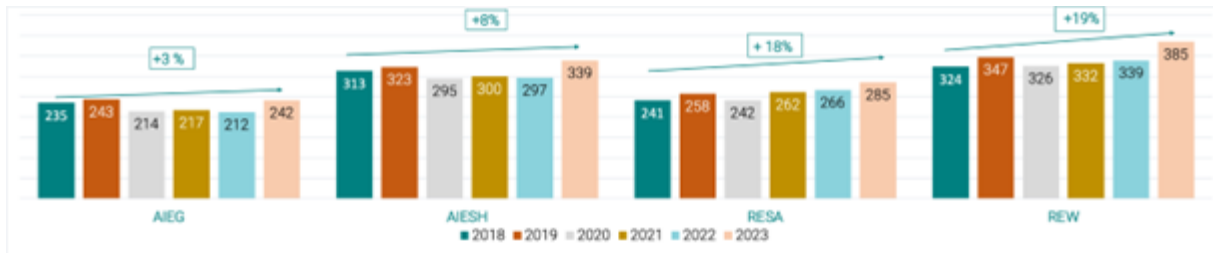
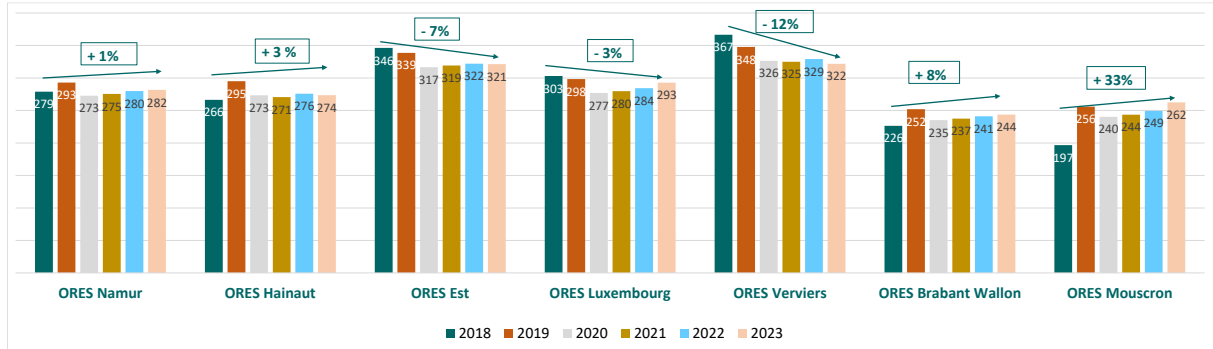
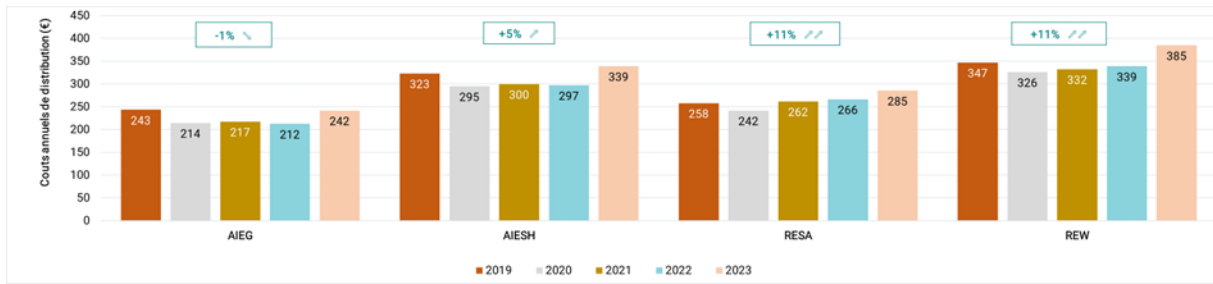
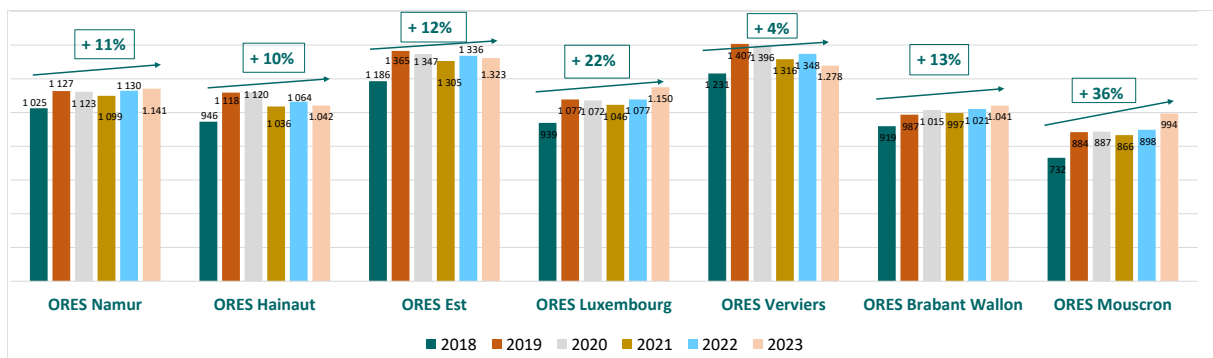
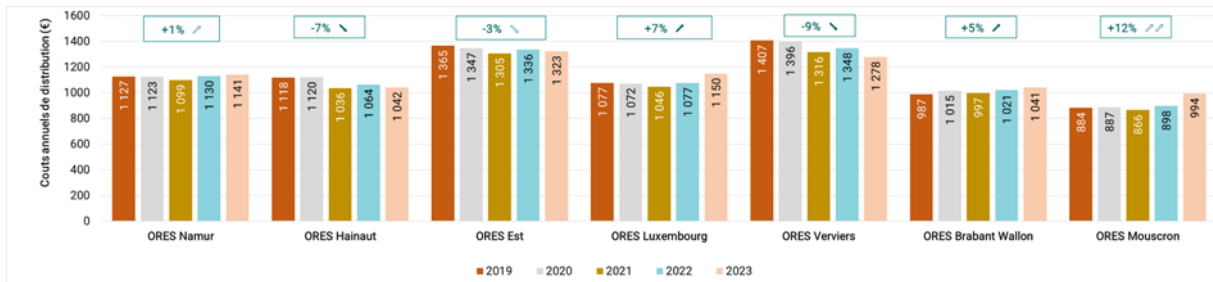


Figure 7 : Coûts de distribution d'électricité 2019-2023 pour le client type TBT 3500 kWh (30MWh – 5,9 kW)



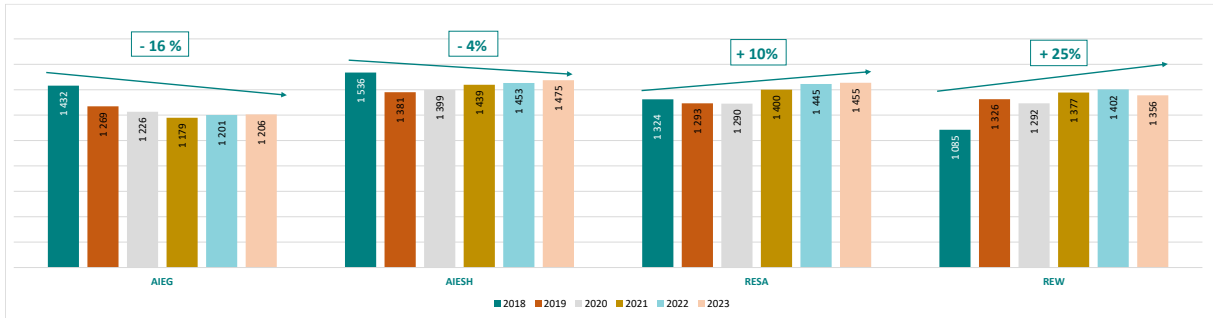
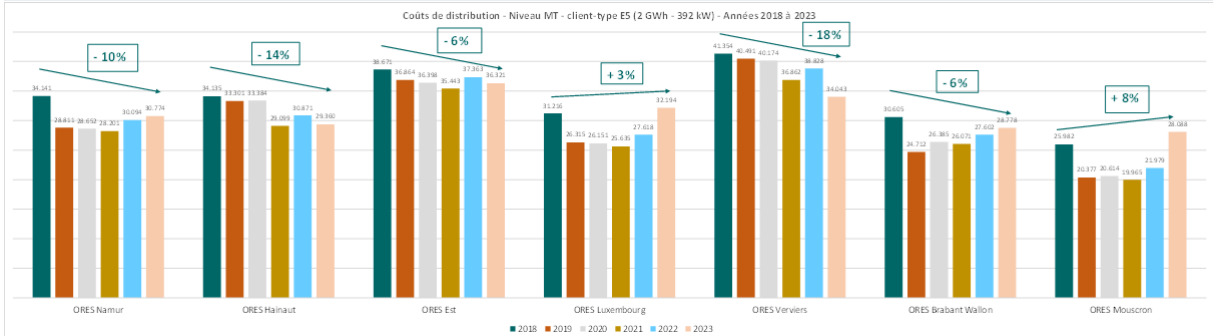
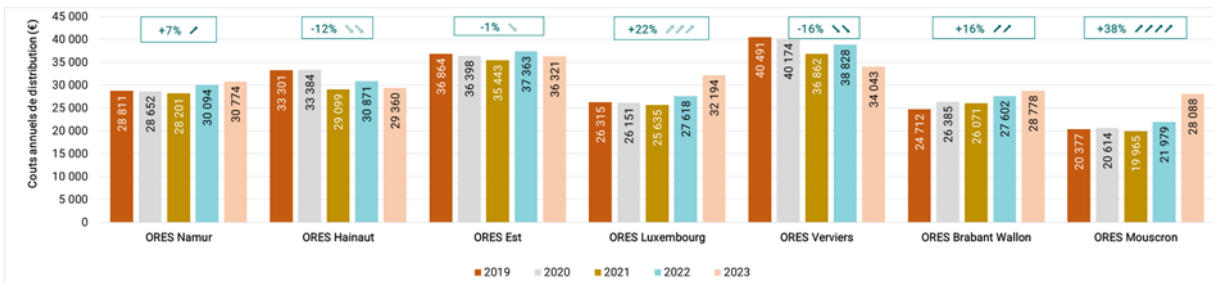


Figure 8 : Coûts de distribution d'électricité 2019-2023 pour le client-type MT (2 GWh – 392 KW)



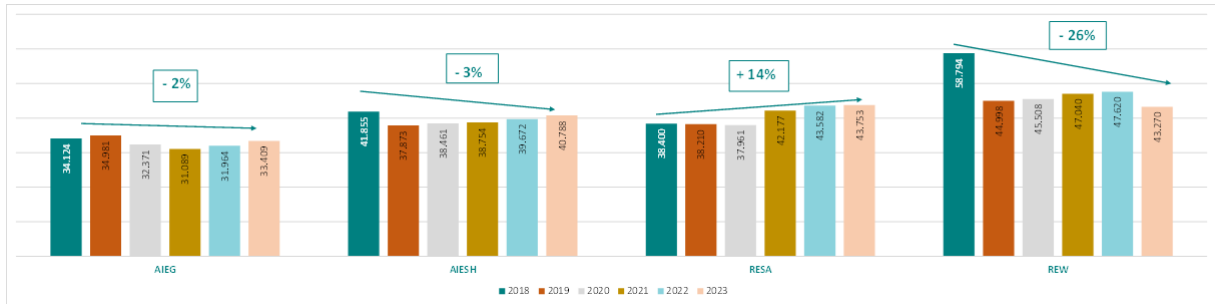
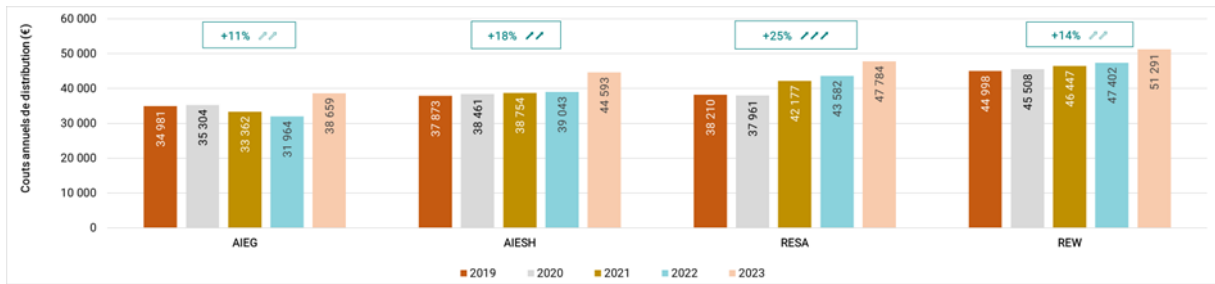
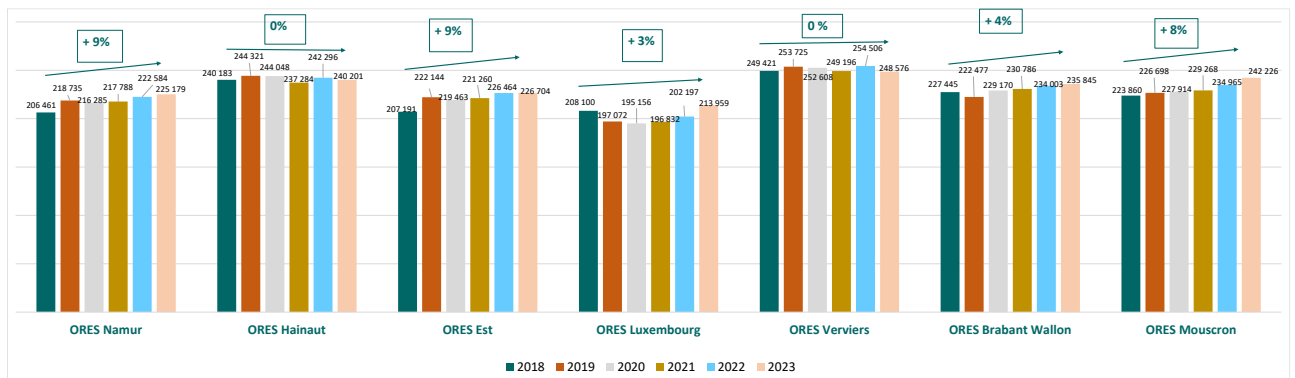
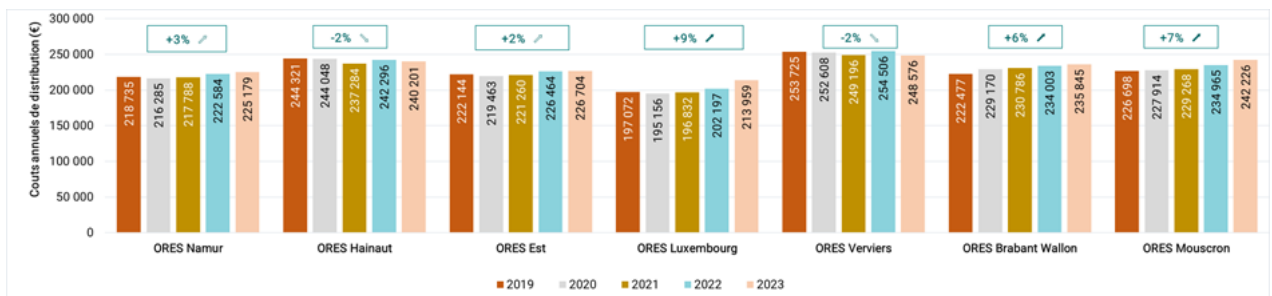
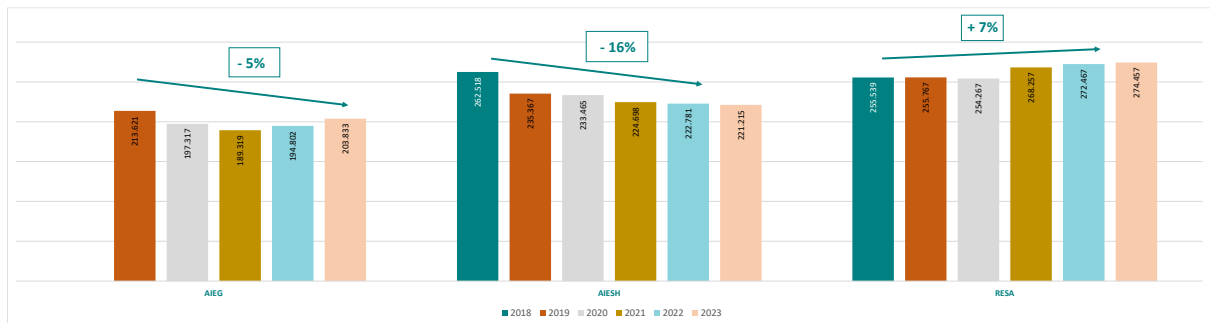
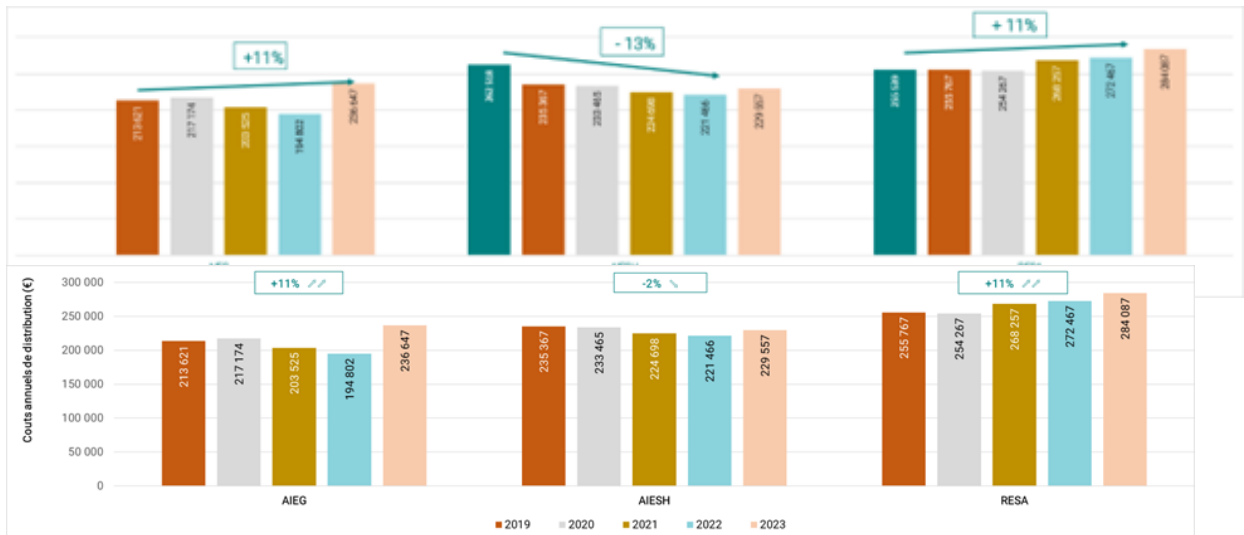


Figure 9 : Coûts de distribution d'électricité 2019-2023 -pour le client-type TMT (50 GWh – 9800 KW)





Tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport 2023

En date du 9 février 2023, 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 2023 au 29 février 2024. Depuis 2019, ces tarifs sont péréqués : 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 2023 pour un client-type par niveau de tension et les montants des années antérieures.

Figure 10 : Evolution des coûts de refacturation du transport pour le niveau de tension BT

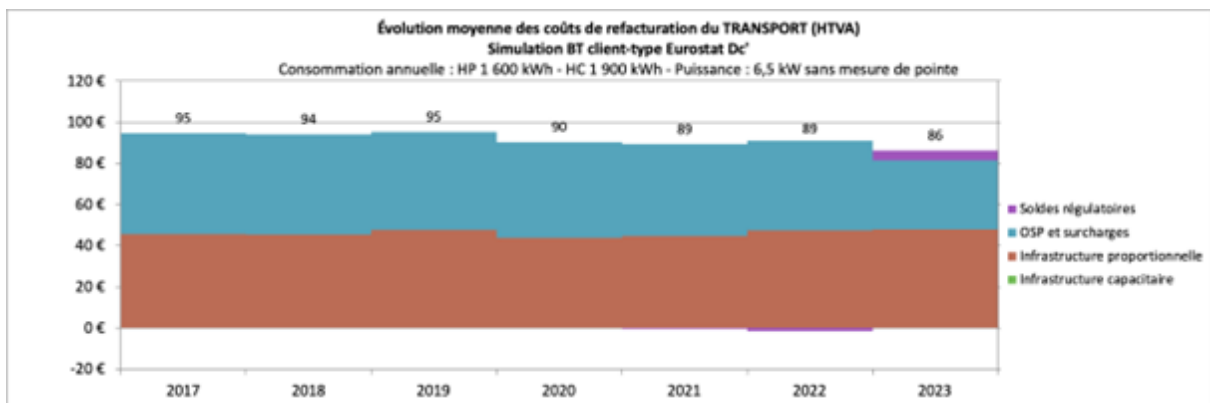


Figure 11 : Evolution des coûts de refacturation du transport pour le niveau de tension T-BT

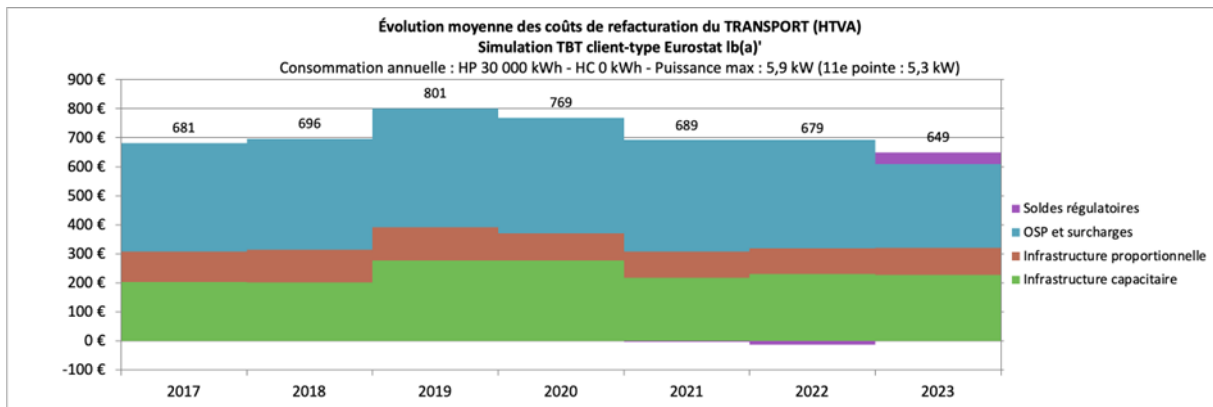


Figure 12 : Evolution des coûts de refacturation du transport pour le niveau de tension MT

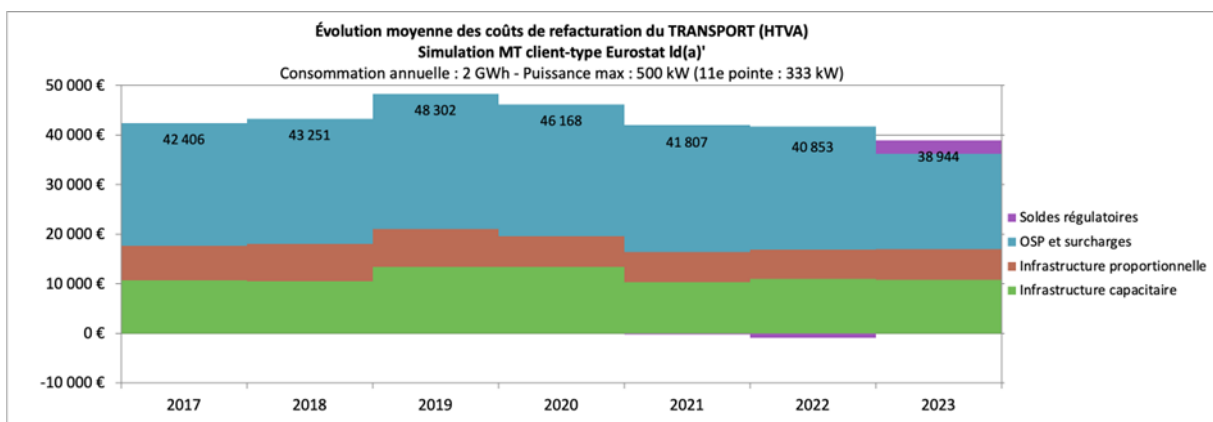
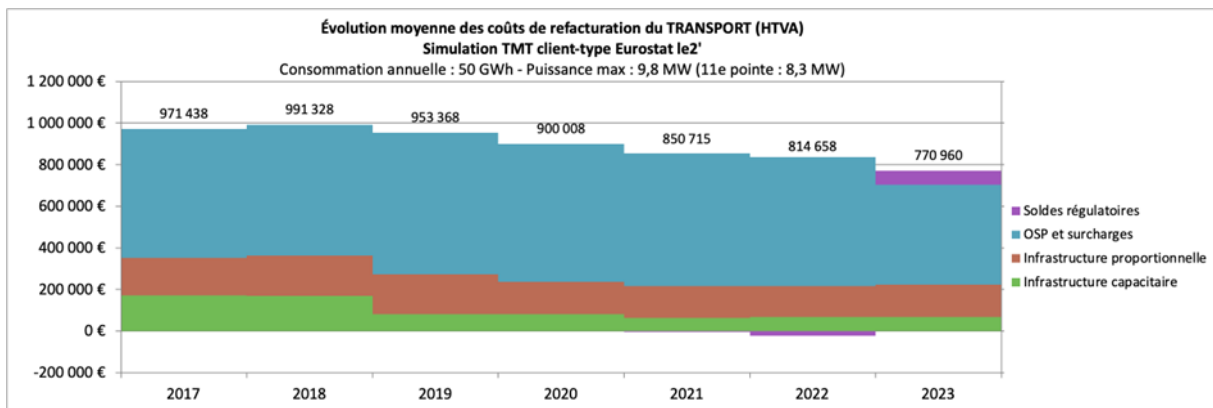


Figure 13 : Evolution des coûts de refacturation du transport pour le niveau de tension T-MT



Contrôle des soldes régulatoires rapportés des GRD

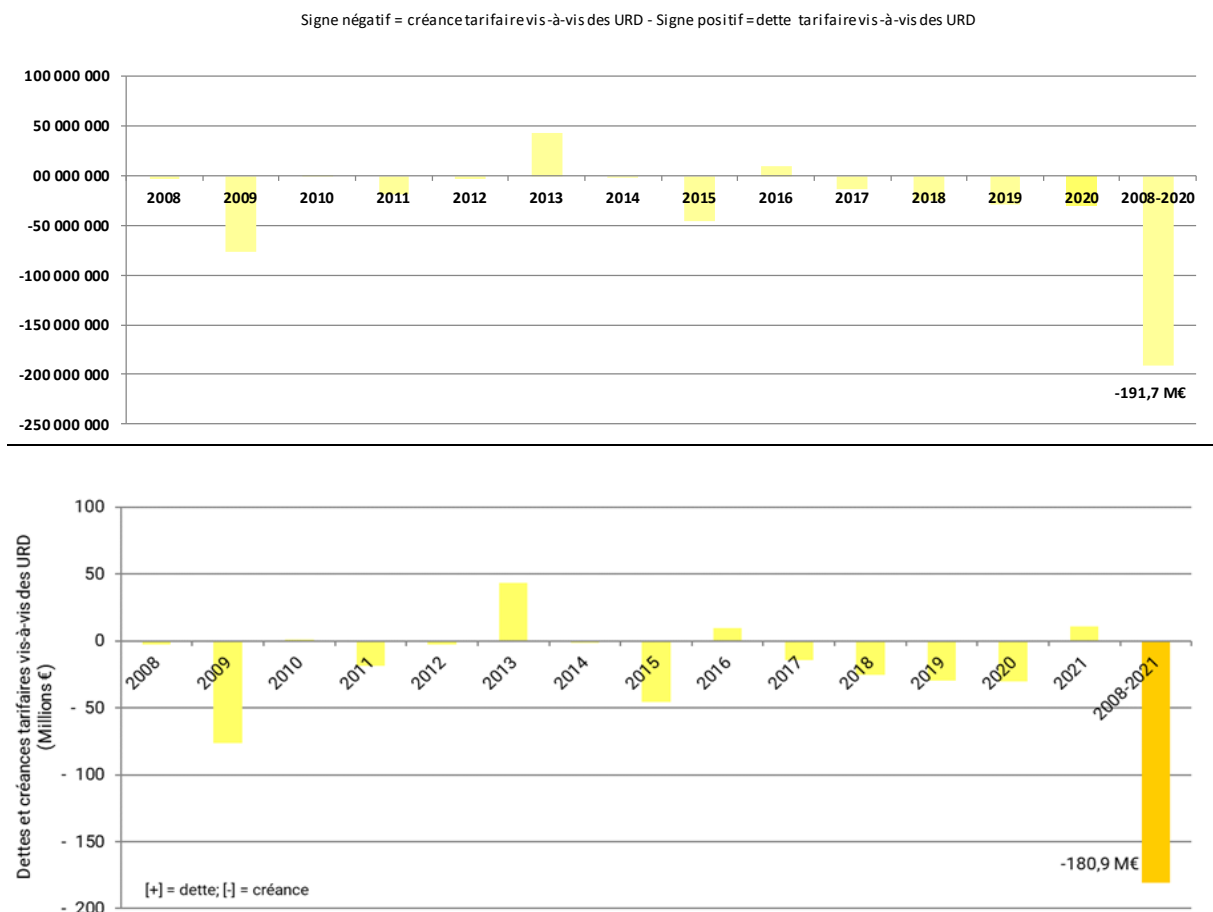
Afin décembre 2021, la CWaPE a approuvé la valeur définitive des soldes régulatoires pour les années 2008 à 2020 de l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Wallonie à l'exception de REW pour lequel les soldes régulatoires 2019 et 2020 n'ont pas encore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

Secteur Électricité	2016		2017			2018			2019			2020		
	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														
AIEG		X		X			X			X			X	
AIESH		X		X			X			X			X	
GASELWEST			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	

Secteur Restreint	2017			2018			2019			2020			2021		
	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus	Contrôle en cours	Approbation	Refus
GRD actifs en Wallonie															
AIEG		X			X			X			X			X	
AIESH		X			X			X			X			X	
GASELWEST			X				Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Eliezelles et Mont-de-l'Enclus à ORES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Eliezelles et Mont-de-l'Enclus à ORES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Eliezelles et Mont-de-l'Enclus à ORES ASSETS		
ORES ASSETS			X				Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Eliezelles et Mont-de-l'Enclus à ORES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Eliezelles et Mont-de-l'Enclus à ORES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Eliezelles et Mont-de-l'Enclus à ORES ASSETS		
PBE		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			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	

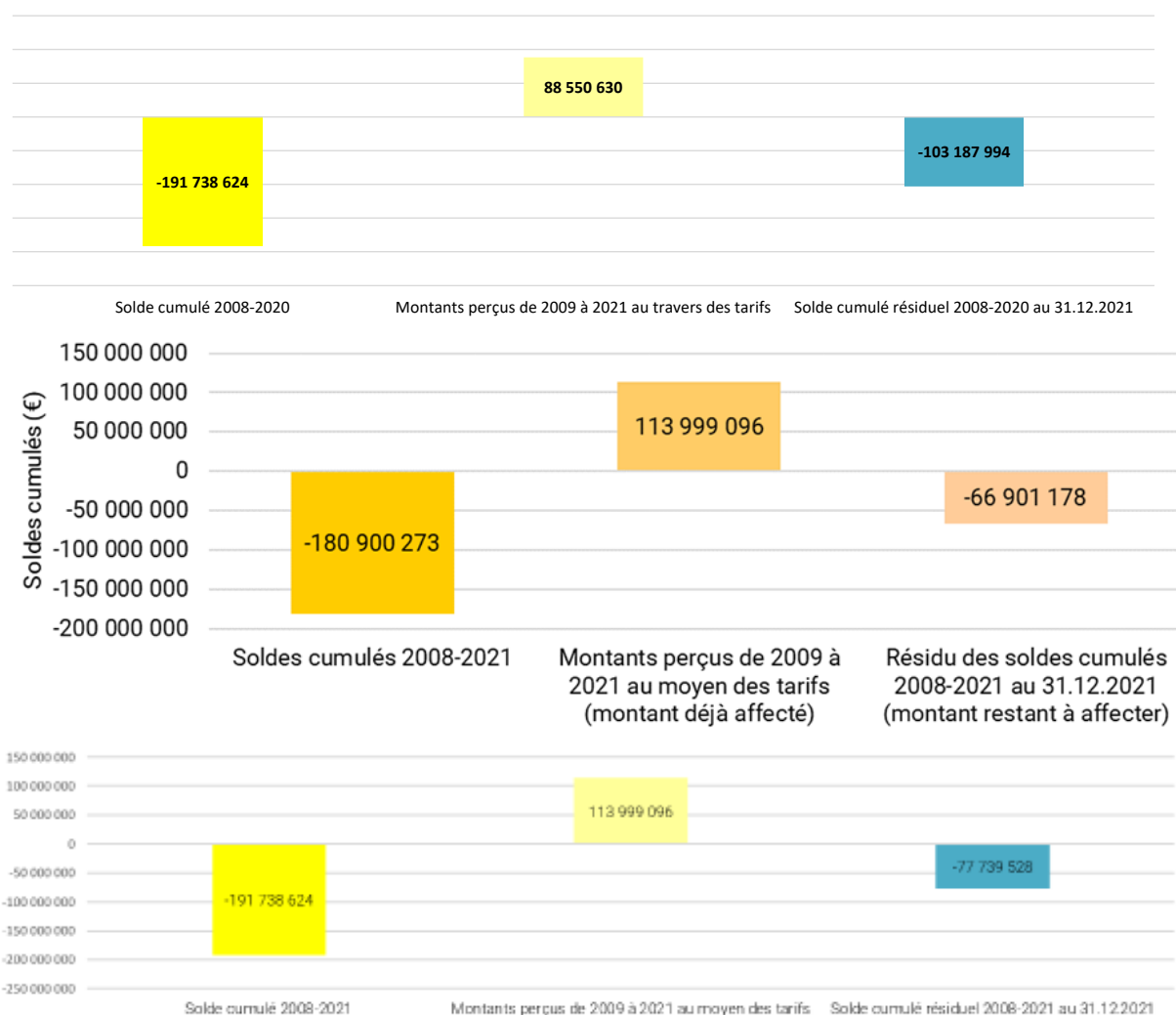
Le solde régulateur cumulé 2008-2021 établi sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution au travers de leurs rapport(s) annuel(s) tarifaire(s) s'élève, pour la Wallonie, à **-180,9 Mios EUR** pour le secteur électricité (créance tarifaire).

Figure 14 : soldes régulatoires annuels rapportés entre 2008 et 2020 en électricité



La quote-part des soldes régulatoires déjà affectés aux tarifs de distribution des années 2009 à 2022 s'élève quant à elle à 114,0 Mios EUR. Par conséquent, au 31 décembre 2021, les soldes régulatoires cumulés 2008-2020 non-affectés sont estimés à -103,2 Mios EUR pour l'électricité (créance tarifaire). Ces soldes régulatoires résiduels seront progressivement affectés aux tarifs de distribution des années 2023 et suivantes.

Figure 15 : soldes régulatoires cumulés de 2008 et 2021 en électricité



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 régulatoires résultant de la révision de ces budgets. Le Comité de direction de la CWaPE a en outre décidé que l'affectation de ces soldes régulatoires 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.

En date du 1^{er} 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 régulatoires résultant de la révision de ces budgets. La CWaPE a en outre décidé d'affecter ces soldes régulatoires 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.

Perspectives

En 2022, la CWaPE a publié un projet de méthodologie tarifaire pour la période 2024-2028. Toutefois, à la suite de la consultation publique et de la concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution, il s'est avéré qu'il était nécessaire de poursuivre les discussions afin notamment de s'assurer que la méthodologie tarifaire réponde aux enjeux de la transition tout en maîtrisant les coûts des gestionnaires pour s'assurer une soutenabilité par les consommateurs. C'est pourquoi la CWaPE a décidé de poursuivre la concertation au-delà de la date initialement envisagée du 1^{er} novembre 2023 et de retarder d'une année l'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie en cours d'élaboration. Aussi, des discussions eues avec l'ensemble des parties prenantes, il découle que l'ambition de la CWaPE en matière de tarifs incitatifs ne peut se décliner dès 2024, faute de capacité de mise en œuvre interne chez les acteurs. Un délai complémentaire a donc été défini et cette nouvelle tarification incitative optionnelle n'entrera en vigueur qu'au 1^{er} janvier 2026, une fois les modalités spécifiques de celle-ci connues.

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. 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 29 octobre 2021 et du 14 janvier 2022, BRUGEL a respectivement approuvé les adaptations apportées aux tarifs redevance de voirie et obligations de service public et les adaptations de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport.

Tableau 15 : Tarif de distribution - électricité 2022

Groupe Tarif Type Of Connection		TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT			Injection
		T01	T02	T03	T16	T17	T05 (*) / T15	T08 / T09 / T10 T11 / T12 / T18	T14	
		DIR	EGY	ILM	MVE	LVA	L36 (*) / L6P	LVS / LVD / LVN LSN / LDN / L6N	LVU / PLU	LN / MIN
		Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		≥ 56 kVA		Unmetered	
1. Tarifs d'utilisation du réseau										
1.1. Avec mesure de pointe										
$X \cdot E1 \text{ EUR/kWh HI} + Y \cdot \text{EUR/kWh HI} + Z \cdot \text{EUR/kWh LO}$										
avec pointe X =		EUR / kWh HI / an	81,273168	40,636584	49,753824	24,878912	66,757680	57,883980	-	-
X*12 =		EUR / kWh HI / mois	6,772764	3,386282	4,146152	2,073076	5,562140	4,823665	-	-
coefficient de dégressivité E1 =		0,24 + 672,6 / (885 + kW)			0,24 + 672,6 / (885 + kW)		0,64 + 318,6 / (885 + kW)	1,00	-	-
Y =		EUR / kWh HI	0,001786	0,002971	0,002971	0,002971	0,017577	0,019912	-	-
Z =		EUR / kWh LO	0,001071	0,001782	0,001782	0,001782	0,010546	0,005794	-	-
1.2. Sans mesure de pointe										
$X \cdot \text{EUR} + Y \cdot \text{EUR/kWh HI} + Z \cdot \text{EUR/kWh LO} + Z_n \cdot \text{EUR/kWh EN}$										
avec redevance X =		EUR / an	-	-	-	-	-	26,71	26,71	-
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA		EUR / an	-	-	-	-	-	53,41	53,41	-
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA		EUR / an	-	-	-	-	-	0,049779	0,049779	-
Y =		EUR / kWh HI	-	-	-	-	-	0,029869	0,029869	-
Z =		EUR / kWh LO	-	-	-	-	-	0,029869	0,029869	-
Zn =		EUR / kWh EN	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3. Tarif pour l'énergie réactive										
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive		EUR / kvarh	42,2%	42,2%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire		EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-
kvarh > %forfait * kWh total		EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage										
EUR / an		519,92	519,92	519,92	519,92	519,92	519,92	10,25	259,96	-
3. Surcharges										
3.1. Charges de pensions										
EUR / kWh T		0,000174	0,000174	0,000259	0,000259	0,000536	0,001000	0,001000	0,001000	-
3.2. Impôts & prélèvements										
Redevance de voirie		EUR / kWh T	0,003621	0,003621	0,003621	0,003621	0,007242	0,007242	0,007242	-
Impôt des sociétés & autres prélèvements		EUR / kWh T	0,000454	0,000454	0,000917	0,000917	0,002888	0,004077	0,004077	-
4. Tarif des obligations de service public										
EUR / kWh T		0,000908	0,000908	0,002140	0,002140	0,007984	0,011979	0,011979	0,011979	-
5. Tarifs de transport										
5.1. Coûts de transport Elia										
EUR / kWh T		0,0112618	0,0112618	0,0112618	0,0112618	0,0112618	0,0112618	0,0112618	0,0112618	-
5.2. Surcharges Elia										
EUR / kWh T		0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	-
5.3. Cotisation fédérale										
EUR / kWh T		0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	-

kWh T = kWh HI + kWh LO + kWh EN

(*) La puissance prise en considération est la puissance contractuelle

Grille tarifaire

Année 2022

Contrôle des soldes régulatoires de SIBELGA

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé en 2022 les soldes régulatoires pour l'exercice 2021. 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.

Pour l'année 2021, le solde régulatoire (non gérable) cumulé en électricité s'élevait à environ 124 millions d'euros, dont 28 millions non affectés à des projets spécifiques. En ce qui concerne le gaz, le fonds de régulation s'élève à 125 millions EUR, dont environ 89 millions encore non affectés. La quote-part attribuée au gestionnaire du réseau comme incitant sur coût gérable s'élève à 0,6 M€ pour l'électricité et 0,6 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 2021 à 23,2 M€ pour l'électricité 14,9 M€ pour le gaz.

Lors de chaque contrôle *ex post*, certains postes font l'objet d'un examen plus fouillé. En 2022, une attention particulière a été portée sur certaines catégories de coûts où une analyse plus poussée a été réalisée (charges financières, 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.

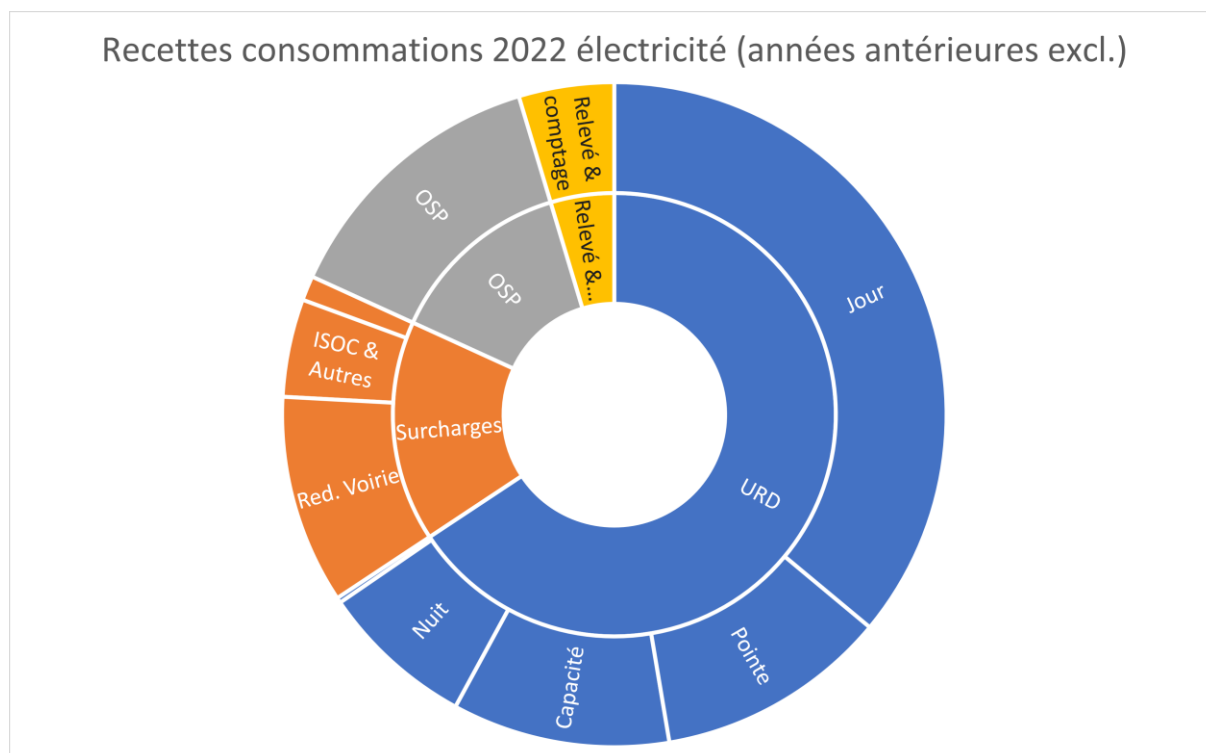
Cet exercice a permis de résorber encore un peu plus l'asymétrie d'information entre le régulateur et le GRD.

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. Le tarif capacitaire pour la basse tension représente 21% des recettes 2021 pour la basse tension, en hausse par rapport à 2021 et 2020 (quand le tarif capacitaire représentait 19% des recettes BT). L'activité de mesure et de comptage représente 4,7 % 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 23,5 millions € pour 2022.

Figure 16 : Décomposition des tarifs de distribution d'électricité 2022



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 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 16 : 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 17 : 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 a été 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

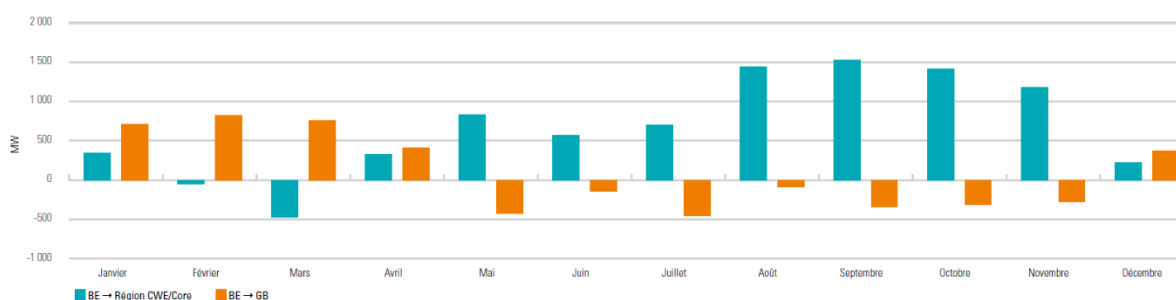
Contrairement à l'année 2021, 2022 a vu un certain nombre de changements significatifs dans les méthodes par lesquelles les capacités de transport ont été mises à disposition pour les échanges interzones. En particulier, le 8 juin 2022, le couplage de marché basé sur les flux des marchés *Day Ahead* dans la région de calcul des capacités Core est entré en vigueur. Ce couplage de marché a remplacé, pour la Belgique et ses plus proches voisins, le couplage de marché basé sur les flux qui était opérationnel dans la région CWE depuis mi-2015.

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 et 2021, en 2022, 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)2297 du 2 décembre 2021. Elia a publié chaque jour le calcul de la capacité minimale pour le couplage de marchés journalier fondé sur les flux CWE et Core à travers le Joint Allocation Office (JAO).

Depuis la mise en service de NEMO Link le 30 janvier 2019, la Belgique échange de l'électricité non seulement dans la région CWE/Core, mais aussi avec la Grande-Bretagne. Grâce, entre autres, à ces échanges avec la Grande-Bretagne, la Belgique a connu en 2022, comme en 2020 et 2021, une exportation physique nette. En effet, en 2022, la Belgique a exporté 5,6 TWh nets vers la région CWE/Core (0,6 TWh en 2021) et exporté 0,8 TWh nets vers la Grande-Bretagne (7,0 TWh en 2021). La figure suivante montre la moyenne mensuelle des échanges commerciaux de la Belgique dans la région CWE/Core et vers la Grande-Bretagne dans le marché journalier, y compris le marché à long terme.

Figure 17 : Moyennes mensuelles et annuelles des échanges transfrontaliers journaliers de la Belgique dans la zone CWE et vers la Grande Bretagne en 2022, 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)



En 2022, les importations brutes vers la Belgique se sont élevées à 12,9 TWh (contre 12,5 TWh en 2021) et les exportations brutes de la Belgique à 19,2 TWh (contre 20,1 TWh en 2021), soit une exportation physique nette de 6,3 TWh (contre une exportation physique nette de 7,6 TWh en 2021).

- Implémentation des Règlements européens

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. CACM¹¹⁴, EB¹¹⁵, SO¹¹⁶, ER¹¹⁷, RfG¹¹⁸ et 2019/94377), la CREG doit, avec d'autres autorités de régulation, prendre des décisions

¹¹⁴ 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

¹¹⁵ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

¹¹⁶ 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

¹¹⁷ 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

¹¹⁸ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

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.

Règlement européen CACM

Procédures de repli

La CREG a approuvé la demande d'Elia de modification des procédures de repli pour le *Core Day Ahead* couplage du marché¹¹⁹. Ces modifications visent à accroître la robustesse des procédures de couplage des marchés et à réduire la probabilité d'une déconnexion complète, en modifiant les délais opérationnels des procédures de réserve.

Participation aux coûts des NEMO

La CREG a approuvé la proposition d'Elia sur sa contribution aux coûts des bourses d'échange d'électricité actives en Belgique (les NEMO) pour la mise en place, la modification et l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier en 2022¹²⁰. La contribution qui sera effectivement due aux NEMO en 2022 fera l'objet d'un rapport d'Elia et d'une décision de la CREG en 2023.

Règlement européen SO

La CREG a approuvé la proposition de détermination des blocs RFP de la zone synchrone d'Europe continentale, telle que révisée par les régulateurs de la zone synchrone d'Europe continentale¹²¹.

La CREG a approuvé la proposition de convention de collaboration type avec les gestionnaires d'un réseau public de distribution soumise par Synergrid et Elia¹²².

En même temps, elle soulève plusieurs questions et commentaires et demande à Elia d'y donner suite dans la prochaine proposition de modification de la convention de collaboration type approuvée. Cette proposition devra être soumise au plus tard le 30 novembre 2023.

La CREG a approuvé la demande des régulateurs de la zone synchrone d'Europe continentale de modification de la méthode d'évaluation de la durée d'activation minimale requise pour que les unités ou groupes fournissant des réserves de rétablissement de fréquence restent disponibles en état d'alerte. La CREG prie donc Elia de réévaluer ladite durée d'activation minimale en tenant compte des améliorations demandées par les régulateurs¹²³.

¹¹⁹ Décision (B)2375 du 7 avril 2022 relative à la demande d'approbation de la SA Elia Transmission Belgium et de tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité Core concernant les modifications aux procédures de repli.

¹²⁰ Décision (B)2400 du 23 mai 2022 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 2022.

¹²¹ Décision (B)2387 du 23 mai 2022 relative à la proposition commune révisée, de la SA Elia Transmission Belgium et de tous les gestionnaires de réseau de transport de la zone synchrone d'Europe continentale, modifiant la détermination des blocs RFP s'agissant de la zone RFP Danemark Ouest.

¹²² Décision (B)2384 du 22 août 2022 relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA de convention de collaboration type avec les gestionnaires d'un réseau public de distribution, telle que soumise le 30 septembre 2021.

¹²³ Décision (B)2500 du 22 décembre 2022 relative à la demande d'approbation de la proposition commune de la SA Elia Transmission Belgium et des gestionnaires du réseau de transport de la zone synchrone d'Europe continentale pour la durée d'activation minimale que doivent assurer les fournisseurs de FCR conformément à l'article 156.10.

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 21 janvier 2022, la CREG a rendu, à la demande de la ministre 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'Elia¹²⁴. Les listes adaptées proposées par Elia ont été approuvées par arrêté ministériel du 17 février 2022, publié au Moniteur belge le 15 mars 2022.

Autres règlements

Règles d'allocation harmonisées par la région Core

En juillet 2021, la CREG a reçu une demande d'approbation conjointe d'Elia et des autres gestionnaires de réseau de transport de la région *Core* pour des modifications des exigences régionales relatives aux règles d'enchères harmonisées pour le marché à long terme. Ces modifications sont nécessaires pour mettre en œuvre l'introduction prévue de droits à long terme à la frontière entre zones de dépôt des offres entre la Hongrie et la Slovaquie.

Après accord avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver ces modifications¹²⁵.

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

La CREG a approuvé la demande d'Elia de modifications des 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 intrajournalières¹²⁶.

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

En vertu du règlement (UE) 2019/943, tous les gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau (en l'espèce, la région « Europe centrale ») doivent soumettre conjointement une proposition pour la création de centres de coordination régionaux.

Après l'approbation de cette proposition par la CREG en mars 2021 (voir rapport annuel 2021), la CREG a approuvé un certain nombre de modifications à la demande d'Elia¹²⁷. Ces modifications sont liées à

¹²⁴ Avis (A)2330 du 21 janvier 2022 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.

¹²⁵ Décision (B)2303 du 27 janvier 2022 relative à la proposition commune, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, modifiant les exigences régionales relatives aux règles d'enchères harmonisées.

¹²⁶ Décision (B)2475 du 17 novembre 2022 relative à la demande d'approbation de la SA Elia Transmission Belgium de règles d'allocation et de nomination adaptées pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne

¹²⁷ Décision (B)2475 du 17 novembre 2022 relative à la demande d'approbation de la SA Elia Transmission Belgium de règles d'allocation et de nomination adaptées pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne.

la participation de nouveaux gestionnaires de réseau de transport aux centres de coordination régionaux Coreso et TSCNET d'une part, et à l'exclusion d'autres gestionnaires de réseau de transport d'autre part. Un certain nombre de modifications des statuts et des règles de procédure ont également été approuvées.

Capacité minimale disponible pour les échanges entre zones

La CREG a reçu, en octobre 2021, une demande d'approbation d'Elia pour une dérogation à l'obligation de mettre à tout moment 70 % de la capacité de transport à la disposition du marché entre zones en 2023. Cette dérogation s'applique, comme les années précédentes, dans les circonstances spécifiques où les flux de boucle dépassent un seuil prédéterminé. La CREG a approuvé cette demande après l'organisation d'une consultation publique avec toutes les parties prenantes¹²⁸.

Monitoring de l'implémentation des méthodologies adoptées

Capacités de transport devant être mises à disposition des échanges transfrontaliers

La CREG a examiné dans quelle mesure Elia a mis une capacité de transport suffisante à disposition des échanges transfrontaliers en 2021¹²⁹. Il ressort des analyses qu'entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021, Elia a respecté les marges minimales pendant au moins 62,2 % des heures considérées et sur 99,2 % des éléments de réseau observés, en tenant compte de la dérogation pour les flux de boucle. En matière de conformité par heure considérée, cela représente une baisse par rapport à l'année précédente durant laquelle Elia avait respecté ses obligations légales pendant 81,3 % des heures.

Mise en œuvre du *Core Day Ahead Flow-Based Market Coupling Project*

Dans le contexte de la mise en œuvre du *Core Day Ahead Flow-Based Market Coupling Project*, les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO compétents organisent depuis début 2021 un external parallel run, dans le cadre duquel les résultats des nouvelles procédures de calcul et d'allocation des capacités ont été testés et publiés. La CREG a examiné ces résultats en détail et publie les principales conclusions et points d'attention pour les parties concernées¹³⁰.

Le 8 avril 2022, les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO du *Core Day Ahead Flow-Based Market Coupling Project* ont communiqué un report, au 8 juin 2022, de l'entrée en vigueur du couplage des marchés fondé sur les flux dans la région Core, initialement prévue le 20 avril 2022¹³¹.

Parmi les problèmes évoqués figuraient le manque de stabilité des processus de calcul des capacités, le risque élevé de capacités faibles ou inexistantes pour l'échéance infrajournalière et des marges trop faibles entraînant un problème de discrimination dans les processus de calcul et d'allocation des capacités. Enfin, la CREG a analysé le fonctionnement du mécanisme du *Core Day Ahead flow-based market coupling* et l'impact des adaptations individuelles apportées au processus coordonné de calcul de la capacité¹³².

¹²⁸ Décision (B)2446 du 27 octobre 2022 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, d'une adaptation de la proposition de création de centres de coordination régionaux pour la région d'exploitation du réseau « Europe centrale ».

¹²⁹ Étude (F)2350 du 24 mars 2022 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 2021.

¹³⁰ Note (Z)2359 du 31 mars 2022 sur le fonctionnement et les résultats des external parallel runs du projet *Core Day Ahead Flow Based Market Coupling*.

¹³¹ Note (Z)2390 du 7 juillet 2022 sur l'enquête de la CREG relative au report de la mise en service du *Core Day Ahead Flow-Based Market Coupling*.

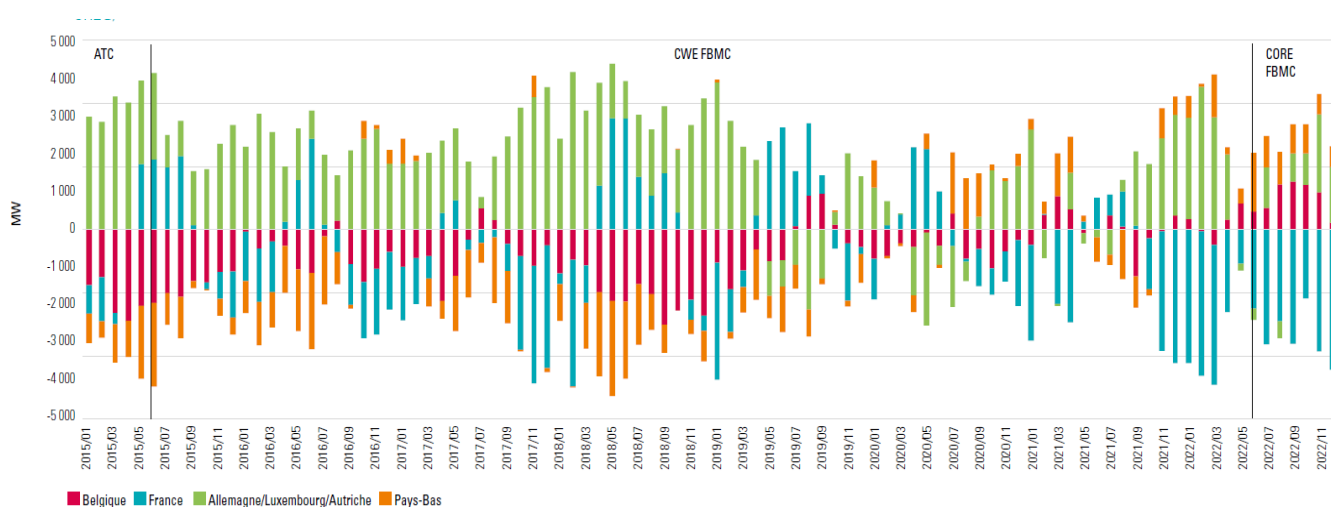
¹³² Étude (F)2458 du 6 octobre 2022 sur le fonctionnement du *Core Day Ahead flow-based market coupling mechanism* et sur l'impact des faibles marges disponibles pour les échanges entre zones.

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

Les échanges effectués dans le cadre du couplage de marchés journalier CWE se sont élevés en moyenne à 4 405 MW en 2022 contre 4 213 MW en 2021. Cette augmentation est illustrée dans la figure 12 qui montre l'évolution des positions nettes mensuelles de toutes les zones de dépôt des offres de la région CWE.

Figure 18 : Moyennes mensuelles des positions nettes journalières des zones CWE, y compris les nominations à long terme, avant et après l'introduction du FBMC le 21 mai 2015 (sources : GRTs CWE, calculs CREG)



Mise en œuvre des règles de gestion de la congestion

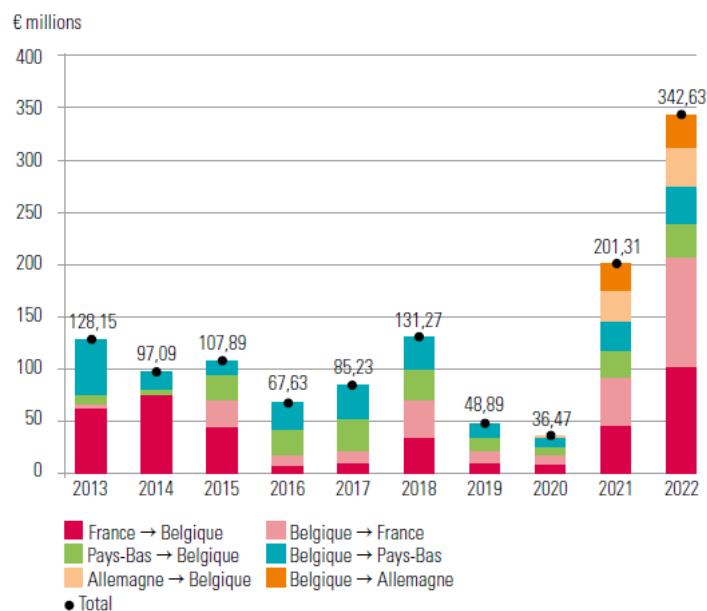
Le tableau suivant illustre l'évolution des revenus annuels des capacités d'importation et d'exportation sur les frontières belges avec la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Royaume- Uni, acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 150,71 millions d'euros pour acquérir les capacités annuelles et mensuelles offertes en 2022. Comme la plupart des années précédentes, les revenus générés par les enchères annuelles en 2022 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.

Tableau 18 : Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions EUR) (Sources : données Elia, calculs CREG)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2013	36,7	20,7	57,4
2014	42,6	24,1	66,6
2015	65,1	37,1	102,1
2016	33,4	30,8	64,2
2017	42,0	22,7	64,6
2018	40,2	61,2	101,4
2019	60,2	15,0	75,2
2020	38,2	12,4	50,6
2021	36,90	26,5	63,40
2022	118,21	32,5	150,71

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 2013 à 2022. 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 19 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)



En 2022, les rentes de congestion brutes générées aux frontières belges en J-1 se sont élevées à 342,63 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 70 % par rapport à 2021, qui représentait déjà une augmentation de 450 % par rapport aux rentes générées en 2020. Les rentes de congestion sont générées sur les trois frontières belges dans la région CWE ou Core : 68,4 millions d'euros à la frontière belgo-néerlandaise, 205,8 millions à la frontière franco-belge et 68,4 millions à la frontière germano-belge. Ce nouveau record à la hausse des rentes de congestion s'explique par un niveau élevé d'échanges transfrontaliers combiné à de très forts différentiels de prix, notamment entre la Belgique et la France.

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 2022, les rentes de congestion générées sur

Nemo Link ont dépassé le « cap », entraînant le reversement d'un montant, encore à calculer de manière définitive, aux utilisateurs du réseau. Fin 2022, Nemo Link a anticipativement reversé 69 millions d'euros à Elia, qui viendront en déduction des coûts à couvrir par les tarifs 2024-2027.

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 19 à 26 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 la Belgique et la France, la Belgique et le Royaume-Uni, la Belgique et l'Allemagne.

Tableaux 19 à 26 : 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 (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2023	250	250	3578	250	98	16/11/22
2022	250	250	3284	250	29,23	23/11/21
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	07/12/18
2018	100	100	1441	100	2,31	05/12/17
2017	200	200	2963	200	2,08	30/11/16

FRANCE VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2023	1450	1450	19552	1450	4,43	16/11/22
2022	1400	1400	12895	1400	1,75	23/11/21
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	07/12/18
2018	1400	1400	11311	1400	1,50	05/12/17
2017	1450	1450	14898	1448	1,16	30/11/16

BELGIQUE VERS LES PAYS-BAS

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2023	473	473	6548	473	13,24	16/11/22
2022	473	473	4867	473	4,79	23/11/21
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 (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2023	473	473	7073	473	10,33	16/11/22
2022	473	473	5004	473	3,11	23/11/21
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-UNI¹³³

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2023	350	350	2457	350	13,44	-
2022	675	675	4286	675	22,24	-
2021	600	600	5605	600	9,21	-
2020	100	100	5989	200	6,69	-

ROYAUME-UNI VERS LA BELGIQUE¹³⁴

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2023	425	3535	425	425	1,45	-
2022	675	5118	675	675	0,29	-
2021	603	603	5919	600	0,35	-
2020	100	100	1375	99	0,98	-

BELGIQUE VERS L'ALLEMAGNE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2023	260	260	3490	260	27,4	16/11/22

¹³³ Les capacités annuelles à la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni sont mises aux enchères en plusieurs tours. Les capacités offertes, disponibles, demandées et allouées dans les deux tableaux comprennent la somme de toutes les enchères réussies, les prix comprennent les prix moyens. Pour cette raison, la date de début des enchères n'est pas non plus incluse.

¹³⁴ *Ibidem*.

2022	260	260	3337	260	5,16	23/11/21
------	-----	-----	------	-----	------	----------

ALLEMAGNE VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2023	260	260	4411	260	12,26	16/11/22
2022	260	260	3823	260	4,26	23/11/21

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%22IsCWEFBMCrelevantDocumentation%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 Slovaquie, 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.

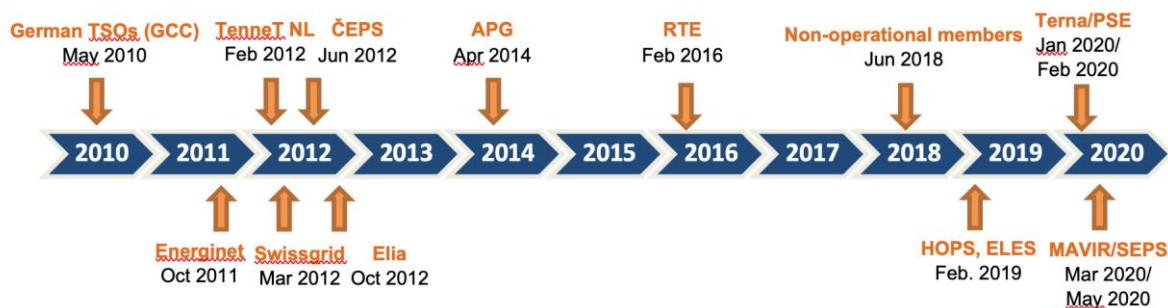
Actuellement le "Full Activation Time" (FAT) dans le LFC area d'Elia est de 7.5 minutes. Elia prévoit de passer à une FAT de 5 minutes au plus tard le 17/12/2024. L'adaptation sera incluse au plus tôt après le prochain design en 2022.

Le 1^{er} juin 2022, la plateforme a été mise en service avec succès.

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 20 : 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 2013¹³⁵ :

- **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 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.

¹³⁵ 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.

- 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 2015¹³⁶ :

- Le projet BRABO : Au niveau national et international, le projet Brabo renforce l’axe nord-sud de la Belgique ainsi que le réseau européen interconnecté. Il permet d’améliorer les possibilités de fonctionnement du marché à l’échelle internationale et de réduire la dépendance du parc de production belge. Le projet est réalisé en différentes phases.

BRABO I : n octobre 2016, Elia a finalisé la première phase (Brabo I) qui impliquait l’installation de nouveaux transformateurs déphaseurs à Zandvliet et le renforcement de la ligne à haute tension Doel-Zandvliet en 380 kV.

Brabo II + III : comprennent la création d’une liaison aérienne 380 kV supplémentaire à deux ternes entre les postes de Zandvliet et Mercator (Kruibeke), sur l’axe nord-sud d’Anvers, afin de pérenniser l’augmentation visée de la capacité d’interconnexion au niveau de la frontière nord après la réalisation de la première phase de Brabo. La sécurisation de l’augmentation de la consommation industrielle dans la zone portuaire d’Anvers (qui concerne principalement la phase II) et la création d’une capacité d’accueil pour la production centralisée :

- 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 ;
- 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.

¹³⁶ 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.

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 PCI¹³⁷ 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 2019¹³⁸, 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 nouvelle sous-station *onshore* qui sera intégrée au réseau de transport existant. En 2021 la CREG a donné son avis sur la conception du réseau MOG II¹³⁹.

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

¹³⁷ 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.

¹³⁸ 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.

¹³⁹ Avis (A)2302 du 26 novembre 2021 Modular Offshore Grid phase 2 : projet d'extension du réseau de transport en mer

production et la future infrastructure de transport (nombre de plateformes, câbles, conception du réseau, etc.).

En 2021, la Commission a adopté une cinquième liste de PCI comptant 98 projets : 67 projets relatifs au transport et au stockage d'électricité, 20 dans le secteur du gaz, 6 concernant le réseau de CO2 et 5 projets de réseaux intelligents.

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.

Ce projet a été finalisé le 4 novembre 2022.

Le projet Lonny-Achêne-Gramme : Ce projet porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achêne/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 2029-2030.

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 2028-2030.

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

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. La CREG a en outre approuvé, en concertation avec l'Ofgem et à la demande d'Elia et de Nemo Link, des améliorations aux procédures d'allocation explicite des capacités déjà en place.

Au niveau régional, en 2022, 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. Enfin, la CREG fait également partie de la région d'exploitation du réseau Europe centrale qui coordonne la mise en œuvre régionale du règlement SO.

Une décision a été approuvée au sein de la région Core, apportant des modifications aux procédures de repli régionales déjà approuvées et mises en œuvre précédemment pour le couplage unifié des marchés journaliers et infrajournaliers. Les activités dans la région Core ont été principalement axées sur la facilitation de l'entrée en vigueur du couplage des marchés fondé sur les flux dans le cadre de l'échéance journalière (le « Core DA FB MC Project ») le 9 juin 2022 et sur l'analyse de son fonctionnement.

En outre, les préparatifs nécessaires sont en cours pour approuver les modifications des méthodologies de calcul de la capacité infrajournalière et leur mise en œuvre à la mi-2023. Au sein de la zone synchrone Europe continentale, plusieurs décisions ont été approuvées, notamment la méthodologie relative à la durée d'activation minimale pour les fournisseurs de FCR et la modification de la définition des blocs RFP.

Au sein de la région d'exploitation du réseau, l'établissement et la désignation des centres de coordination régionaux Coreso et TSCNet ont été approuvés en 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 2022.

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

Le lecteur est renvoyé au point 1.1.1 du présent rapport.

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.

En 2022, quatre mises en demeure ont été adressées à des gestionnaires de réseaux de distribution et cinq à des fournisseurs. Cela a donné lieu à plusieurs décisions de sanction et à des recouvrements.

Les amendes effectivement imposées figurent dans les décisions de la VREG du 6 juillet 2022 :

- à l'égard des gestionnaires de réseau de distribution : valeurs mensuelles informatives ([BESL-2022-81](#) jusqu'à [BESL-2022-90](#))

- à l'égard des fournisseurs (TotalEnergies Power & Gas Belgium SA) : Facturation mensuelle électricité ([BESL-2022-94](#))

2.5.2.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

2.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

Contentieux

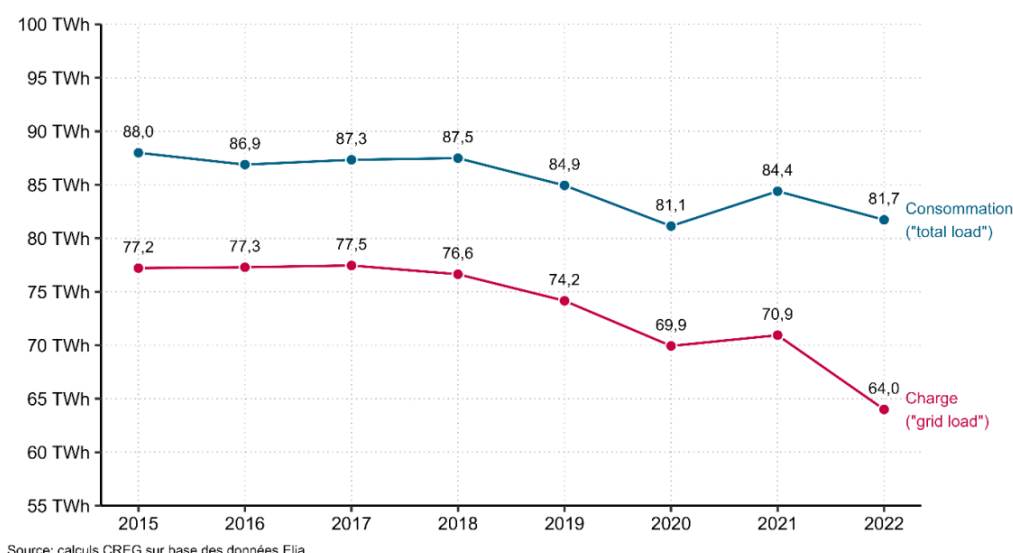
Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

2.6. CONCURRENCE

2.6.1. Marché de gros

En 2022, la consommation électrique belge totale, telle que mesurée par Elia, s'est élevée à 81,7 TWh et a donc connu une baisse de 3,2 % par rapport à 2021 alors qu'une augmentation de 4,1% par rapport 2020 avait été enregistrée. La charge du réseau de transport diminue donc beaucoup plus que la consommation totale. Cela s'explique par la forte augmentation de la production locale d'électricité non mesurée, consommée sur place, qui n'est pas incluse dans la charge du réseau de transport mais dont les estimations sont incluses dans le prélèvement total, provenant en particulier des installations photovoltaïques

Figure 21 – Consommation et charge du réseau de transport d'Elia (en TWh)



La baisse observée du prélèvement d'électricité s'est manifestée principalement à partir de septembre, vraisemblablement en réaction aux prix élevés de l'électricité observés vers la fin de l'été 2022 par les clients industriels et résidentiels. Au cours des mois d'octobre, novembre et décembre 2022, les moyennes horaires de la consommation totale ont été chacune inférieures d'environ 7 à 8 % à celles de 2021.

Les centrales électriques belges ont produit 89,9 TWh en 2022, soit une légère baisse (-3,8%) par rapport à la quantité record d'électricité en 2021 où 93,4 TWh ont été produits dans la zone de réglage belge¹⁴⁰.

La production nucléaire a diminué par rapport à l'année précédente, en raison d'un certain nombre d'indisponibilités temporaires et de la mise à l'arrêt définitive de Doel 3 à la fin du mois de septembre. La production à partir de sources renouvelables (énergie solaire et éolienne provenant de parcs éoliens onshore et *offshore*) a augmenté pour atteindre 17,3 TWh (19,2 % de la production totale d'électricité) en 2022.

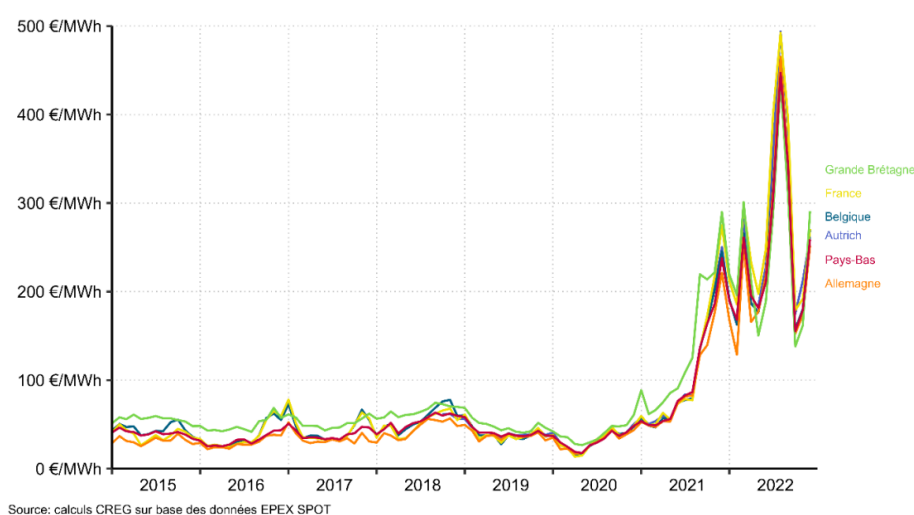
En ce qui concerne les énergies renouvelables, la production des centrales photovoltaïques, en particulier, a augmenté de 1,7 TWh, soit une hausse considérable de 37,2 % par rapport à 2021. Cette forte augmentation est due à une augmentation de la capacité installée, d'une part, et à de meilleures conditions météorologiques, d'autre part, ce qui entraîne une meilleure utilisation de la capacité installée.

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 2022, le prix moyen de l'électricité sur le marché *Day Ahead* belge était de 244,5 €/MWh : un prix nettement supérieur aux prix moyens en Allemagne (235,4 €/MWh), en Grande-Bretagne (241,6 €/MWh) et aux Pays-Bas (241,9 €/MWh), mais aussi nettement inférieur à ceux de l'Autriche (261,4 €/MWh) et de la France (276,3 €/MWh). Ces augmentations de prix sont le résultat de situations connues sur les marchés (internationaux) du gaz et de l'électricité, qui ont déjà été largement rapportées - notamment par la CREG2. Les prix annuels moyens sont supérieurs d'un facteur 5 à 6 aux niveaux de prix historiques « normaux », tant en Belgique que dans les pays voisins¹⁴¹.

Figure 22 – Moyennes mensuelles des prix journaliers en Belgique et dans les d'enchères voisines (en €/MWh)

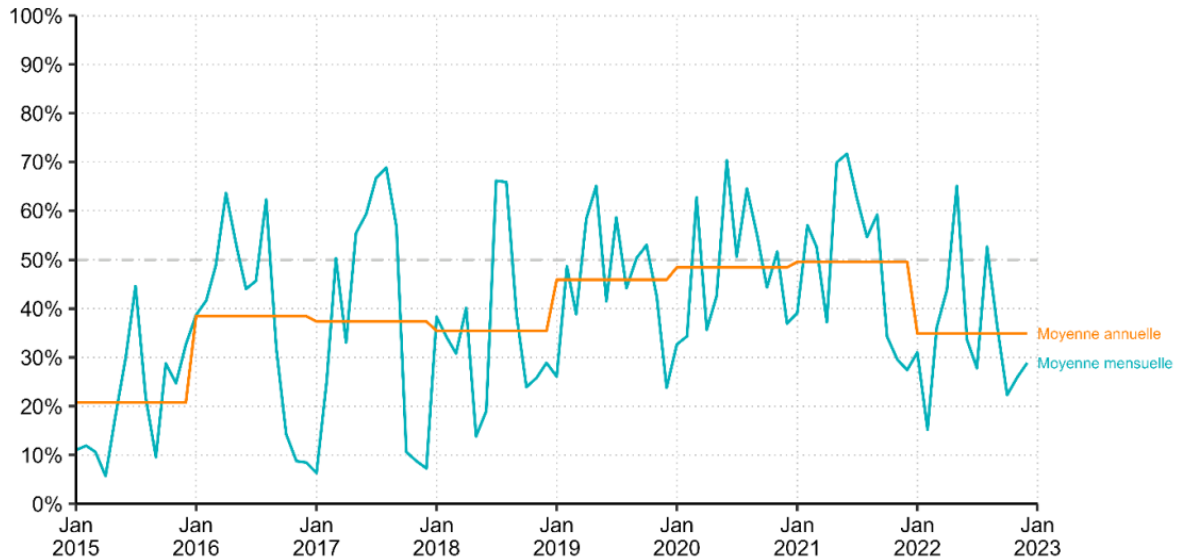


¹⁴⁰ Les chiffres de production d'électricité sont basés sur les données de l'Entso-E Transparency Platform (« ETP », datasets 16.1.B_C) et donc pas sur les injections CIPU mesurées et rapportées d'Elia. Les données ETP contiennent les mesures d'unités de production. Lorsque ces mesures ne sont pas disponibles (par ex. pour les petites unités de production), des estimations sont utilisées.

¹⁴¹ Note (Z)2505 26 janvier 2023 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2022.

Après des années de fluctuation entre 40 et 50 %, la convergence des prix³ est tombée à 35,4 % en 2022 (contre 49,6 % en 2021). Ce déclin de la convergence est très probablement lié aux conditions de marché difficiles dans les zones de dépôt des offres européennes (CWE) au cours de l'année 2022, ce qui a conduit à la nécessité d'échanger des volumes d'électricité plus importants pour équilibrer l'offre et la demande au niveau des zones. Le nombre annuel et mensuel d'heures avec convergence des prix (exprimé en pourcentage du nombre total d'heures d'un mois) est indiqué dans la figure suivante.

Figure 23 – Part moyenne mensuelle des heures avec convergence des prix entre zones de dépôt des offres CWE (BE, NL, FR, DE, AT)

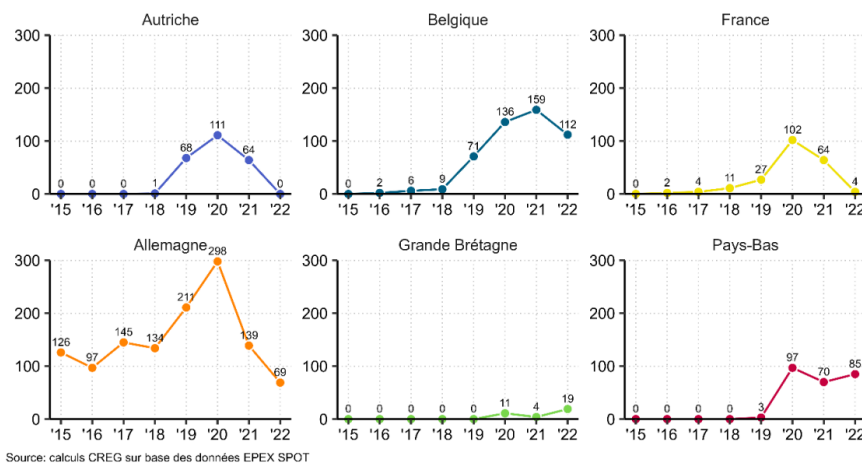


Note : la convergence des prix est observée lorsque les différences de prix entre toutes les zones de dépôt des offres CWE sont inférieures à 0,1 €/MWh

Source: calculs CREG sur base des données EPEX SPOT

De tous ses pays voisins, la Belgique reste la zone de dépôt des offres présentant le plus grand nombre d'heures pendant lesquelles des prix négatifs ont été établis sur le marché *Day Ahead*. Pendant 112 heures (1,3 % du temps), le prix de compensation sur le marché *Day Ahead* lié belge était négatif. Il s'agit d'une baisse par rapport à l'année précédente, où ce phénomène s'était produit pendant 159 heures. Dans de nombreux pays voisins, tels que l'Autriche, la France et l'Allemagne, le nombre d'heures présentant des prix négatifs a fortement diminué - seuls les Pays-Bas et la Grande-Bretagne ont connu de modestes augmentations. Ces tendances sont résumées dans la figure 18.

Figure 24 – Evolution annuelle du nombre d'heures avec des prix journaliers négatifs en Belgique et dans les pays voisins

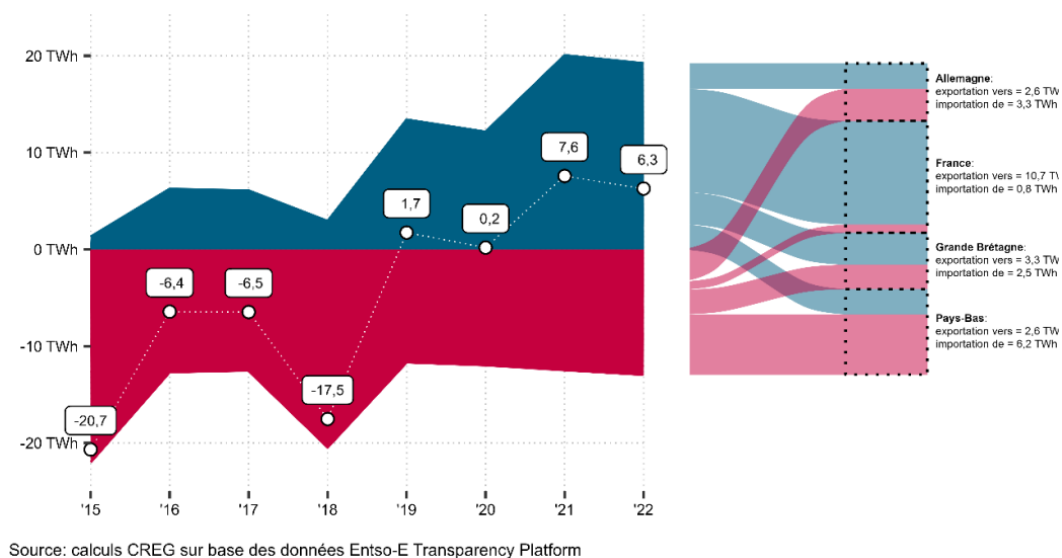


Source: calculs CREG sur base des données EPEX SPOT

Interconnexions :

Les exportations physiques d'électricité se sont élevées à 19,2 TWh en 2022, en légère baisse par rapport à la valeur record de 2021, où ces flux ont représenté 20,0 TWh. La plupart (10,7 TWh) sont allés à la France, ensuite à la Grande-Bretagne (3,3 TWh). Dans le même temps, 12,9 TWh d'électricité ont également été importés, principalement des Pays-Bas (6,2 TWh) et d'Allemagne (3,3 TWh). Cela a conduit à un solde positif des exportations (les exportations nettes se sont élevées à 6,3 TWh contre 7,6 TWh en 2021) : depuis 2019, la Belgique est, de manière structurelle et croissante, un exportateur d'électricité. Cela contraste fortement avec les années précédentes, où la Belgique devait structurellement importer d'importants volumes d'électricité (avec un niveau plancher de 20,7 TWh d'importations nettes en 2015).

Figure 25 – Evolution des flux d'importations (rouge) et d'exportation (bleu) physiques totaux depuis 2015 et décomposition par frontière en 2022.



Le degré de transparence

La CREG a analysé les contrats de fourniture d'électricité et le comportement de prélèvement de grands clients industriels belges en 2021¹⁴². Cette étude est notamment basée sur deux études préalablement réalisées concernant les mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2020 dans les contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'Electrabel et de Luminus¹⁴³. Bien que la durée de deux années reste la plus observée dans les contrats de fourniture, on observe une augmentation du recours à des contrats d'une durée d'une année et ce au détriment des contrats d'une durée de trois années, qui perdent en popularité. Par ailleurs, la prolongation de certains contrats connaît un certain succès chez certains fournisseurs.

Le prix de l'énergie facturé est globalement en hausse depuis 2017 et cette hausse s'est accentuée en 2021 : les 50 % de clients médians avaient un prix situé entre 60 €/MWh et 90 €/MWh. Bien que ces « clicks » ne concernaient que 13 % des volumes fournis en 2021, ce sont les « clicks » effectués sur les cotations des contrats *Quarterly*, *Monthly* et *Day Ahead* qui expliquent la forte augmentation du prix

¹⁴² Étude (F)2443 du 8 décembre 2022 relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2021.

¹⁴³ Étude (F)2465 du 27 octobre 2022 relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2021 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'Electrabel sa et étude (F)2466 du 27 octobre 2022 relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2021 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de Luminus sa.

de l'énergie observée entre 2020 et 2021 chez une fraction significative des grands consommateurs industriels.

L'augmentation sensible des parts de marché d'Electrabel observée en 2020 et 2021 pour aboutir à 62 % des volumes fournis contraste avec l'évolution observée jusqu'alors depuis le début de la libéralisation : alors que la part de marché, selon la consommation totale facturée, 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.

Au cours des premières années de la libéralisation, les groupes Luminus, Uniper et RWE étaient les principaux bénéficiaires de la baisse des parts de marché d'Electrabel. Entre 2010 et 2016, l'importante baisse de la part de marché d'Electrabel s'explique, d'une part, par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs et, d'autre part, par le développement par certains clients industriels de leurs propres activités de fourniture. Depuis 2016, outre l'augmentation des parts de marché du groupe Electrabel (+ 10%) qui est principalement intervenue entre 2019 et 2021, ce sont essentiellement les groupes Luminus (+ 5 %) et Total (+ 2,5 %) qui ont pris des parts de marché au détriment d'Axpo (- 8,5 %), du groupe RWE (- 4,5 %) et du groupe Uniper (- 4 %) qui a mis définitivement un terme à ses activités en Belgique au 1^{er} janvier 2020.

Le prélèvement d'électricité annuel d'électricité des grands clients industriels augmente à 17,9 TWh en 2021. Cette augmentation est généralisée dans quasiment tous les secteurs. L'industrie manufacturière représente environ 80 % du prélèvement d'électricité des grands clients industriels. La différence entre les prélèvements quotidiens minimum et maximum reste stable par rapport à 2020. La charge de base prélevée chez les clients industriels a diminué en 2021 à 62 %. En comparaison, la charge de base du prélèvement total du réseau d'Elia est plus faible (54 %).

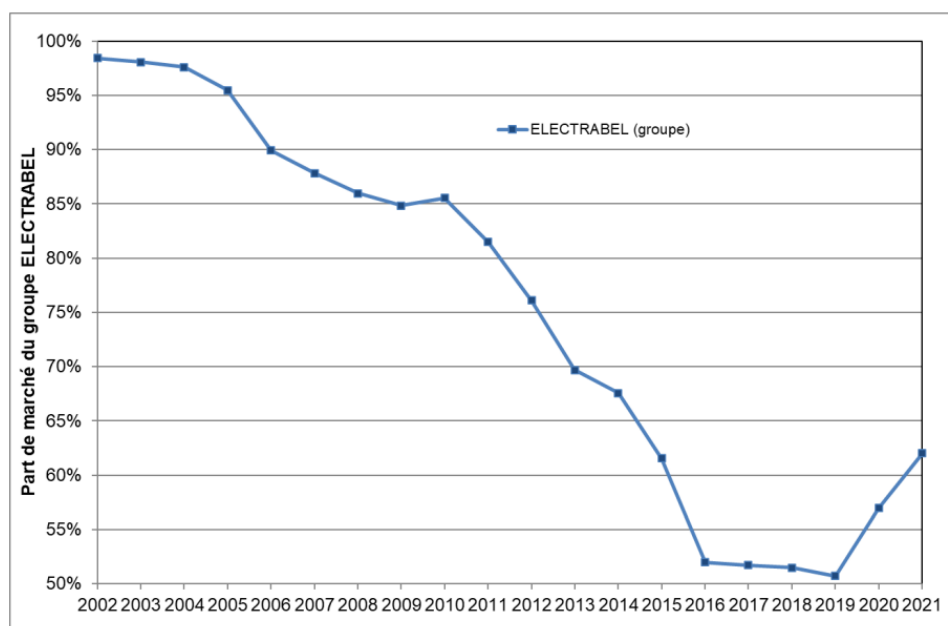
Enfin, neuf clients directs d'Elia (72 points d'accès) ont changé de fournisseur en 2021. L'approvisionnement des clients industriels est analysé plus en détail par un aperçu des échanges d'énergie entre ARP. La situation de 2021 est comparée à celle de 2020. Le rapport entre les volumes d'énergie achetés sur les marchés à court ou à long terme et les volumes échangés bilatéralement est resté largement stable entre 2021 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 ELECTRABEL¹⁴⁴. Ce fournisseur a fourni, en 2021, 55 % des grands clients industriels belges et a couvert 62 % de la consommation totale facturée à ces derniers.

¹⁴⁴ Le groupe ELECTRABEL reprend les sociétés ELECTRABEL, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium BLUE SKY (liquidé).

Figure 26 : 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)



Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs

L'augmentation sensible des parts de marché d'Electrabel observée en 2020 et 2021 à la Figure 8 – 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, comme illustré à la Figure 21, ce sont essentiellement les groupes Luminus¹⁴⁵ Uniper¹⁴⁶ et RWE¹⁴⁷ qui ont 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 a ensuite été résorbée suite à la relance de nouvelles activités en Belgique. 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, Total¹⁴⁸ 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.

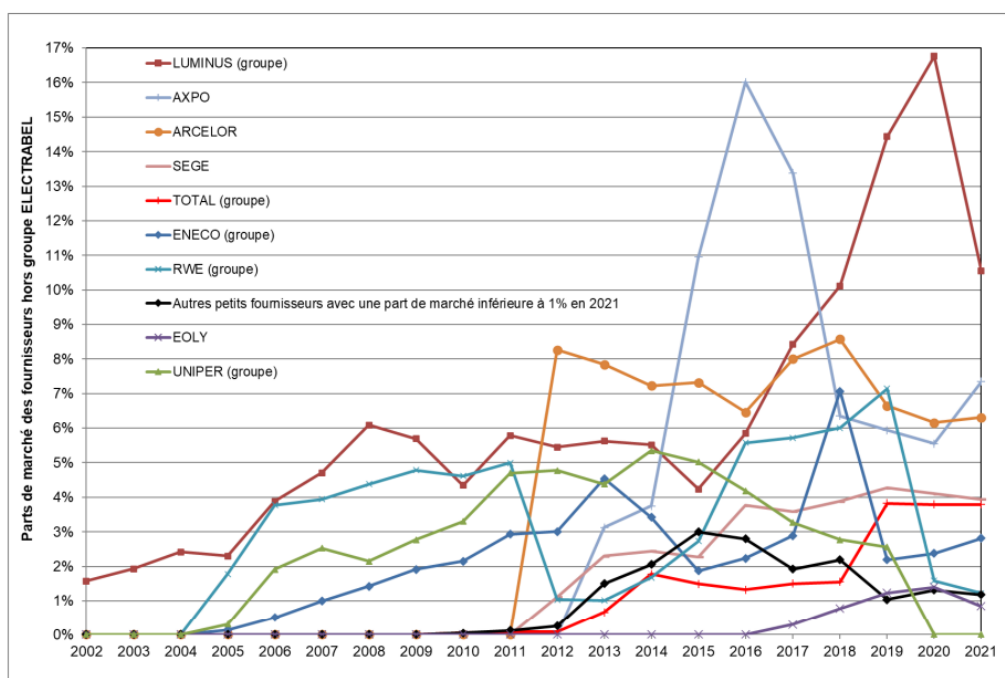
¹⁴⁵ Le groupe Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.

¹⁴⁶ Le groupe UNIPER reprend la société E.ON.

¹⁴⁷ Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, ESSENT et POWERHOUSE.

¹⁴⁸ Le groupe TOTAL reprend les sociétés Total Gas&Power Belgium, total Gas\$Power Limited et Lampiris.

Figure 27 : Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'ELECTRABEL, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels



Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs

Depuis 2016, outre l'augmentation des parts de marché du groupe Electrabel (+10%) qui est principalement intervenue entre 2019 et 2021, ce sont essentiellement les groupes Luminus (+5%) et Total (+2,5%) qui ont pris des parts de marché au détriment d'Axpo (-8,5%), du groupe RWE (-4,5%) 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	2022
Electricity Production	21,29 GW	20,6	21,585	22,7	23,1	23,9	25,7	27,1
Number of active wholesale companies	NAV	NAV	NAV	34	38	56	NAV	NAV
Total electricity demand (TWh)	77	7	77	77	74	70	71	64,0
Imports volume (TWh)	20,8	7,7	7,8	21,8	11,3	11,2	12,5	12,9
Exports volume (TWh)	0	1,2	1,2	4,3	13,6	12,1	20,1	19,2
Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by capacity	91.9%	89,4%	89,99%	88,1%	88,3%	86%	NAV	NAV
Market share of the largest entities	83,2%	93,6%	93,07%	90,3%	91,5%	88%	NAV	NAV

<i>producing electricity (CR3) by volume</i>								
<i>HHI of electricity producers</i>	4679	6303	6152	5130	5450	5648	NAV	NAV
<i>Number of traders active in the wholesale market</i>	56	44	46	57	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Traded volume in the spot electricity market (TWh)</i>	23,7	19,6	17,9	25,9	18,4	NAV	18,2	22,1
<i>Traded volume in futures markets</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Total Traded volume</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Average spot electricity price</i>	44,7	36,6	44,6	55,3	39,4	31,89	104,1	244,5
<i>Generation fuel mix by source (GW)</i>	0.7358	0	0	0	0		NAV	NAV
• Coal	4,982	6,5	6,688	7	6,6	0	0	0
• Natural gas					0,3	6,6	7.6	7,3
• Petroleum	2,172	2,3	2,807	3,2	1,5	0,2	NAV	NAV
• Nuclear	2,958	3,15	3,88	3,6	3,3	5,9	5,9	4,9
• Hydro					3,8	1,5	1,5	1,5
• Solar						3,9	4,8	6,9
- Wind (on- and offshore)						3,8	4,8	5,3
<i>Electricity production market share (%)</i>	9	93%	93%	79%	102%	100%	100%	NAV
<i>Total installed generation capacity</i>	20,5	20,6	21,3	21,9	23,1	23,9	25,7	27,1

2.6.3. Marché de détail

Dans son rapport sur les prix de janvier 2022¹⁴⁹, la CREG constate que le niveau de prix est très élevé en comparaison avec les niveaux de prix moyens de ces dernières années. Les paramètres d'électricité ont atteint jusqu'à 300 €/MWh et ceux du gaz naturel près de 115 €/MWh. Par rapport à décembre 2021, les prix de l'énergie ont augmenté de 40 % à 50 % en moyenne pour l'électricité et de 55 % à 60 % pour le gaz naturel.

¹⁴⁹ Rapport (RA)2305/3 du 27 janvier 2022 sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

Dans son rapport sur les prix de février 2022¹⁵⁰, la CREG note une légère baisse des prix. Pour les produits variables indexés sur une base mensuelle, elle constate une baisse moyenne des prix d'environ 13 à 14 %. Le niveau de prix des paramètres continue de fluctuer entre 200 €/MWh et 300 €/MWh pour l'électricité et entre 80 €/MWh et 115 €/MWh pour le gaz naturel. La CREG observe également ces évolutions sur le marché de détail.

Dans ce même rapport, la CREG préconise l'abandon des paramètres (spot) pondérés et des paramètres *forward* qui sont basés sur une seule cotation sur la bourse de l'énergie. Dans son rapport sur les prix de mars 2022¹⁵¹, la CREG observe que le niveau des prix de détail est similaire à celui de février 2022 tandis que le niveau des prix de gros continue de fluctuer entre 160 €/MWh et 300 €/MWh pour l'électricité et entre 80 €/MWh et 115 €/MWh pour le gaz naturel. Compte tenu des circonstances exceptionnelles de marché et pour inciter les fournisseurs à proposer à nouveau une offre attractive à prix fixe, la CREG considère que la réintroduction temporaire d'une indemnité de rupture en cas de résiliation anticipée d'un contrat à prix fixe pourrait réduire le risque supporté par le fournisseur, l'inciter à proposer à nouveau une offre attractive à prix fixe et faire baisser les prix pour le consommateur.

Dans son rapport sur les prix d'avril 2022¹⁵², la CREG observe que le niveau des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages augmente considérablement par rapport à mars 2022, tant pour les produits fixes que pour les produits variables. La CREG plaide pour des paramètres mensuels basés sur toutes les cotations pour la même période et pour l'abandon de certains paramètres qui rendent l'offre inutilement complexe pour le consommateur lorsqu'il s'agit de choisir un produit variable. Elle réitère aussi sa proposition d'introduire temporairement une indemnité de rupture en cas de résiliation anticipée des contrats à prix fixe. Dans son rapport sur les prix de mai 2022¹⁵³, la CREG observe que le niveau des prix de l'électricité et du gaz naturel baisse mais reste à un niveau très élevé. Pour la première fois, les fiches tarifaires montrent une différence de prix à l'avantage des produits de gaz naturel indexés mensuellement sur la base du ZTP, par rapport à ceux indexés sur la base du TTF. La CREG propose par ailleurs aux fournisseurs d'ajouter un code QR à leurs communications avec le client afin de lui donner un accès direct à la fiche tarifaire qui s'applique à son contrat à ce moment-là. Cela permettrait de faire un choix de produit plus éclairé. Dans son rapport sur les prix de juin 2022¹⁵⁴, la CREG observe que le niveau de prix pour les produits variables sur base mensuelle et les très rares produits fixes est inférieur à celui du mois précédent. Les produits sur base trimestrielle restent inchangés.

Malgré ces baisses, le niveau général des prix reste très élevé, la cause principale étant l'incertitude quasi structurelle des marchés internationaux de l'énergie. Le niveau de prix des paramètres se situe entre 175 €/MWh et 285 €/MWh pour l'électricité et entre 81 €/MWh et 130 €/MWh pour le gaz naturel. La CREG observe également ces évolutions au niveau des produits fixes et variables d'électricité et de gaz naturel sur le marché de détail. Comme en mai, la CREG constate que plus aucun comparateur de prix commercial n'inclut de produits fixes dans ses résultats. Seuls les régulateurs régionaux affichent encore des produits fixes de Luminus et TotalEnergies dans leurs outils de

¹⁵⁰ Rapport (RA)2305/4 du 17 février 2022 sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

¹⁵¹ Rapport (RA)2305/5 du 24 mars 2022 sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

¹⁵² Rapport (RA)2305/6 du 28 avril 2022 sur l'évolution des prix en avril 2022 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

¹⁵³ Rapport (RA)2305/7 du 23 mai 2022 sur l'évolution des prix en mai 2022 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

¹⁵⁴ Rapport (RA)2305/8 du 7 juillet 2022 sur l'évolution des prix en juin 2022 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

comparaison, mais une fois qu'un consommateur consulte le site web de ces fournisseurs, il semble presque impossible pour un nouveau client de conclure un contrat pour un produit fixe.

Dans son rapport sur les prix de juillet 2022¹⁵⁵, la CREG observe que le niveau des prix pour les produits variables sur une base mensuelle et les produits fixes très rares est plus élevé que celui du mois précédent. Pour les produits sur une base trimestrielle, les prix diminuent légèrement ou restent inchangés. Cette dernière s'explique principalement par le fait que la période de référence précédente pour les indexations trimestrielles, avec le début de la guerre en Ukraine, a entraîné des cotations plus élevées sur les marchés de gros que les cotations du deuxième trimestre 2022. Le niveau de prix des paramètres se situe entre 194 €/MWh et 236 €/MWh pour l'électricité et entre 92 €/MWh et 108 €/MWh pour le gaz naturel. La CREG observe également ces évolutions au niveau des produits fixes et variables d'électricité et de gaz naturel sur le marché de détail.

Dans son rapport sur les prix d'octobre 2022¹⁵⁶, la CREG observe que le niveau de prix pour les produits variables est légèrement inférieur à celui de septembre 2022. Les produits sur une base trimestrielle, en revanche, augmentent considérablement. Le niveau général des prix reste donc très élevé. La cause principale étant l'incertitude quasi structurelle sur les marchés internationaux de l'énergie. Le niveau de prix des paramètres est compris entre 370 €/MWh et 500 €/MWh pour l'électricité et entre 125 €/MWh et 210 €/MWh pour le gaz naturel. La CREG observe également ces évolutions au niveau des produits fixes et variables d'électricité et de gaz naturel sur le marché de détail. L'offre fixe des ménages sur le marché belge de l'énergie est à l'arrêt. Alors que par le passé, la part des produits fixes oscillait toujours entre 65 % et 70 %, elle ne s'élève qu'à un peu moins de 50 % à la fin de 2022 et diminuera encore à un peu plus de 20 % à la fin du premier trimestre 2023. L'offre active des ménages sur le marché belge de l'énergie est à un niveau historiquement bas.

Pour la Flandre et la Wallonie, cela signifie une diminution du nombre de fournisseurs ayant une offre active de 40 % au cours de la période considérée. À Bruxelles, la situation est encore plus problématique, où seuls deux fournisseurs ont encore une offre active. La CREG est favorable, pour des produits variables, à des avances périodiquement (trimestriellement) automatiquement ajustables, sur la base d'un certain nombre de critères et en fonction de l'évolution des marchés de gros. Cela peut contribuer à faire en sorte que les avances payées tiennent mieux compte de la réalité des marchés de l'énergie et peut potentiellement éviter des mauvaises surprises au moment de la facture de régularisation. La CREG rentrera en concertation avec les associations de consommateurs à ce sujet.

Dans son rapport sur les prix de décembre 2022¹⁵⁷, la CREG observe que le niveau des prix est légèrement inférieur à celui de novembre 2022 pour les produits variables sur base mensuelle. Les produits sur base trimestrielle ne changent pas. Le niveau général des prix reste donc très élevé. La principale raison réside dans l'incertitude quasi structurelle sur les marchés internationaux de l'énergie. En décembre 2022, le niveau de prix des paramètres se situe entre 180 €/MWh et 500 €/MWh pour l'électricité et entre 87 €/MWh et 213 €/MWh pour le gaz naturel. On peut généralement observer aussi ces évolutions au niveau des produits variables d'électricité et de gaz naturel sur le marché de détail. L'offre active sur le marché belge de l'énergie pour les ménages est à un niveau historiquement bas. Pour les produits individuels d'un nombre croissant de fournisseurs, la CREG remarque depuis un certain temps que des éléments autres que les simples indexations des formules

¹⁵⁵ Rapport (RA)2305/9 du 19 juillet 2022 sur l'évolution des prix en juillet 2022 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

¹⁵⁶ Rapport (RA)2305/10 du 27 octobre 2022 sur l'évolution des prix en octobre 2022 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

¹⁵⁷ Rapport (RA)2305/11 du 22 décembre 2022 sur l'évolution des prix en décembre 2022 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

de prix sont adaptés sur une base mensuelle, de sorte que les évolutions sur les marchés de gros sont moins visibles dans les évolutions des prix pour le consommateur final.

Au cours des deux dernières années, on constate une augmentation moyenne de 25 % de la redevance fixe tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, ce qui représente facilement 25 € hors TVA en plus sur la facture annuelle d'un ménage. Quant à l'augmentation du coefficient du paramètre d'indexation et du mark up, elle se traduit en pratique, tant pour les produits concernés d'électricité que de gaz naturel, par une hausse d'environ 100 à 150 € de la facture annuelle d'un ménage moyen. Un certain nombre de produits de l'un des fournisseurs se distinguent tout particulièrement.

Sur plusieurs mois, le niveau des *mark ups* est si élevé que l'impact sur la facture annuelle d'un ménage moyen s'élève à plus de 1 000 € pour l'électricité et 700 € pour le gaz naturel. Afin d'approfondir l'analyse de ces évolutions et de justifier si elles sont uniquement dues à la hausse des coûts liés aux prix élevés du marché, la CREG mène une enquête générale auprès de tous les fournisseurs en demandant plus de détails et d'explications sur l'évolution des éléments susmentionnés. Pour les contrats à prix variables, la CREG recommande la mise en place d'un ajustement trimestriel automatique des factures anticipées. Cela peut contribuer à faire en sorte que les avances versées reflètent mieux la réalité des marchés de l'énergie et à éviter éventuellement des mauvaises surprises au moment du décompte final.

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 2007-2022

Clients résidentiels (Dc 2v)

Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 65,75 % plus élevé en 2021 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 109,77 % (+ 46,80 €/ MWh). 69,66 % 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 : + 27,35 % (+ 11,03 €/MWh) à Bruxelles et + 58,22 % (+ 25,35 €/MWh) en Wallonie. Cette augmentation est imputable au tarif obligations de service public à raison de 34,02 % à Bruxelles et de 35,40 % en Wallonie. La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2021 à 44,67 % en Flandre, à 19,82 % à Bruxelles et à 14,80 % en Wallonie.

Clients professionnels (Ic1)

Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 10,78 % plus élevé en 2021 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 diminué

en moyenne de 20,30 % (- 4,55 €/MWh). À Bruxelles, la hausse est de + 5,73 % (+ 1,94 €/MWh), tandis qu'en Wallonie, l'augmentation est plus importante, à savoir de + 43,83 % (+ 11,50 €/MWh).

La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2021 à 22,74 % en Flandre, à 5,24 % à Bruxelles et à 2,27 % en Wallonie.

Évolution mensuelle du prix d'électricité en 2022

Figure 28 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2022 pour un client type résidentiel (client type = 3.500 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

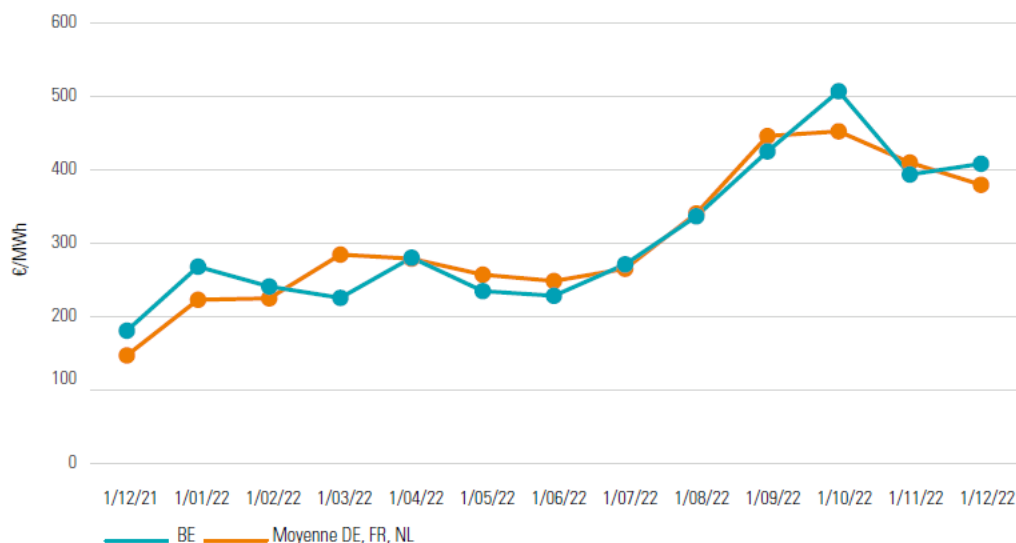
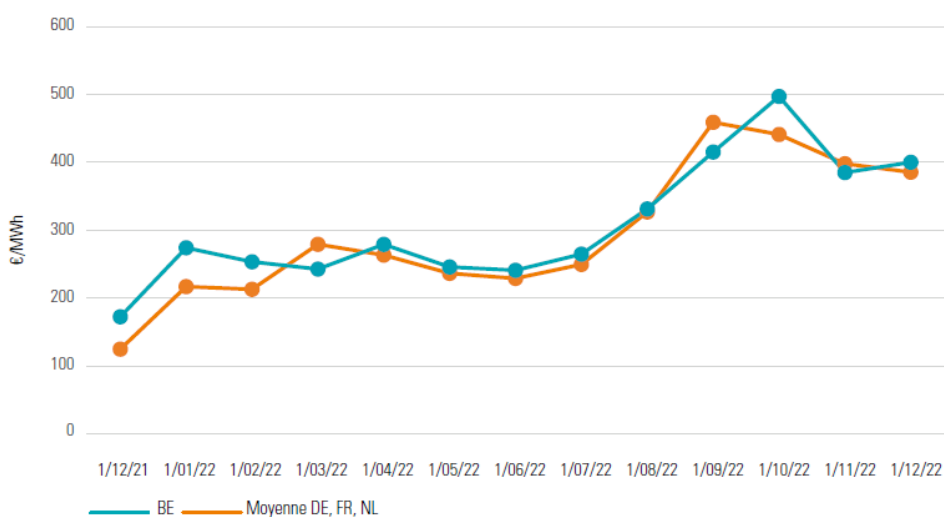


Figure 29 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2022 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



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 27 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 Luminus qui détient une part de marché de 14 % en capacité de production

Tableau 27 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Engie / Electrabel	9,9	9,9	10,2	10,2	10,1	10,6	10,8	10,8	10,8	11,0	65%	68%	71%	73%	72%	69%	69%	66%	66%	67%
Luminus	2,2	1,8	1,7	1,9	2,0	2,6	2,6	2,6	2,6	2,3	15%	12%	12%	14%	14%	17%	16%	16%	16%	14%
TotalEnergies	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,7	0,7	1,0	1,0	0,6	0%	0%	0%	3%	5%	4%	4%	6%	6%	4%
RWE	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,9	0,9	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	6%	6%	6%
Eneco	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	4%	4%	4%
Autres (<2% en 2022)	2,8	2,5	2,0	0,9	0,7	1,0	1,0	0,3	0,3	0,8	18%	17%	14%	7%	5%	6%	6%	2%	2%	5%
Total	15,3	14,6	14,5	14,0	14,1	15,4	15,6	16,3	16,3	16,3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	4 460	4 760	5 160	5 510	5 430	5 050	5 100	4 730	4 730	4 865										

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, reste très élevé et a même légèrement augmenté en 2022 avec une valeur de 4 865. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2 000.

Le tableau 28 donne la même estimation, mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. Au total, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 73,6 TWh en 2022, ce qui est en-dessous du niveau de la production de 2021 (78,7 TWh). La part de marché prédominante d'Electrabel est identique à celle de 2021, soit 75 %. L'indice HHI a légèrement diminué en 2022, passant à 5 795, ce qui témoigne d'un marché toujours fort concentré.

Tableau 28 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Engie / Electrabel	51,6	42,2	37,9	55,6	55,0	41,3	54,2	51,4	59,1	55,1	73%	69%	68%	79%	77%	70%	73%	75%	75%	75%
Luminus	8,6	7,5	7,3	7,2	8,5	9,7	11,7	7,9	11,3	9,5	12%	12%	13%	10%	12%	17%	16%	11%	14%	13%
Eneco	0,6	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	1,4	2,3	1,9	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	3%
TPower	0,4	1,4	2,2	2,6	2,5	2,4	2,7	2,4	1,5	1,8	1%	2%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	2%
RWE	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	1,1	1,0	1,2	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%
Autres (<2% en 2022)	9,3	8,4	7,4	3,8	4,4	4,1	4,5	4,5	3,5	2,5	13%	14%	13%	5%	6%	7%	6%	7%	4%	3%
Total	71,1	60,8	56,1	70,4	71,7	58,7	74,3	68,6	78,7	73,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	5 516	5 088	4 829	6 372	6 055	5 252	5 601	5 762	5 864	5 795										

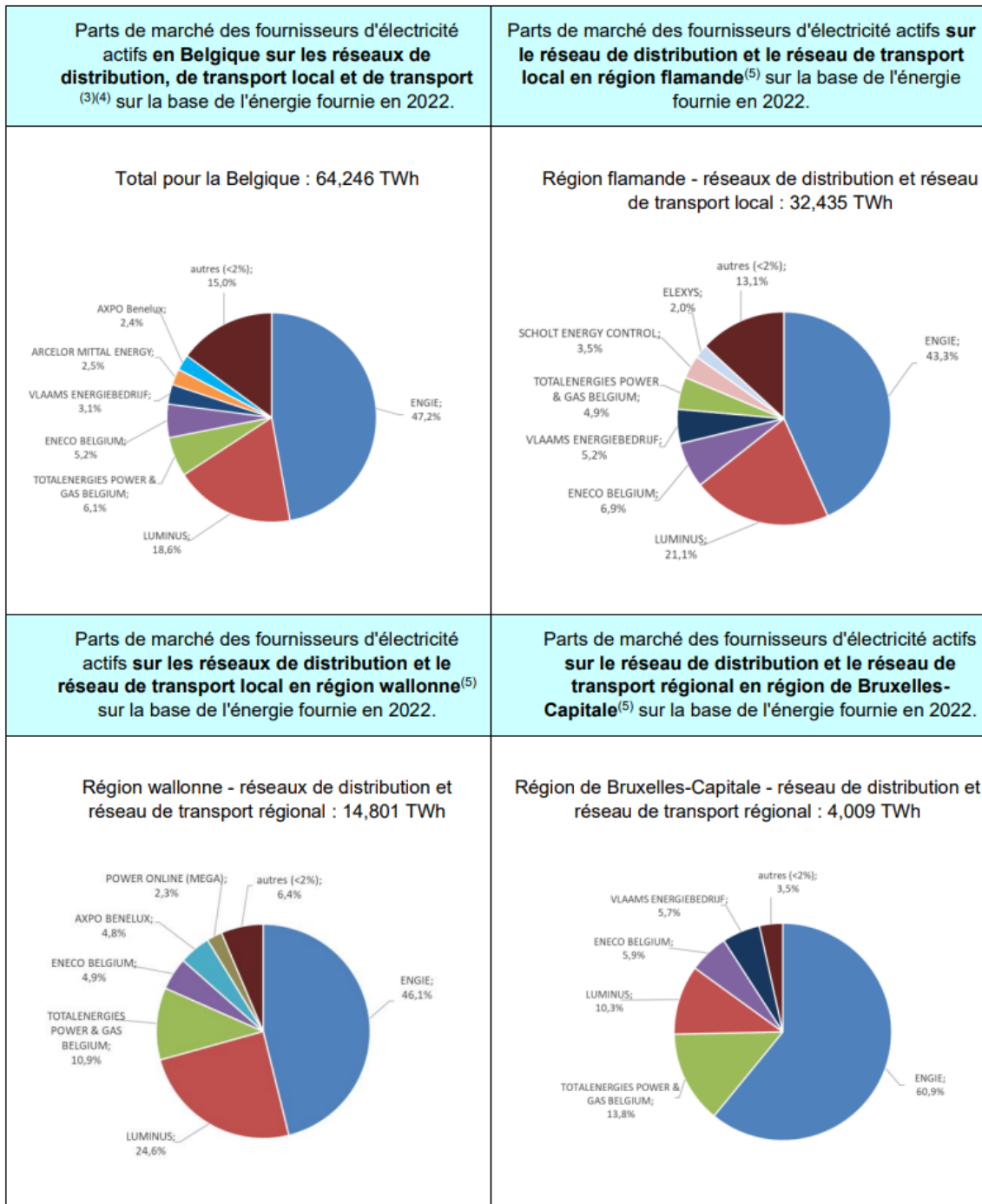
La part de marché de détail de l'énergie

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 1^{er} 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 détenaient 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.

Pour l'année 2022, les parts de marché des fournisseurs par région sont illustrées à la figure 26.

Figure 26 - Parts de marché fournisseurs actifs sur la base de l'énergie fournie¹⁵⁸¹⁵⁹



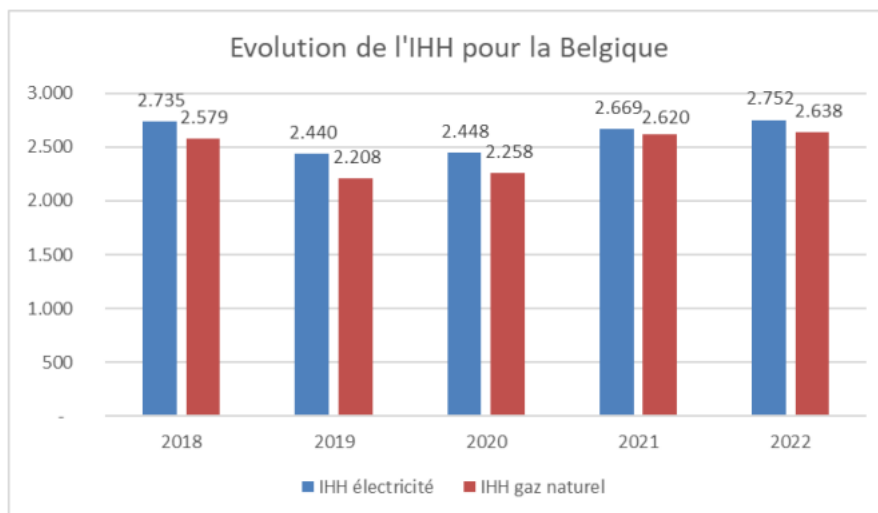
Le graphique suivant montre l'évolution de l'IHH en fonction du nombre de points d'accès sur le marché de l'énergie en Belgique, ventilé pour l'électricité et le gaz naturel. Il ressort clairement de ce

¹⁵⁸ Par « fournisseurs actifs en 2022 », on entend les fournisseurs qui ont effectivement fourni de l'énergie en 2022. Les fournisseurs ayant conclu des contrats de fourniture en 2022 avec effet à partir de 2023 ne sont donc pas inclus.

¹⁵⁹ Les parts de marché sont calculées sur la base de la quantité d'énergie (en TWh) fournie par chaque fournisseur et par les gestionnaires de réseau aux clients finals entre le 1er janvier 2022 et le 31 décembre 2022. Ces données peuvent différer légèrement des données communiquées par les gestionnaires de réseau. Dans certains cas, les données doivent encore être validées en raison de l'application de différentes méthodes d'allocation par les différents gestionnaires de réseau.

graphique que le degré de concurrence sur le marché du gaz naturel est toujours légèrement supérieur à celui du marché de l'électricité. En 2022, la concurrence sur le marché de l'électricité s'est encore réduite. Après 2020, la barre des 2.500 n'a plus été atteinte. La concurrence sur le marché du gaz naturel a également diminué, mais pas de manière aussi marquée que sur le marché de l'électricité. La baisse enregistrée depuis 2021 est due, d'une part, à un certain nombre de rachats et de faillites. On note aussi l'impact de certaines décisions (politiques) qui rendent le marché belge de l'énergie moins intéressant pour les fournisseurs. D'une part, les fournisseurs doivent se conformer à des règles plus strictes pour entrer sur le marché. D'autre part, le nombre d'obligations de service public qui leur incombent augmente, notamment en région wallonne et en région de Bruxelles-Capitale. Les marges bénéficiaires s'en trouvent amoindries.

Tableau 29 - Indice de concentration (HHI)



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 interactifs¹⁶⁰ 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.

¹⁶⁰ <https://www.vreg.be/nl/energiemarkt-ciijfers>

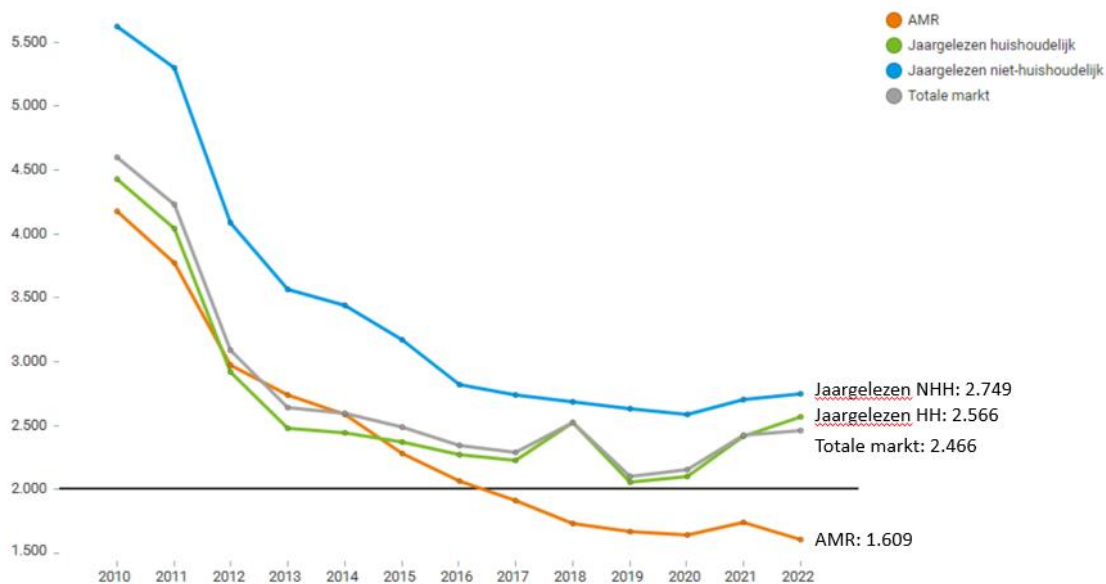
Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

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, à l'exception des compteurs AMR. L'augmentation entraîne également une hausse du HHI total basé sur le nombre de points d'accès (+1,48 %). 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 2.681, ce qui représente une hausse par rapport à l'année précédente (+ 2 %). Cette augmentation s'explique probablement par la faillite de deux petits fournisseurs détenant une part de marché relativement importante à la fin 2021.

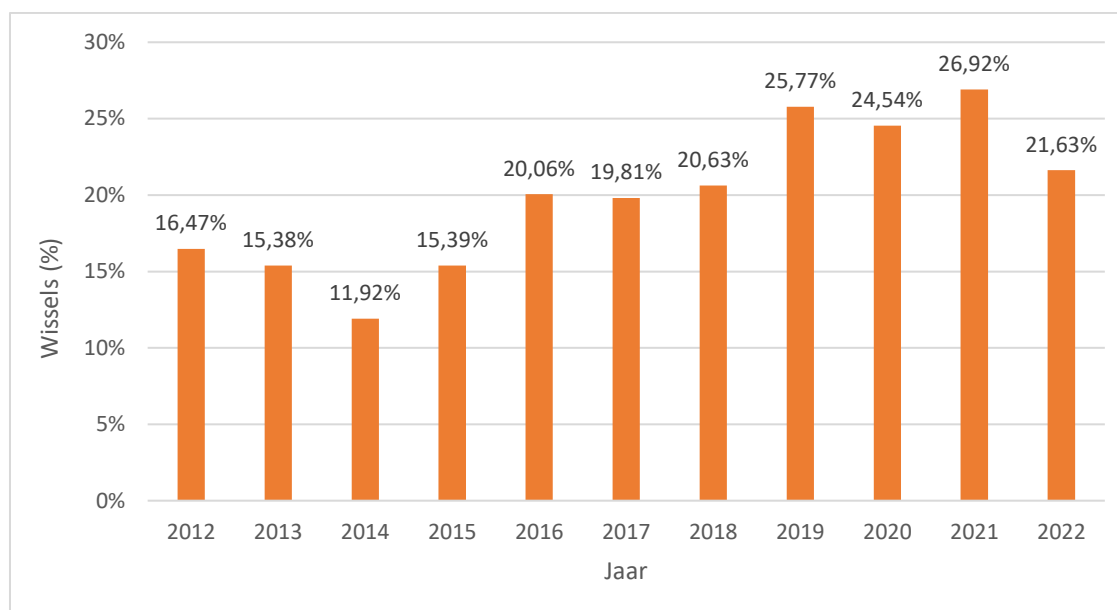
Figure 30 : Evolution du HHI de 2010-2022 (en néerlandais)



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 une baisse pour l'année après le record de l'année 2021. (-5,29 points de pourcentage) Concrètement, 21,63% des clients d'électricité ont choisi un nouveau fournisseur en 2022. Parmi les ménages, ce pourcentage était de 20,82 % et parmi les entreprises de 24,63 %. D'après nos enquêtes annuelles, le prix reste la principale motivation pour changer de fournisseur. Pas moins de 76 % des ménages et 74 % des entreprises ont indiqué que c'était la raison principale pour laquelle ils ont choisi un nouveau fournisseur. Le maximum de changements pendant 2022 est noté en janvier. On peut supposer que ce maximum est causé par les faillites de *Vlaamse Energieleverancier* et de *Watz* à la fin de 2021.

Figure 31 : 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/5320>, 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 1^{er} 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 ([Publications - CWaPE](#)).

HHI-index et C3

Tableau 30 : 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%

Type	Valeurs HHI								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Clients professionnels	3 209	2 997	2 811	2 591	2 572	2 569	2 693	2 762	2 931
Clients résidentiels	3 212	3 104	3 007	2 867	2 779	2 672	2 626	2 831	2 876
Total	3 210	3 086	2 975	2 821	2 739	2 645	2 620	2 805	2 863

Type	Valeurs C3								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Clients AMR	76,70%	79,10%	79,70%	79,50%	79,10%	81,80%	81,90%	82,80%	85,02%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%	80,40%	78,10%	77,70%	81,10%	83,40%	85,50%	86,56%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%	81,30%	79,40%	77,90%	77,20%	75,80%	81,00%	80,81%
Total	84,90%	83,30%	81,20%	79,20%	77,80%	77,70%	76,80%	81,60%	81,50%

Figure 32 : Evolution des valeurs HHI et C3 électricité



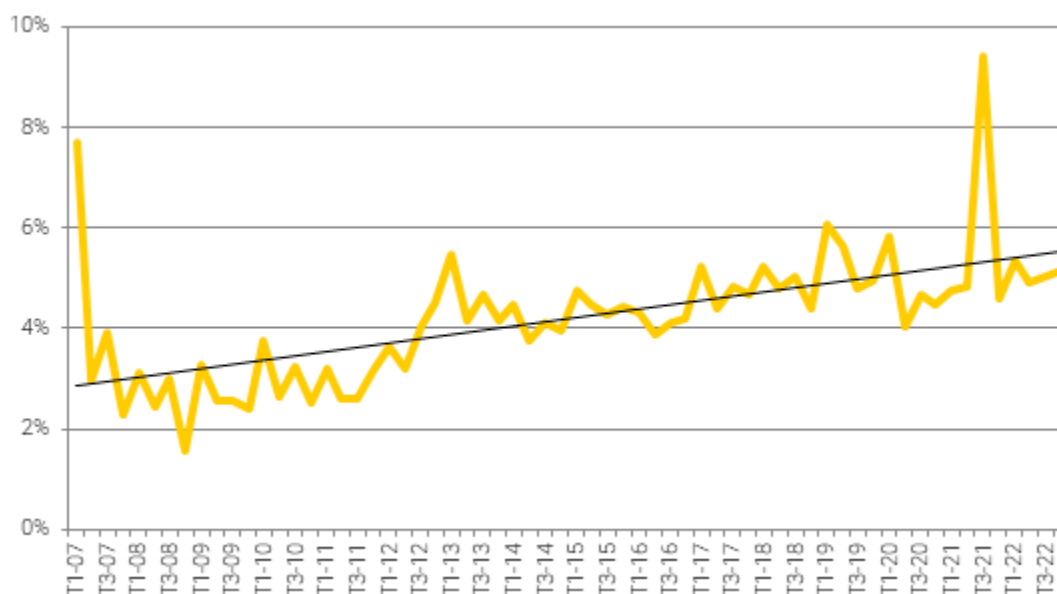
L'indice HHI augmente légèrement en 2022. Ceci est la conséquence d'une diminution du nombre de fournisseurs commerciaux tandis .L'indice C3 reste quant à lui stable. L'année 2022 a été marquée par une conjoncture énergétique difficile, due notamment à une augmentation importante du prix de l'électricité qui a poussé la majorité des fournisseurs à mettre fin, temporairement du moins, à leur offre de contrats fixes.

Plusieurs fournisseurs ont également décidé de facturer des tarifs de « déséquilibre » aux détenteurs de panneaux photovoltaïques bénéficiant encore du mécanisme de compensation.

Switch

Le taux de switch moyen enregistré par trimestre en 2022 est inférieur à 2021 et se situe aux alentours des 5,1 %. Pour rappel, une hausse importante du taux de switch au 3^{ème} trimestre 2021 avait été observée (9,4%). Cette augmentation significative était liée à la reprise des clients d'Essent par Luminus.

Figure 33 : 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 2022, une nouvelle licence a été octroyée, mais plusieurs licences ont été retirées en Région de Bruxelles-Capitale pour la fourniture d'énergie.

Ainsi, au 31 décembre 2022, 24 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture pour l'électricité, et 24 pour le gaz. 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 2022, on compte seulement 3 fournisseurs actifs sur le segment résidentiel. Par ailleurs, les offres proposées par certains fournisseurs actifs sur le segment résidentiel comportent certaines caractéristiques (être producteur d'énergie solaire, domiciliation bancaire) qui induisent, d'une certaine manière, une sélection.

Tableau 31 : Évolution des parts de marchés 2022

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	60,9%	69,8%	58,9%	62,2%
Total Energie	13,8%	17,3%	17,6%	17,3%
EDF Luminus	10,3%	7,2%	9%	7%

HHI-index et C3

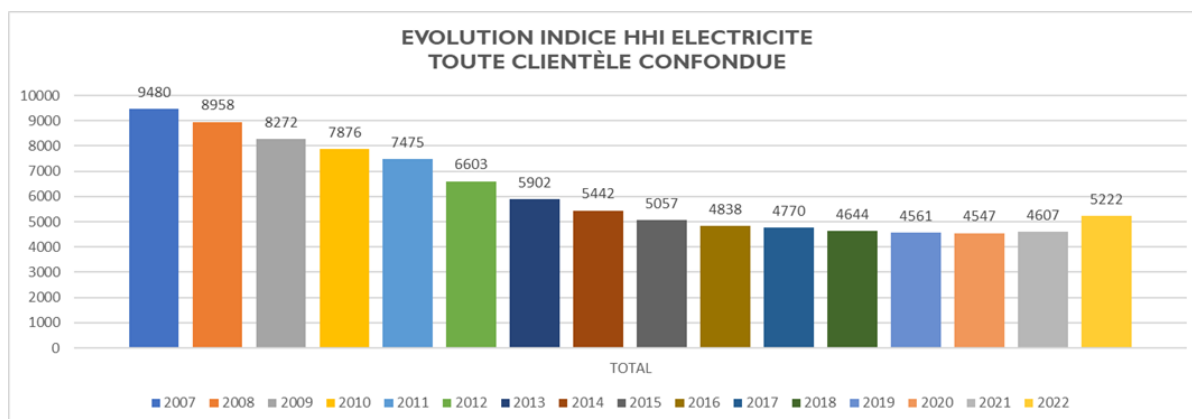
D'un point de vue économique, il est fréquent de mesurer la concentration des marchés par différents indicateurs. Les indicateurs utilisés pour les marchés d'électricité et de gaz sont l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) et l'indicateur de concentration C3, qui mesurent la concentration pour ce qui 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.

Avec la crise énergétique de ces deux dernières années, les tendances se sont renversées. En effet, le départ de plusieurs fournisseurs a eu comme conséquence un resserrement de la concurrence qui s'est reflété sur les indicateurs de concentration de marché.

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 34 : Evolution HHI et C3



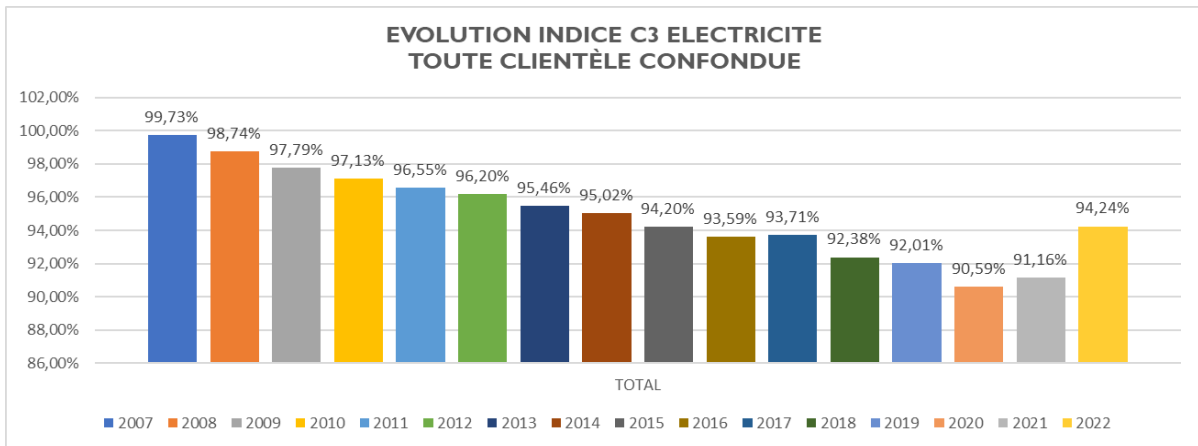
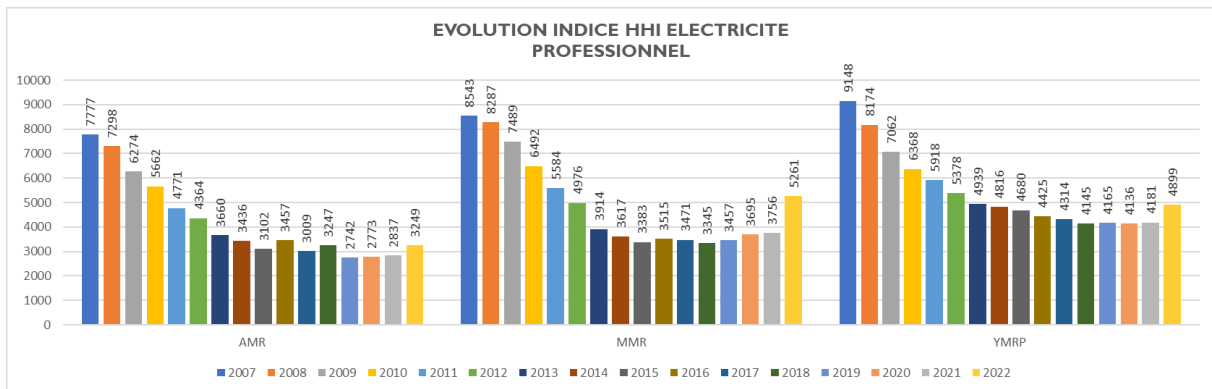
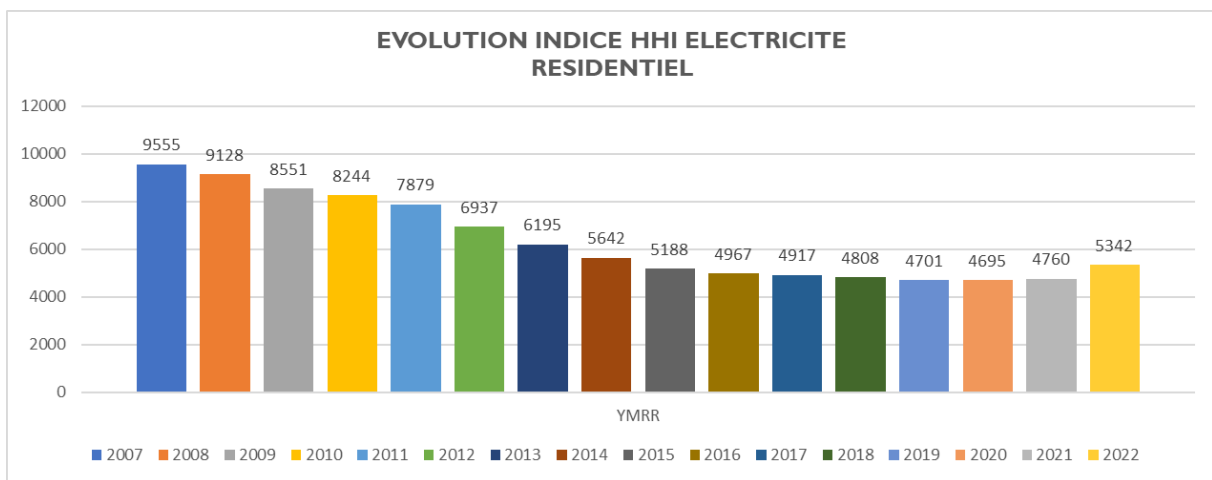


Figure 35 : Évolution indice HHI électricité clientèle résidentielle et HHI électricité clientèle professionnelle



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 32 : 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

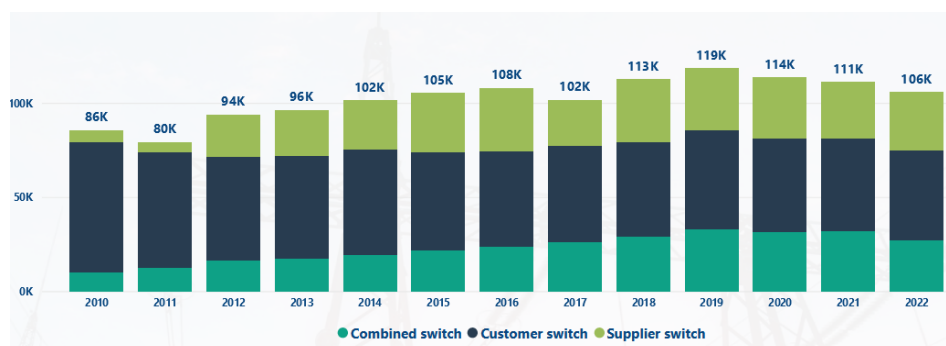
- Clientèle résidentielle

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, qui s’explique par le nombre restreint de fournisseurs actifs sur le segment résidentiel.

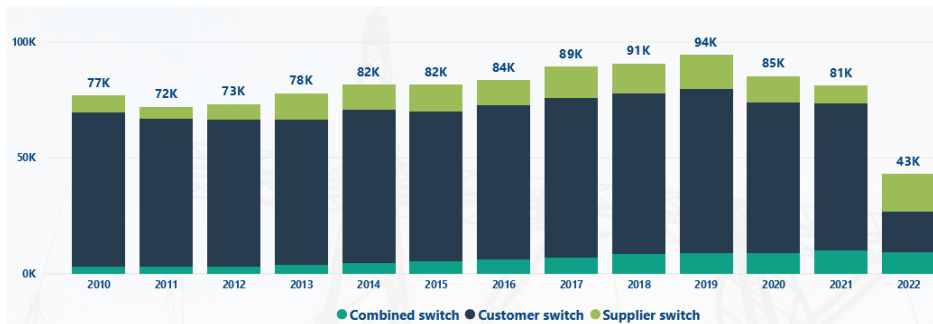
Figure 36 : Évolution *Switching*



- 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.

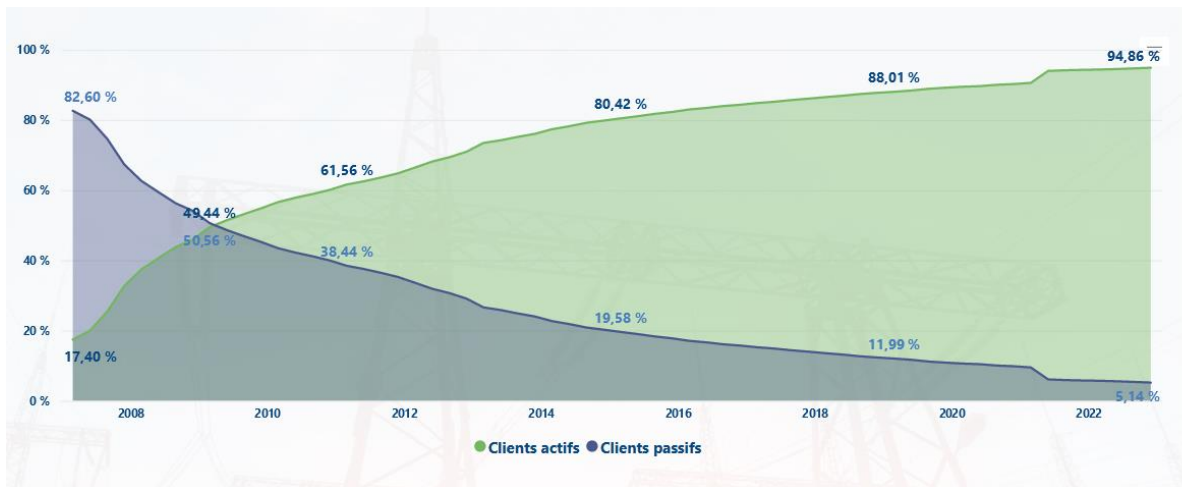
Figure 37 : Évolution Switching



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 2022, 5,14 % des clients résidentiels en électricité et 3,89 % des clients résidentiels en gaz étaient toujours alimentés par le fournisseur par défaut.

Figure 38 : 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 gros¹⁶¹.

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 professionnels¹⁶².

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 recommandations¹⁶³.

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 contrats¹⁶⁴.

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-2022-19.pdf>

Pour l'édition 2022 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 2022. 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. 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

¹⁶¹ 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

¹⁶² 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

¹⁶³ 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 ? »

¹⁶⁴ « Les contrats à prix dynamique : des contrats d'électricité pour des consommateurs dynamiques »

de distribution. Tant les ménages que les entreprises obtiennent encore de très mauvais résultats aux questions concernant la connaissance du marché de l'énergie. La part des ménages qui indiquent qu'ils ne se sentent pas suffisamment informés sur le marché de l'énergie est encore de 30%.

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 encore 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 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.

2.6.5.3. Région wallonne

Fin décembre 2021 et au cours de l'année 2022, la CWaPE a constaté des pratiques nouvelles chez certains fournisseurs lesquels ont décidé d'appliquer un surcoût aux clients disposant d'installations photovoltaïques.

Ce surcoût vise, selon lesdits fournisseurs, d'une part, à couvrir leur risque de déséquilibre plus important puisque vu le contexte de volatilité des prix et depuis l'entrée en vigueur des nouvelles règles de marché, un changement des règles d'allocation impliquant à présent que seul le prélèvement brut est pris en considération dans les calculs et non, le prélèvement net. D'autre part, ce surcoût vise également à couvrir les coûts de profilage de ce type de consommateur qui en raison de la grande variabilité de leur production et de leur consommation induirait un coût supplémentaire, notamment en terme de *sourcing*.

Le surcoût sollicité étant important, la CWaPE s'est interrogée sur les motifs encadrant l'application de ce surcoût et sur sa hauteur. Plusieurs démarches ont été entamées, comme l'audition de fournisseurs, la transmission du dossier à l'Autorité belge de la Concurrence, à l'Inspection économique ou encore à la CREG en tant que régulateur fédéral compétent pour le marché de gros. Un retour des différentes autorités est attendu en 2023. La CWaPE a également été amenée en 2022 à interdire la modification unilatérale de contrats en cours sans préavis suffisant et conforme aux dispositions légales applicables.

En 2022, la CWaPE a également constaté un certain nombre de difficultés résultant du passage au MIG 6 et à l'utilisation de la plateforme ATRIAS développée par les gestionnaires de réseaux pour permettre la transmission de données au marché. De nombreuses plaintes ont été transmises au Service Régional de Médiation pour l'Énergie institué au sein de la CWaPE lesquelles portent sur :

- l'impossibilité de réaliser un changement de fournisseur ;
- absence de reconnaissance du déménagement ;
- impossibilité d'émettre les factures d'acompte (à la suite d'un changement de fournisseur), d'adapter les factures d'acompte (à la suite par exemple de l'installation de PV) ou de clôture ;
- non-reconnaissance du statut de prosumer ;
- impossibilité de changer de bihoraire vers le monohoraire.

L'ensemble de ces problèmes génère en cascade des difficultés importantes pour le segment soumis à concurrence, l'impossibilité de facturer empêchant d'adapter correctement les factures ou d'assurer les rentrées correspondantes à la fourniture réalisée, la relation client étant pénalisée le client pensant que le fournisseur est responsable de la difficulté rencontrée etc. La CWaPE a participé aux diverses réunions ATRIAS en 2022 et a dans ce cadre questionné le fonctionnement de celui-ci. En 2023, diverses actions à destination des gestionnaires de réseaux de distribution ont été entreprises pour assurer une transmission de données efficace et dès lors un bon fonctionnement du marché.

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 2022.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

Retail market indicators (households)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	16,96	Wal : 6,088 Fl : 9,55	16,35	NAV	15,38	15,20	NAV	14,22
<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	5.092.003	5.127.890
<i>Number of registered electricity suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	60	NAV	NAV
<i>Number of active electricity suppliers</i>	29	28	31	32	30	31	29	25
<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 %	78,48 %
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	5	5	5	6	5	6

<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAP	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	20,6 %
<i>Internal switching rate (switching offers)</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : 15 days Bru : 21 days	NAV	NAV	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 2 days	NAV	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	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2605	2700	2596	2750	2405	2420	2667	2754
<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	2022
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	38,78	Wal: 8,8774 Fl : 32,93	38,78	NAV	50,95	47,94	47,46	55,71
<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	1051365
<i>Number of registered suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Number of active suppliers</i>	41	40	42	39	41	39	40	38
<i>Market share of the three largest suppliers by volume</i>	82,6%	81%	65,1%	NAV	67,4	70,4	69,8	73,06 %
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	5	NAV	4	4	5	6
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAV	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%	30,0 %	24,0 %
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Fl : Wal : 15 days Bru : 21 days	NAV	NAV	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,8days	NAV	NAV	NAV
<i>Customers under regulated tariff</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	2640,85	2710	NAV
<i>HHI based on volume</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	2165	2345	2417	2655

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 64,0 TWh en 2022 contre 70,9 TWh en 2020, ce qui correspond à une diminution de 9,8 % entre 2021 et 2022.

Tableau 33 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2012-2021 (Source Elia, 2022 : données provisoires)

	Énergie (TWh)	Puissance de pointe (MW)
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
2022	64,0	12 297

Offre

Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2022, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique a augmenté par rapport à 2021, passant de 16 299 MW à 16 304 MW. Ce chiffre ne tient toutefois pas encore compte de l'arrêt de Doel 3 (1 006 MW) le 1^{er} octobre 2022

Tableau 34 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2022 (Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	4 937	31,5
TGV et turbines à gaz	4 930	31,4
Cogénération	1 009	6,4
Incinérateurs	223	1,4
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	177	1,1
Turbojets	177	0,5
Hydro (sans centrales de pompage-turbinage)	85	0,5
Centrales de pompage-turbinage	1 308	8,3
Éoliennes onshore	308	1,7
Éoliennes offshore	2 260	13,9
Biomasse	270	1,7
Storage	75	0,5
Solar	99	0,6
Total	15 687	100

Tableau 35 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2022 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire ¹	41 744	57,0
Gaz naturel ¹	17 373	23,7
Fuel ¹	9	0,0
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	95	0,1
Vent ¹	7 191	9,8
Solaire ¹	171	0,2
Stockage ¹	5	0,0
Autres ¹	6 648	9,1
Total²	73 236	100,0

1 Source : Elia, données provisoires.
2 Source : Synergrid.

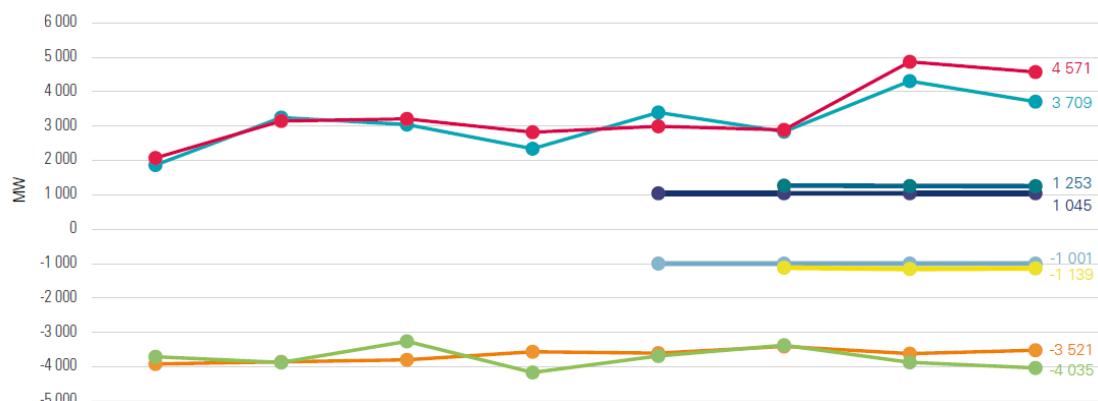
Sécurité opérationnelle du réseau

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec les pays voisins, c'est-à-dire la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Royaume-Uni¹⁶⁵. 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.

Pour les frontières belges « AC », les flux d'exportation maximaux ont diminué en 2022 par rapport à l'année 2021. Ceci est aussi bien le cas pour la frontière sud avec la France (4 571 MW en décembre 2022, soit -6,1% par rapport à 2021) que pour la frontière nord avec les Pays-Bas (3 709 MW en mai 2022, soit -13,9% par rapport à 2021). Dans la direction d'importation, les valeurs maximales observées en 2022 restent dans le même ordre de grandeur : 4 035 MW d'importation de la France et 3 521 MW d'importation des Pays-Bas. L'augmentation des importations au cours des dernières années, tant en ce qui concerne les valeurs maximales que les valeurs moyennes, est liée à la disponibilité élevée du parc de production belge, l'implémentation de la règle de 70 % de la capacité de transport à disposition du marché d'échange entre des zones et des renforcements du réseau de transmission d'Elia. Pour la frontière « DC » avec le Royaume-Uni, les maxima sont stables et correspondent à la capacité thermique du câble à courant continu (« HVDC ») NEMO Link. Pour la frontière avec l'Allemagne, la CREG observe que les valeurs montrées pour les flux physiques comprennent non seulement les flux sur le câble HVDC ALEGrO, mais aussi les flux sur l'interconnecteur avec le Luxembourg, c'est-à-dire Aubange - Moulaine. Les flux physiques sur cette ligne 220 kV expliquent pourquoi les flux physiques avec la zone de dépôt Allemagne/Luxembourg (DE/LU) sont plus élevés que la capacité du câble ALEGrO de 1 000 MW.

¹⁶⁵ La charge physique est mesurée sur base horaire.

Figure 35 : Évolution entre 2015 et 2022 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas (Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
charge max. BE → FR	2 072	3 147	3 209	2 821	2 992	2 889	4 869	4 571
charge max. BE → NL	1 866	3 247	3 043	2 341	3 395	2 836	4 308	3 709
charge max. FR → BE	-3 710	-3 876	-3 261	-4 167	-3 687	-3 375	-3 872	-4 035
charge max. NL → BE	-3 919	-3 858	-3 799	-3 565	-3 605	-3 409	-3 619	-3 521
charge max. BE → DE/LU						1 268	1 258	1 253
charge max. DE/LU → BE						-1 121	-1 158	-1 139
charge max. BE → UK					1 044	1 044	1 045	1 045
charge max. UK → BE					-999	-1 001	-999	-1 001

2.7.2. Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

La réserve stratégique

En 2021, la Commission européenne a autorisé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le mécanisme de capacité de la Belgique, destiné à remplacer la réserve stratégique belge, que la Commission avait autorisée en 2018 en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État.

Le lecteur est renvoyé Rapport National de la Belgique 2023, page 8/264.

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 2022.

3. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

3.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire de transport

La CREG a certifié la SA Fluxys Belgium en tant que gestionnaire du stockage de gaz naturel selon le modèle de la dissociation totale des structures de propriété conformément à l'article 3bis du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005¹⁶⁶.

Il n'y a eu aucune modification dans les participations et la structure d'actionariat de Fluxys Belgium en 2022.

3.1.1.1. Fluxys Belgium et Fluxys LNG

La CREG a rendu un avis conforme favorable sur l'indépendance de madame Cécile Flandre pour le mandat d'administrateur indépendant auprès de Fluxys Belgium pour une période de six ans jusqu'à l'issue de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires de 2025¹⁶⁷.

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités 2021 du comité de gouvernance d'entreprise de Fluxys Belgium et de Fluxys LNG dans le cadre du contrôle de l'application de l'article 8/3 de la loi gaz et de l'évaluation de son efficacité au regard des exigences d'indépendance et d'impartialité des gestionnaires. La CREG a également pris connaissance du rapport du cadre chargé du respect des engagements relatifs au respect du programme d'engagements par les collaborateurs de Fluxys Belgium et Fluxys LNG en 2021. Ce programme d'engagements sert à prévenir toute discrimination entre utilisateurs de réseau et/ou catégories d'utilisateurs de réseau.

3.1.1.2. Balansys

La CREG a approuvé la demande de nomination de madame Valérie Vandegaart en tant que cadre chargé du respect des engagements de la SA Balansys, ainsi que les conditions régissant le mandat ou les conditions d'emploi, y compris la durée du mandat du cadre chargé du respect des engagements¹⁶⁸. La CREG a reçu de la part du cadre chargé du respect des engagements le rapport de conformité et de suivi du programme d'engagement relatif aux activités de la SA Balansys de 2021.

Le cadre chargé du respect des engagements a ainsi constaté que les membres du conseil d'administration de Balansys répondent aux exigences de l'article 8/3, § 1^{er}/1, alinéa 3 de la loi gaz belge et de l'article 37 de la loi gaz luxembourgeoise, ainsi qu'aux statuts de Balansys.

¹⁶⁶ Décision (B)2471 du 15 décembre 2022 relative à la demande de certification de Fluxys Belgium SA – gestionnaire du stockage.

¹⁶⁷ Avis (A)2395 du 5 mai 2022 relatif à l'indépendance de madame Cécile Flandre en tant qu'administrateur indépendant de Fluxys Belgium SA.

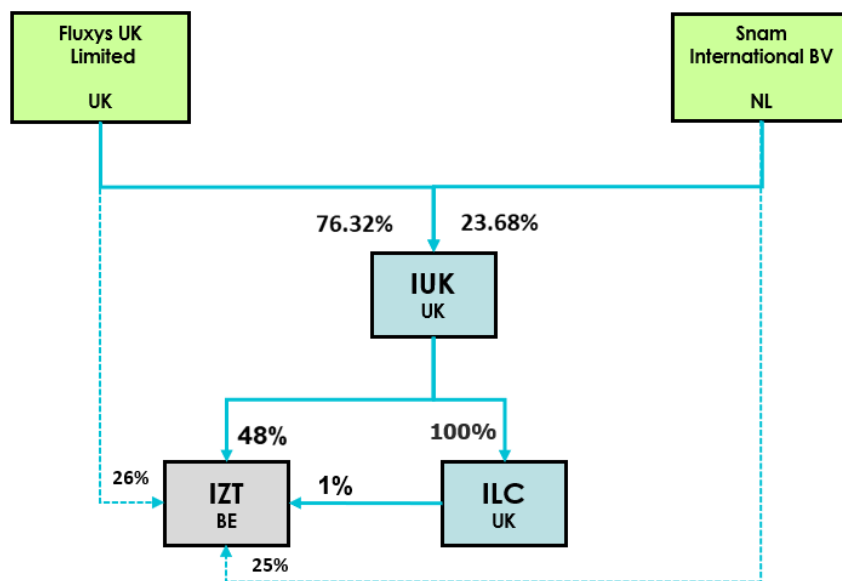
¹⁶⁸ Décision (B)2402 du 24 novembre 2022 relative à la demande de nomination de madame Valérie Vandegaart en tant que cadre chargé du respect des engagements de la SA Balansys et l'approbation des conditions régissant le mandat ou les conditions d'emploi, y compris la durée du mandat du cadre chargé du respect des engagements.

3.1.1.3. 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 les actionnaires, ou leurs intérêts, dans l'IUK au cours de la période allant du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020.

La structure et l'actionariat d'Interconnector Ltd n'ont pas changé en 2022. Fluxys et SNAM détiennent toujours respectivement 76,32 % et 23,68 % des actions de la société.

Figure 39 : 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

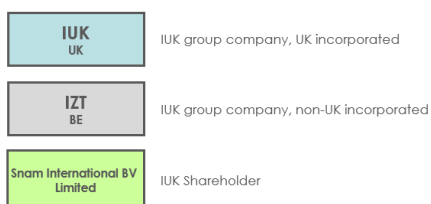
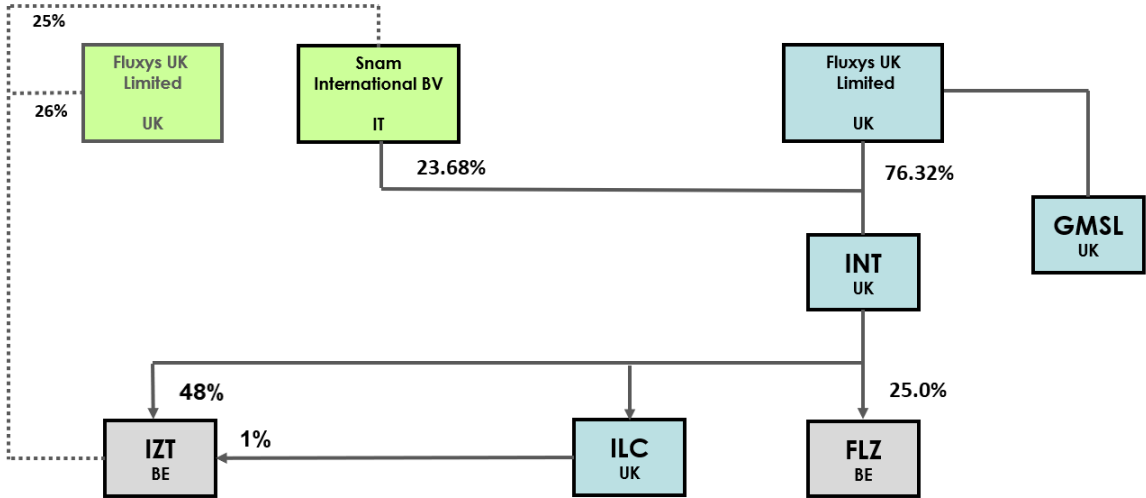


Figure 37 : Organigramme IUK applicable au 1^{er} mai 2022



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 2022.

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 2022, 10 GRD ont été désignés pour le marché flamand du gaz¹⁶⁹.

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 2022, 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 2022, il n'y a pas eu de modification législative en lien avec les réseaux fermés professionnels de gaz.

Aucune demande relative à un réseau fermé professionnel de gaz n'a été introduite en 2022.

¹⁶⁹ 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 2022.

3.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

Fluxys LNG

La CREG a approuvé la demande d'approbation de Fluxys LNG portant sur la modification du règlement d'accès au GNL pour le terminal GNL de Zeebruges, du programme de *terminalling*, du règlement d'accès pour le chargement de camions GNL et du contrat GNL pour le chargement de camions GNL¹⁷⁰.

Les principales adaptations apportées concernent une augmentation de la capacité de stockage résiduelle et une prolongation de la période de souscription, l'ajout de mesures pour les situations de « *threat to heel* », une augmentation du nombre de slots de chargement de camions GNL qui peuvent être proposés, une modification de la procédure de facturation pour le chargement de camions GNL, la révision du plan d'accostage indicatif afin de pouvoir proposer davantage de slots GNL, la commercialisation des services GNL non utilisés et l'allocation de capacités quotidiennes de stockage et d'émission sur la base du principe « *first committed, first served* ».

La CREG a également approuvé les modifications apportées par Fluxys LNG au programme de services pour l'installation GNL et au règlement d'accès GNL pour le chargement de camions¹⁷¹. Les principales modifications apportées aux documents réglementaires GNL concernent l'introduction d'enchères comme processus d'attribution des services de chargement de camions GNL.

Interconnector Limited

La CREG a approuvé les propositions de modifications soumises par Interconnector Limited à son contrat standard de transport de gaz naturel¹⁷² ainsi qu'à son contrat d'accès et son règlement d'accès (à l'exception respectivement de l'article 7 qui porte sur la responsabilité de la qualité du gaz naturel et de la partie H qui porte sur les exigences de qualité du gaz naturel)¹⁷³.

¹⁷⁰ Décision (B)2403 du 2 juin 2022 sur la demande d'approbation du règlement modifié d'accès au GNL pour le terminal GNL de Zeebruges, du programme modifié de terminalling, du règlement modifié d'accès pour le chargement de camions GNL et du contrat GNL modifié pour le chargement de camions GNL.

¹⁷¹ Décision (B)2499 du 15 décembre 2022 relative à la demande d'approbation du programme de services modifié pour l'installation GNL et du règlement d'accès GNL modifié pour le chargement de camions.

¹⁷² Décision (B)2325 du 10 mars 2022 sur la proposition d'Interconnector Limited de modifier l'accord d'accès avec INT, le règlement d'accès d'INT et le programme d'accès.

¹⁷³ Décision (B)2490 du 30 novembre 2022 sur la proposition d'Interconnector Limited visant à modifier le contrat d'accès Interconnector (IAA), le règlement d'accès Interconnector (IAC) et le programme d'accès Interconnector (IAAS).

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 évolutions du modèle d'équilibrage basé sur le marché et en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2012 restent d'actualité en 2022.

Services auxiliaires

Comme le modèle « *Market Based Balancing* » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire était nécessaire dans le courant de l'année 2022.

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 85, du nouveau code de bonne conduite gaz, 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 2022, 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 36 : Durée moyenne de l'indisponibilité pour le gaz naturel par consommateur en 2018-2020

Indisponibilité moyenne par client (calculations VREG)	Travaux planifiés (minutes)	Travaux non-planifiés (minutes)	Incidents (minutes)	Total
Moyenne 2022	19,1	0,11	0,6	19 min 45 sec
Moyenne 2021	17,3	0,12	0,6	18 min 01 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 2015-2017	3,0	0,13	0,6	3 min 45 sec

L'augmentation de l'indisponibilité due aux travaux prévus en 2021 et 2022 résulte de l'accélération du déploiement du compteur numérique pour le gaz.

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.

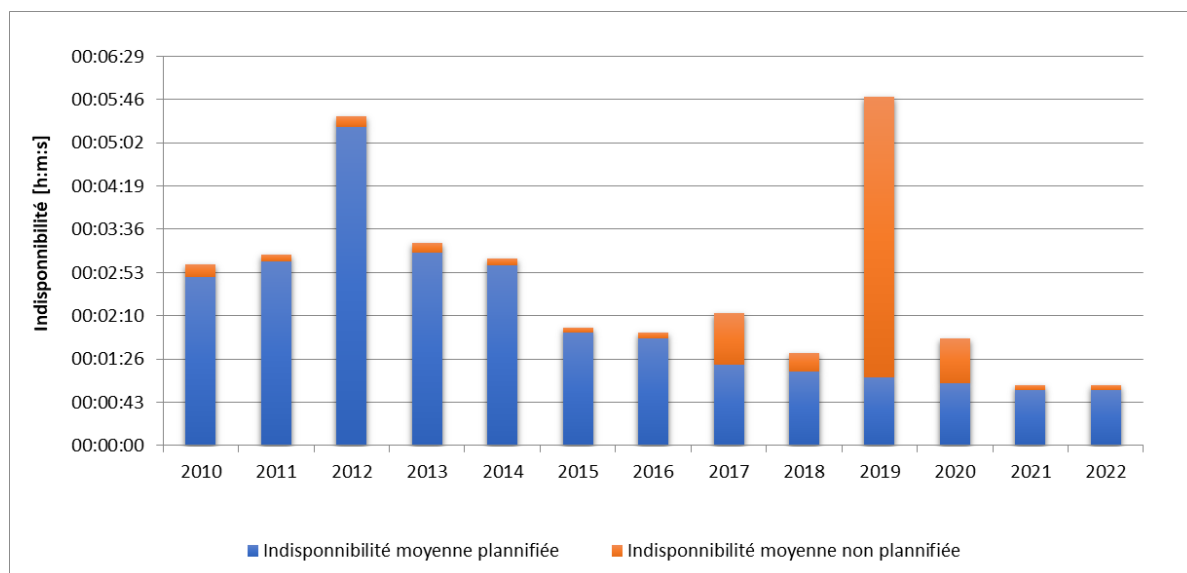
Reporting lié à l'indisponibilité

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 40 : 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 2022, 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 2022 fera l'objet d'un rapport spécifique qui sera publié par BRUGEL courant de l'année 2023.

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 2022, un nouveau raccordement a été réalisé pour la distribution Publique. Ce raccordement a été réalisé en 61 mois.

Réparations

Il y a eu, en 2022, cinq réparations suite à des accidents ou des incidents et vingt-et-une réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Une des cinq réparations non planifiées a été réalisée en un jour, une en deux jours et toutes l'ont été après concertation avec, et sans impact sur, les *shippers* ou les clients finals. Les vingt-et-une réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter un impact sur la livraison de services. Elles ont toutes 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.

Indemnisations :

En 2022, aucune demande d'indemnité forfaitaire pour retard de raccordement n'a été payée (sur 2 demandes introduites). La moyenne des 3 années précédentes est de 5 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 2022, SIBELGA a reçu 25 plaintes dont 4 se sont avérées fondées.

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.

Tableau 37 : Nombre de plaintes

<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	14	2	12
retard de raccordement	2	0	2
dommage suite à une faute	9	2	7

3.2.4. Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires

Par décision du 27 octobre 2022, la CREG a approuvé le contrat standard de stockage, le règlement d'accès pour le stockage et le programme de services de stockage modifiés.

Fluxys Belgium, en concertation avec la CREG et les acteurs du marché, a intégré dans le contrat standard de stockage et le règlement d'accès pour le stockage l'objectif de remplissage et la trajectoire de remplissage imposés par le règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022. Les modifications proposées portent sur :

- la mise en œuvre des dispositions du règlement sur le stockage du gaz concernant la sécurisation de l'approvisionnement en gaz naturel pour le stockage ;
- les mesures en cas de dérogation à ces dispositions ;
- les mesures visant à empêcher la résiliation du contrat au cours d'une année de stockage ;
- La suppression de la « SBU standard » (y compris la capacité conditionnelle) ;
- l'adaptation de la règle d'allocation lors de l'utilisation de formulaires d'enchères et ;
- un certain nombre d'améliorations techniques.

Fluxys Belgium a invité les acteurs du marché, via une consultation formelle du marché sur les modifications concernées, à communiquer leurs commentaires à cet égard. Cette consultation du marché s'est déroulée du 30 août 2022 au 19 septembre 2022 inclus. Fluxys Belgium a expliqué ses propositions d'adaptation des documents susmentionnés lors d'une session d'information organisée le 13 septembre 2022. Le contrat standard de stockage, le règlement d'accès pour le stockage et le

programme de services de stockage modifiés approuvés par la CREG tiennent compte des commentaires et suggestions des acteurs du marché.

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

Le Gas Coordination Group de la Commission européenne coordonne l'application du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010, publié le 28 octobre 2017. La CREG y représente la Belgique aux côtés de l'autorité compétente désignée, la direction générale Énergie.

Ce règlement prévoit des règles visant à promouvoir la coopération régionale en Europe pour gérer les situations d'urgence. Un cadre légal est fourni pour l'élaboration d'un mécanisme de solidarité entre les États membres européens afin de continuer à approvisionner les clients protégés. Cette collaboration se traduit par des analyses de risques, des plans d'action préventive et des plans d'urgence qui font l'objet d'un suivi au sein du Gas Coordination Group.

L'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 a mis le Gas Coordination Group en état d'alerte pour sauvegarder l'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe. Les activités et les initiatives du Gas Coordination Group ont connu une intensité accrue. L'accent a été mis sur le remplacement du gaz naturel russe par de nouvelles sources de gaz naturel (principalement le GNL) tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement.

À cette fin, plusieurs « règlements d'urgence » ont été élaborés, notamment le règlement sur le stockage de gaz du 29 juin 2022¹⁷⁴ et le règlement sur la réduction de la demande du 5 août 2022¹⁷⁵. Ces deux règlements ont été suivis de près par le Gas Coordination Group dans le but de garantir une quantité suffisante de gaz naturel stocké dans l'UE pour couvrir la période hivernale 2022-2023 mais aussi de réduire la demande de gaz naturel à la consommation essentielle. Ces deux règlements temporaires ont des résultats positifs sur le terrain.

Le règlement renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontaliers de gaz du 19 décembre 2022¹⁷⁶ est un autre règlement d'urgence qui mérite l'attention.

Ce règlement édicte des règles standard pour la solidarité entre les États membres européens, allant au-delà du règlement (UE) 2017/1938 où la mise en place de la solidarité était laissée aux négociations bilatérales entre les États membres, ce qui n'a donné lieu qu'à un nombre limité d'accords entre les États membres à ce jour. De même, au sein du Gas Coordination Group, l'accent mis sur la sécurité d'approvisionnement a été élargi en examinant non seulement la disponibilité du gaz naturel mais aussi son caractère abordable. Cela explique en partie que le règlement (UE) 2022/2576 contient également des règles sur les comparaisons de prix, l'agrégation de la demande et les achats groupés.

¹⁷⁴ Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) no 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz

¹⁷⁵ Règlement (UE) 2022/1369 du Conseil du 5 août 2022 relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz.

¹⁷⁶ Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontaliers de gaz.

Pour être complet, mentionnons également un quatrième règlement d'urgence (temporaire) daté du 22 décembre 2022¹⁷⁷ qui concerne un mécanisme de correction du marché pour les prix excessifs du gaz naturel.

Les travaux du Gas Coordination Group ont contribué de manière significative au développement de mesures d'urgence et à la maîtrise de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe. La CREG a collaboré avec la direction générale Énergie en 2022 pour commenter les avant-projets de règlement d'urgence à partir des spécificités de la situation belge. La CREG a également collaboré à l'application des mesures nécessaires en Belgique et à la fourniture des rapports correspondants. Il s'agit en particulier de la réalisation des objectifs en matière de stockage de gaz naturel tels que prescrits dans le règlement d'urgence (UE) 2022/1032. Pour la CREG, il a toujours été important de n'intervenir que temporairement dans le mécanisme de marché et le signal de prix y afférent, et ce dans la mesure où les chocs des changements soudains de la situation du marché l'exigeaient afin de garantir l'approvisionnement en gaz naturel.

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Maximum gas daily consumption (TWh/day).</i>	0,933	0,957	0,988	1,030	1,053	0,949	1.148	0.934
<i>Pipeline entry capacity in TWh/y.</i>	11388	11388	11388	11388	11388	11388	11388	1417
<i>Pipeline exit capacity (exports) in TWh/y</i>	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	1013
<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	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	0,4728
<i>LNG Gas Storage Capacity</i>	386000	386000	386000	386000	566000	566000	566000	566000
<i>Underground gas</i>	70000000	70000000	70000000	70000000	70000000	70000000	70000000	770 mcm

¹⁷⁷ Règlement (UE) 2022/2578 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un mécanisme de correction du marché afin de protéger les citoyens de l'Union et l'économie contre des prix excessivement élevés.

storage-working gas volume in m ³ (n)								
Underground gas storage-Maximum withdrawal capacity (TWh/day)	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0.174	0,174
Number of TSOs	2	2	2	2	2	2	2	2
Extension of TSO grid (km)	0	0	0	0	0	0	0	0
Number of DSOs	5	5	5	4	4	4	4	4
Extension of DSO grid (km)	746	547	296	648,488	+534,8	+442	NAV	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 régulatoire 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 régulatoire 2024-2027

Le 14 mars 2022, la CREG et Fluxys Belgium et Fluxys LNG ont conclu un avenant à l'accord du 16 décembre 2021 relatif, d'une part, 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'autre part, aux procédures d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs.

Le 18 mars 2022, une réunion de concertation a eu lieu entre la CREG et Fluxys Belgium et Fluxys LNG sur un avant-projet de méthodologie tarifaire¹⁷⁸.

Le 2 juin 2022, la CREG et Fluxys Belgium et Fluxys LNG ont conclu un deuxième avenant à l'accord précité du 16 décembre 2021.

La CREG a adopté le 30 juin 2022 l'arrêté (Z)1110/12 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la

¹⁷⁸ Le procès-verbal de la réunion est publié sur le site web de la CREG.

période régulatoire 2024-2027. Cet arrêté a été précédé d'une consultation publique du 21 avril au 12 mai 2022.

Cette méthodologie se fonde sur des principes éprouvés, qui ont été affinés et complétés en vue d'améliorer les prestations des gestionnaires du réseau, de favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement et de stimuler la recherche et le développement. La régulation vise ainsi à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés d'une part, et les coûts supportés par les utilisateurs du réseau d'autre part. Fluxys Belgium se basera sur cette méthodologie pour élaborer ses propositions tarifaires. Les tarifs seront connus dans le courant de l'année 2023.

Le 13 octobre 2022, la CREG et Fluxys Belgium et Fluxys LNG ont conclu un troisième avenant à l'accord précité du 16 décembre 2021. La CREG a en outre publié des modèles de rapport, y compris les lignes directrices pour les rédiger. Le 22 décembre 2022, la CREG a déterminé les modalités finales de détermination des incitants pour Fluxys Belgium et Fluxys LNG au cours de la période 2024-2027, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs¹⁷⁹. Cette décision a été précédée d'une consultation publique.

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 2020¹⁸⁰, son rapport tarifaire pour la période du 1^{er} 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 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 a entraîné une augmentation de £ 23 096 000 du compte d'égalisation (solde régulatoire)¹⁸¹.

Evolution des tarifs de transport et de stockage de Fluxys Belgium

Tarifs de transport 2020-2023

La proposition tarifaire de Fluxys Belgium pour les années 2020-2023 approuvée par la CREG le 7 mai 2019 prévoyait que les tarifs de transport seraient corrigés au cas où l'évolution du compte de régularisation dévierait de sa trajectoire prévue. Pour soutenir les consommateurs dans le contexte actuel de prix élevé du gaz naturel et conformément à l'accord relatif à la méthodologie pour les années 2024-2027, Fluxys Belgium et la CREG ont décidé de réduire les tarifs des services de transport de 10 % à partir du 1^{er} juillet 2022.

Tarifs de stockage 2020-2023

Les tarifs pour les services de stockage de gaz naturel à Loenhout ont été adaptés le 1^{er} juillet 2022 sur la base de la formule d'ajustement tarifaire approuvée le 7 mai 2019.

Le 14 février 2022, la loi gaz a été amendée pour permettre un prix de réserve inférieur au tarif régulé dans le cas d'une allocation des capacités de stockage via des enchères publiques. Le manque à gagner

¹⁷⁹ Décision (B)656G/49 du 22 décembre 2022 sur les modalités finales de détermination des incitants pour Fluxys Belgium et Fluxys LNG au cours de la période 2024-2027.

¹⁸⁰ 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.

¹⁸¹ Décision (B)1442/8 du 8 juillet 2021 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector Ltd pour la période du 1^{er} janvier 2020 jusqu'au 31 décembre 2020.

a été supporté par le compte de régularisation. Ainsi, tout le stockage disponible a été vendu et ensuite rempli, ce qui a amélioré la sécurité d’approvisionnement et la dépendance vis-à-vis du gaz russe.

Tarifs d’équilibrage

La CREG a approuvé la proposition des tarifs d’équilibrage 2023 soumise par Balansys. La redevance de déséquilibre journalier et infrajournalier est maintenue à son niveau actuel et la redevance à des fins de neutralité est ramenée à - 0,1 €/MWh¹⁸².

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 Zeebrugge pour la période 2020-2044.

Tarifs d’Interconnector

En 2022, après une consultation publique, Interconnector Ltd a soumis deux modifications de sa méthodologie de tarification à l’approbation de la CREG et du régulateur britannique Ofgem. Celles-ci portaient principalement sur une harmonisation de la publication des tarifs entre les deux canaux de vente et sur la possibilité d’une tarification et d’une facturation en euros. La CREG a approuvé les modifications proposées¹⁸³.

Soldes de Fluxys Belgium, Fluxys LNG et Interconnector

La CREG a décidé que l’application des tarifs par Fluxys en 2021 résulterait en une diminution nette du compte de régularisation de l’activité de transport de 49 980 625 €, portant son solde à 250 039 916 € au 31 décembre 2021 et en une augmentation du compte de régularisation de l’activité de stockage de 7 712 675 €, portant son solde à 52 965 598 € au 31 décembre 2021.

En utilisant une partie importante du compte de régularisation de l’activité de transport, la CREG a pu réaliser une diminution tarifaire de 10 % au profit des utilisateurs du réseau de transport à partir du 1^{er} juillet 2022¹⁸⁴.

La CREG a décidé que l’application des tarifs par Fluxys LNG en 2021 résultait en une augmentation nette du compte d’attente IRR de l’activité de *terminalling* de 12 832 543 €, portant son solde à 71 275 204 € au 31 décembre 2021¹⁸⁵.

Dans le cadre de sa mission de contrôle, plus spécifiquement sur le *reporting* de l’exercice 2021, la CREG a décidé que l’application par Interconnector des tarifs au cours de la période du 1^{er} janvier 2021 jusqu’au 31 décembre 2021 a résulté en une augmentation du compte de régularisation (avoir régulateur) de 4,439 kGBP, qui atteint un montant cumulé de 27,917 kGBP au 31 décembre 2021¹⁸⁶.

¹⁸² Décision (B)2121/4 du 17 novembre 2022 sur la redevance d’équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023.

¹⁸³ Décision 1442/9 du 24 février 2022 relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d’accès conclu avec Interconnector Ltd et au règlement d’accès d’Interconnector Ltd et décision (B)1442/11 du 30 novembre 2022 relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d’accès conclu avec Interconnector Ltd et au règlement d’accès d’Interconnector Ltd.

¹⁸⁴ Décision (B)656G/47 du 16 juin 2022 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l’exercice d’exploitation 2021.

¹⁸⁵ Décision (B)657G/24 du 12 mai 2022 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l’exercice d’exploitation 2021.

¹⁸⁶ Décision (B)1442/10 du 19 juillet 2022 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector Ltd pour la période du 1^{er} janvier 2021 jusqu’au 31 décembre 2021.

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 2021 :

- Pour le client résidentiel, les évolutions entre 2007 et 2021 peuvent différer légèrement d'un client type à l'autre. Pour T2, nous observons une hausse moyenne de 29,01 % par rapport à 2007. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T2 a augmenté en moyenne de 14,75 % (+ 1,47 €/MWh), le tarif d'obligations de service public baissant de 5,14 %. À Bruxelles, l'augmentation s'élève à 2,48 % (+ 0,27 €/MWh), alors que le tarif des obligations de service public a diminué de 123,86 %. En Wallonie, la hausse est plus forte et atteint 70,86 % (+ 7,34 €/MWh), dont 46,47 % 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 2021 à 3,36 % en Flandre, à 2,42 % à Bruxelles et à 20,32 % en Wallonie.
- Pour le client professionnel, les évolutions entre 2007 et 2021 peuvent différer légèrement d'un client type à l'autre. Pour T2, la CREG observe une hausse moyenne de 29,01 % par rapport à 2007 et pour T4, une hausse de 28,26 %. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T4 a augmenté en moyenne de 1,60 % (+ 0,04 €/MWh). À Bruxelles, l'augmentation s'élève à 7,26 % (+ 0,20 €/MWh). En Wallonie, l'augmentation est plus forte et atteint 76,14 % (1,94 €/MWh).

3.3.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.2 du présent rapport.

Tableau 38 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2022-31/12/2022)¹⁸⁷

Exclusief btw	Distributie						Databeheer (€/jaar)
	T1 0 - 5.000 kWh/jaar		T2 5.001 - 150.000 kWh/jaar		T3 150.001 - 1.000.000 kWh/jaar		
	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (€/MWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (€/MWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (€/MWh)	
FLUVIUS ANTWERPEN	13,11	19,2288	81,97	5,46	327,89	3,82	11,53
FLUVIUS LIMBURG	11,60	13,4948	42,91	7,23	580,15	3,65	11,53
FLUVIUS WEST	5,84	21,5114	66,88	9,30	670,80	5,28	11,53
GASELWEST	11,63	16,8543	51,24	8,93	500,20	5,94	11,53
IMEWO	13,45	19,5104	75,48	7,11	372,71	5,12	11,53
INTERGEM	10,19	14,9248	49,20	7,12	395,90	4,81	11,53
IVEKA	10,98	15,9569	58,96	6,36	368,54	4,30	11,53
IVERLEK	11,24	16,2621	56,01	7,31	419,84	4,88	11,53
SIBELGAS	11,83	17,5210	65,62	6,76	145,14	6,23	11,53

Revenu autorisé 2022

En application de la méthodologie tarifaire 2021-2024, le VREG a déterminé le 5 octobre 2022 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 2023. Le revenu autorisé a ensuite été révisé le 18 novembre 2022.

Le revenu total autorisé est de 0,5 milliards EUR, soit environ 10,6% de moins qu'en 2022.

¹⁸⁷ Pour les utilisateurs du réseau résidentiels, une TVA de 21 % était applicable à toutes les composantes des tarifs périodiques de réseau de distribution pour le prélèvement de gaz naturel entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 mars 2022. Depuis le 1^{er} avril 2022, la TVA est de 6 % pour les utilisateurs du réseau résidentiels.

Tableau 39 : planfonds de revenus 2022

	Exogène	Endogène	Total	2023/2022
Fluvius Antwerpen	€ 5.960.365	€ 84.516.428	€ 90.476.793	8,95%
Fluvius Limburg	€ 4.550.007	€ 55.055.740	€ 59.605.747	17,79%
Fluvius West	€ 702.269	€ 13.671.751	€ 14.374.020	11,56%
Gaselwest	€ 1.376.463	€ 74.294.209	€ 75.670.672	11,63%
Imewo	€ 2.579.810	€ 95.987.954	€ 98.567.764	9,36%
Intergem	€ 820.560	€ 42.426.013	€ 43.246.573	11,03%
Iveka	€ 947.958	€ 33.492.000	€ 34.439.959	6,71%
Iverlek	€ 2.560.817	€ 83.164.561	€ 85.725.378	10,64%
Sibelgas	€ 814.018	€ 9.367.960	€ 10.181.977	3,20%
Total	€ 20.312.266	€ 491.976.616	€ 512.288.882	10,64%
	4%	96%	100%	

Compte tenu de la question actuelle des prix élevés de l'énergie, les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel ont proposé que les avances accordées pour les coûts du déploiement des compteurs numériques de gaz naturel pour l'année 2021, soient restituées de manière intégrale et actualisée sous la forme d'une avance négative sur le revenu autorisé pour le gaz naturel pour l'année 2023. L'avance négative pour l'année 2023 est de -32 275 639 € pour la distribution de gaz naturel

Soldes 2021

Pour les GRD de gaz naturel, nous constatons pour 2021 un excédent global de 2,2 % sur un budget total d'environ 0,5 milliard EUR.

Tableau 40 : soldes réglementaires 2021

Soldes réglementaires	Gaz naturel (€)
Coûts exogènes	-1 million
Différences de volume	-14,3 millions
Réindexation	-4,2 million
Impôt des sociétés	+0,1 million
Réévaluation des plus-values	+0,1 million
+ = déficit et - = excédent	

Jurisprudence

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

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 1er 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 1er janvier 2019.

Ores Assets

Le 13 janvier 2021, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs 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 régulateurs gaz 2017, 2018 et 2019 aux tarifs de distribution de gaz de l'année 2022.

Le 25 novembre 2021, la CWaPE a approuvé le solde régulateur gaz d'ORES Assets concernant l'exercice d'exploitation 2020.

Le 15 décembre 2022, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs gaz d'ORES Assets concernant l'exercice d'exploitation 2021.

Resa

Le 26 novembre 2020, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs 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 régulateurs 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 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 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 gaz aux tarifs de distribution d'électricité des années 2022 et 2023.

Le 1er décembre 2021, la CWaPE a approuvé le solde régulateur gaz de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2020 et a décidé d'affecter partiellement ce solde aux tarifs de distribution gaz des années 2022 et 2023.

Le 30 septembre 2022, RESA a introduit une demande de révision de ses revenus autorisés pour les années 2022 et 2023 afin de tenir compte de la forte indexation des coûts subie au cours de ces deux

années ainsi que de la hausse des coûts liés à l'excavation des terres suite à l'entrée en vigueur de l'AGW « Walterre ». Le 15 décembre 2022, la CWaPE a approuvé l'augmentation du revenu autorisé gaz de RESA. Cette augmentation de 13,6 M€ est répartie sur les tarifs de distribution de l'année 2023 et des années suivantes.

Le 15 décembre 2022, la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs électricité de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2021 et a décidé d'affecter partiellement ce solde aux tarifs de distribution de l'année 2023.

Figure 41 : Coûts de distribution gaz 2019-2023 pour les clients de la catégorie tarifaire T2 (<50 MWh) hors TVA. (client-type 17.000 kWh).

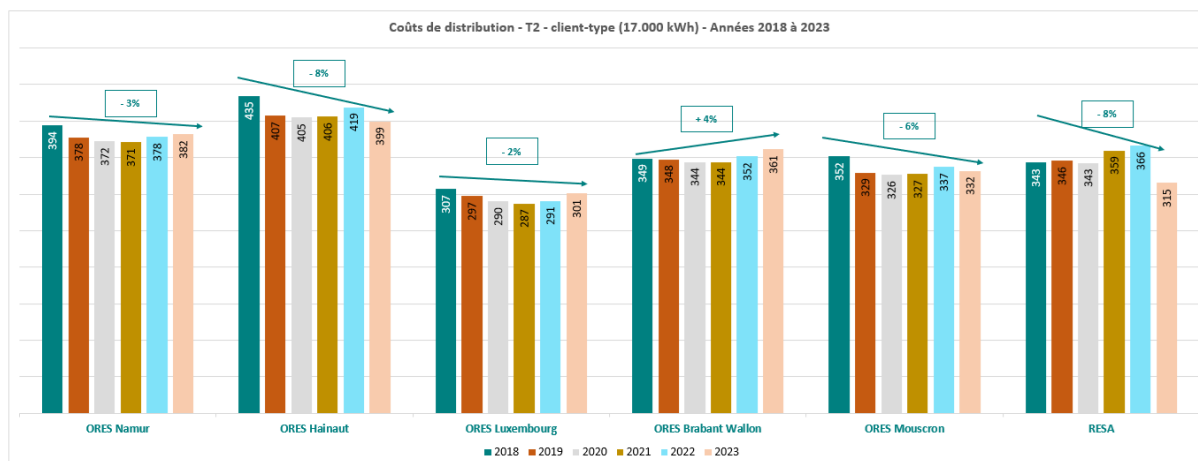


Figure 42 : Coûts de distribution gaz 2019-2023 pour les clients de la catégorie tarifaire T4 (> 1000 MWh avec relevé mensuel) hors TVA.

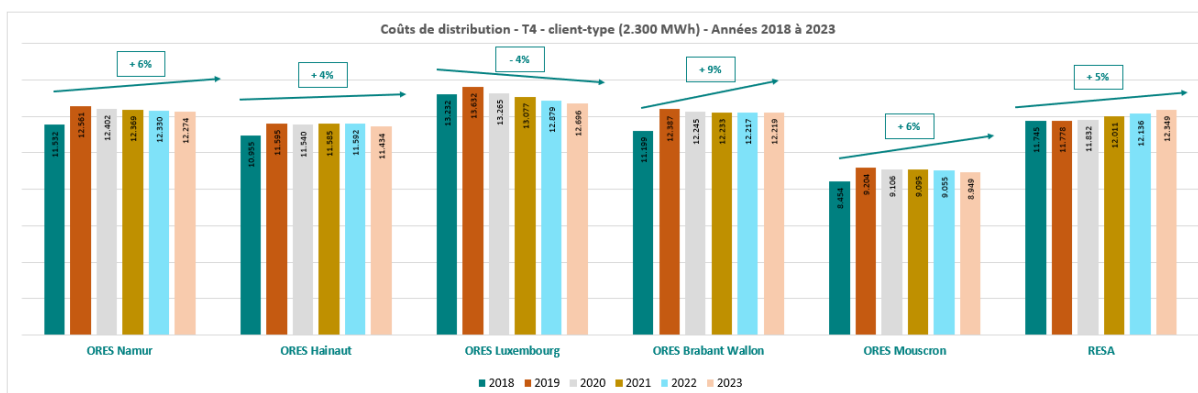
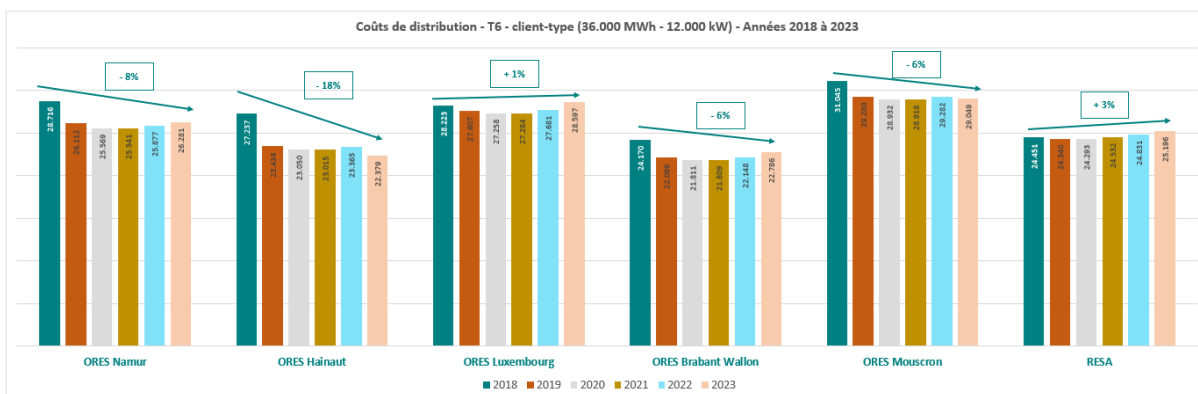


Figure 43 : Coûts de distribution gaz 2019-2023 pour les clients de la catégorie tarifaire T6 (> 10.000 MWh avec relevé automatique) hors TVA.



Contrôle des soldes régulateurs rapportés des GRD

Le tableau ci-dessous donne le statut des soldes régulateurs pour les GRD wallons secteur du « gaz » des années 2019, 2020, 2021.

Secteur Gaz	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
		X		X			X		Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Ellezelles et Mont-de-Pendus à ORES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Ellezelles et Mont-de-Pendus à ORES ASSETS		
GASELWEST		X		X			X			X			X	
ORES ASSETS		X		X			X			X			X	
RESA		X		X			X			X			X	

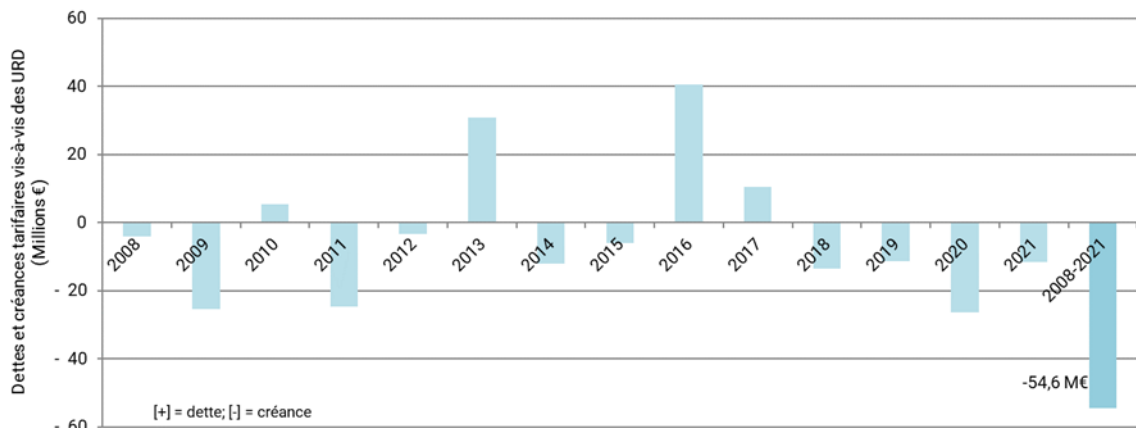
Secteur Gaz	2019		2020		2021	
GRD actifs en Wallonie	Contrôle en cours	Approbation (✓) ou refus (✗)	Contrôle en cours	Approbation (✓) ou refus (✗)	Contrôle en cours	Approbation (✓) ou refus (✗)
ORES ASSETS		✗		✗		✗
RESA		✗		✗		✗

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

Secteur Gaz	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
		X		X			X		Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Ellezelles et Mont-de-Pendus à ORES ASSETS			Transfert des communes de Celles, Comines-Warineton, Ellezelles et Mont-de-Pendus à ORES ASSETS		
GASELWEST		X		X			X			X			X	
ORES ASSETS		X		X			X			X			X	
RESA		X		X			X			X			X	

Figure 44 : soldes régulateurs annuels rapportés entre 2008 et 2021 en gaz



Signe négatif = créance tarifaire vis-à-vis des URD - Signe positif = dette tarifaire vis-à-vis des URD

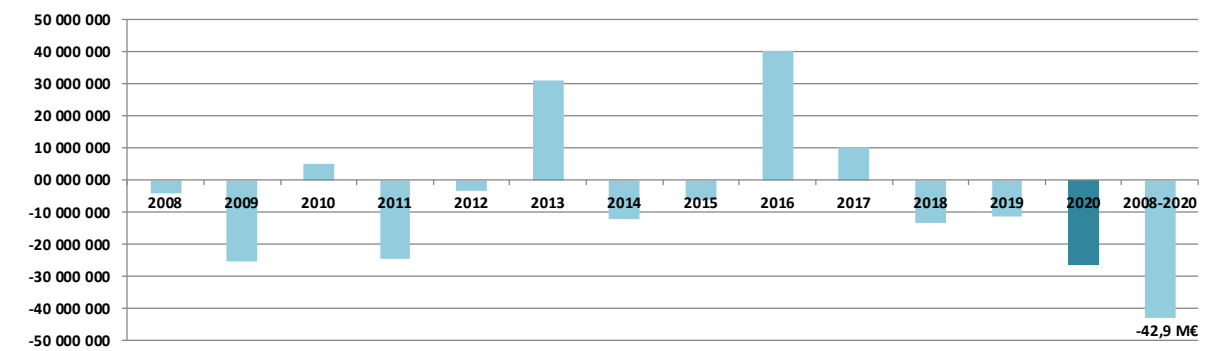
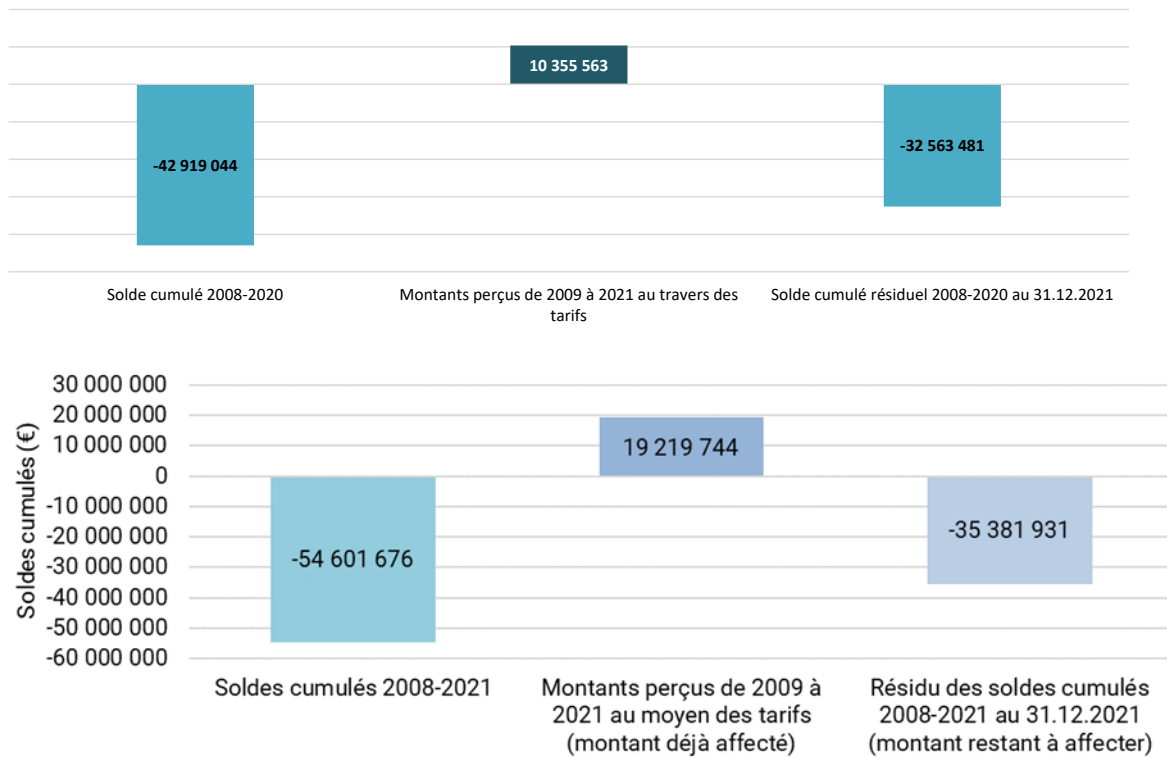


Figure 45 : soldes régulateurs cumulés de 2008 et 2021 en gaz



La quote-part des soldes régulateurs déjà affectés aux tarifs de distribution des années 2009 à 2021 s'élève quant à elle à 19,2 MEUR. Par conséquent, au 31 décembre 2021, les soldes régulateurs cumulés 2008-2020 non-affectés sont estimés à -27,9 MEUR pour le gaz (créance tarifaire). Ces soldes régulateurs résiduels seront progressivement affectés aux tarifs de distribution des années 2023 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

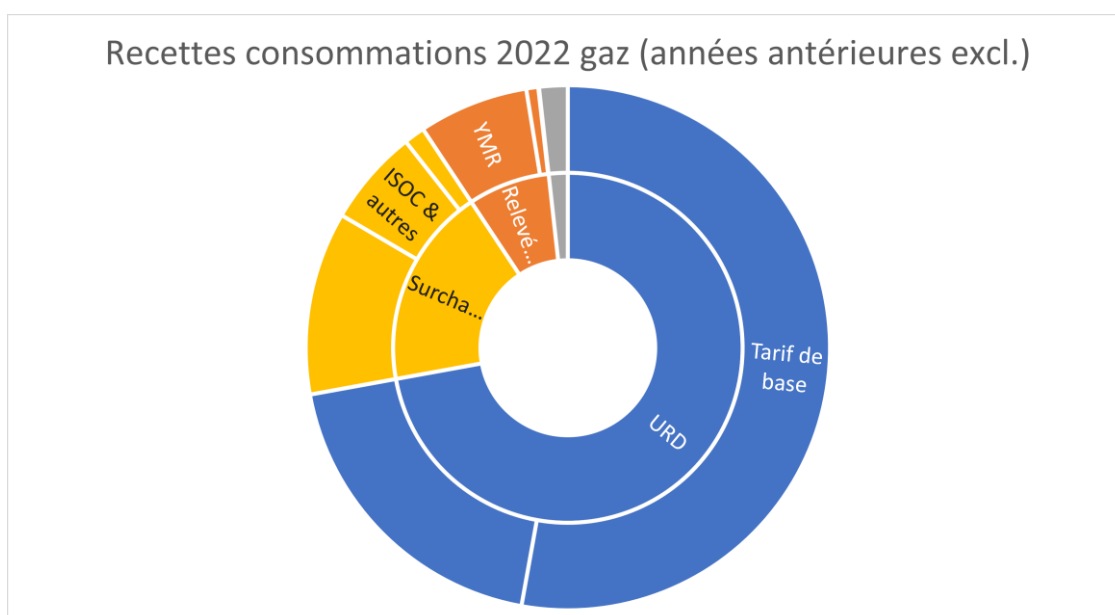
Tarif de distribution gaz pour l'année 2022 :

Tableau 41 : Tarif de distribution – gaz 2022

Sibelga Distribution gaz		Grille tarifaire				
		Année 2022				
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		4,98	38,46	812,94	4.171,62	10.203,18
consommation Y = EUR / kWh		0,014464	0,008365	0,003755	0,000694	0,000278
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage						
Comptage GOL (Gas On-Line) EUR / an		740,65	740,65	740,65	740,65	740,65
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - relevé mensuel EUR / an		292,18	292,18	292,18	292,18	292,18
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an		15,81	15,81	15,81	15,81	-
3. Surcharges						
3.1. Charges de pensions EUR / kWh		0,000277	0,000194	0,000116	0,000047	0,000005
3.2. Impôts & prélèvements						
- Redevance de voirie EUR / kWh		0,001304	0,001304	0,001304	0,001304	0,001304
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh		0,001276	0,000893	0,000536	0,000214	0,000021
4. Tarif des obligations de service public EUR / kWh		0,000395	0,000276	0,000167	0,000000	0,000000

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

Figure 46 : 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 2022). L'activité de mesure et de comptage représente également 7,6 %. 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 (38,46EUR HTVA pour une consommation annuelle entre 5.001 et 150.000 kWh en 2022). La partie fixe totale d'un consommateur médian bruxellois est de l'ordre de 27 % du montant total de la partie distribution.

Pour le gaz, la redevance de voirie s'élève à environ 11,9 millions EUR en 2022. La marge équitable pour ce fluide s'élève en 2022 à environ 14,8 millions EUR. Électricité et gaz confondus, le montant total de la marge équitable et de la redevance de voirie s'élève pour 2022 à environ 72,3 millions EUR.

Contrôle des soldes réglementaires de SIBELGA

Pour l'année 2021, le solde réglementaire (non gérable) cumulé pour le gaz s'élève à 125 millions EUR, dont environ 89 millions encore non affectés. La quote-part attribuée au GRD comme incitant sur coût gérable s'élève à 0,6 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 2021 à 14,9 millions EUR pour le gaz.

Tableau 42 : Évolution tarifs de distribution – Gaz 12.728 kWh annuel

En euro HTVA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Utilisation du réseau	149	156	163	167	168	145	146	145
Pensions non capitalisées	15	14	5	5	5	3	3	2
OSP	6	6	5	4	3	3	4	4
Comptage	16	15	16	16	16	16	16	16
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	25	26	28	29	28	27	28	28
	211	218	216	221	220	195	197	195

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. Au niveau du gaz, pour un client résidentiel consommant annuellement 12.000 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP a été quasiment identique en 2022 (0,0276 c€/kWh) par rapport au tarif 2021 (0,0280 c€/kWh). La surcharge liée à l'impôt des sociétés enregistre une légère baisse. Le tarif pour l'année 2022 s'élève en effet pour un client résidentiel à 0,0893 c€/kWh contre 0,0907 c€/kWh en 2021.

Mécanismes de régulation incitative

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

Jurisprudence

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

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 – National 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 43 à 45 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)

Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity 2022

	BE – NL	NL – BE	BE – UK	UK – BE	BE - DE	DE – BE	BE - FR	FR – BE	Norvège
Average Commercial Max (MWh/h)	37.822	60.350	6.579	6.866	56.500	49.445	38.660	25.268	14.331
Average contracted capacity (MWh/h)	24.607	34.744	2.999	8.800	33.336	5.337	31.588	19.174	17.660

Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity [H] 2022

	BE – NL	NL – BE	BE – UK	UK – BE	BE - DE	DE – BE	BE - FR	FR – BE	Norvège
Average Commercial Max (MWh/h)	17.822	33.400	6.597	6.866	56.600	49.445	28.250	19.268	14.331
Average contracted capacity (MWh/h)	19.953	14.217	2.999	8.800	33.336	5.337	22.675	19.173	17.660

Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity [L] 2022

	BE – NL	NL – BE					BE - FR	FR – BE	
Average Commercial Max (MWh/h)	20.000	26.950					10.410	6.000	
Average contracted capacity (MWh/h)	4.654	20.527					8.913	1	

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 1^{ère} jusqu'à la dernière journée gazière du mois calendrier), trimestriels (débutant respectivement le 1^{er} octobre, le 1^{er} janvier, le 1^{er} avril ou le 1^{er} juillet) ou annuels (débutant le 1^{er} 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 accepté¹⁸⁸

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)¹⁸⁹. La 4^{ème} liste PCI est entrée en vigueur en avril 2020¹⁹⁰.

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 RTR¹⁹¹-Dorsales¹⁹² 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.

¹⁸⁸ Plan indicatif d'investissements Fluxys Belgium et Fluxys LNG 2021-2030, Février 2021

¹⁸⁹ Plan indicatif d'investissements Fluxys Belgium et Fluxys LNG 2021-2030, Février 2021

¹⁹⁰ 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.

¹⁹¹ Grand axe de transport de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande.

¹⁹² 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 nœuds 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

- 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.

- 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.

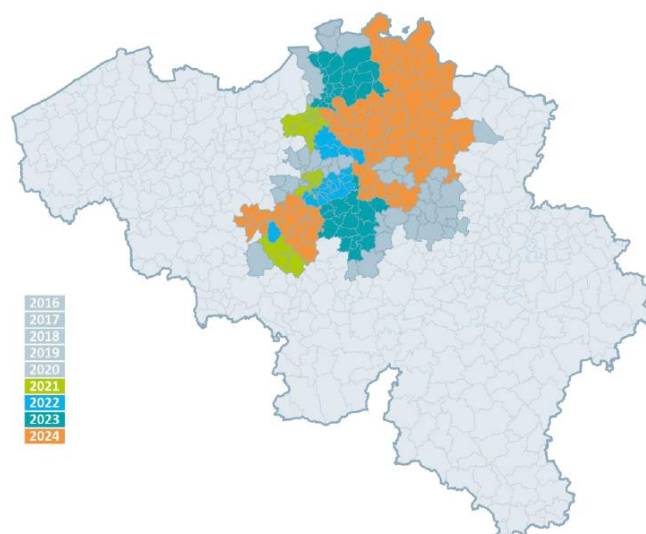
Conclusion

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 47 : 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.

Le projet RTE-E

Le règlement européen RTE-E révisé (UE) 2022/869 du 30 mai 2022¹⁹³ vise à soutenir les investissements qui contribuent à la réalisation de la transition énergétique de l'Europe. Les promoteurs de projets avaient jusqu'au 15 décembre 2022 pour soumettre des propositions de projets à la Commission européenne pour le processus de sélection des projets d'intérêt commun (PCI - *Project of Common Interest*) ou des projets d'intérêt mutuel (PMI - *Project of Mutual Interest*). Seuls les projets qui dépassent au moins une frontière territoriale peuvent entrer en ligne de compte¹⁹⁴.

Le statut PCI permet au projet de bénéficier de procédures accélérées et adaptées pour l'octroi d'autorisations, ainsi que de conditions de régulation adaptées. Le règlement RTE-E révisé ne prend plus en compte les projets de gaz naturel mais opte résolument pour les projets d'hydrogène. La reconversion des infrastructures de gaz naturel permettant l'émergence d'un marché de l'hydrogène est un point de départ important à cet égard.

Dans ce sens, le RTE-E parle également de la catégorie des réseaux de gaz intelligents, en faisant référence aux investissements permettant ou facilitant l'intégration des gaz à faible teneur en carbone et surtout renouvelables dans le réseau. Une analyse coûts-bénéfices des projets PCI/PMI pour les différents pays situés dans la zone d'impact de ces projets est restée une partie importante de

¹⁹³ Règlement (UE) 2022/869 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2022 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, modifiant les règlements (CE) no 715/2009, (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 et les directives 2009/73/CE et (UE) 2019/944, et abrogeant le règlement (UE) n° 347/2013.

¹⁹⁴ S'il s'agit d'une frontière terrestre au sein de l'Union européenne, le règlement RTE-E parle de PCI. S'il s'agit d'une frontière terrestre avec un pays tiers, le règlement RTE-E parle de PMI.

règlement RTE-E. L'objectif est d'accorder d'éventuelles compensations de coûts transfrontalières, sans lesquelles des projets ne seraient pas réalisés. Il ne peut y avoir de subsides de la part de la Commission européenne destinés à aider le financement des travaux nécessaires qu'en dernier recours, à savoir si le marché ne peut pas supporter le financement des coûts d'investissement et que des externalités positives importantes sont toutefois liées au projet, comme le développement durable, l'intégration de marché et l'interopérabilité, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et la flexibilité, la concurrence, etc. L'intégration des objectifs climatiques et, en particulier, la réduction des émissions de CO2 est un élément de plus en plus important lors de l'identification des projets énergétiques prioritaires.

La première liste de l'Union suivant le règlement RTE-E révisé est prévue pour la fin de 2023. Entre-temps, une procédure de sélection des projets candidats est en cours au sein de groupes de travail régionaux européens où les régulateurs de l'énergie sont co-représentés. La CREG suit ces activités dans les limites de ses compétences actuelles en matière de développement des infrastructures d'hydrogène. Le cadre légal des infrastructures d'hydrogène est en cours de développement.

En tout état de cause, la CREG étudie déjà les possibilités de réutilisation des infrastructures de transport de gaz naturel et l'adaptabilité de nouveaux investissements pour le transport de gaz naturel, de manière à ce qu'une utilisation pour le transport d'hydrogène soit également possible. Le développement des projets relatifs à l'hydrogène continuera évidemment à dépendre de l'évolution des besoins, des possibilités techniques et de l'analyse finale des coûts et bénéfices. La CREG participe à la procédure de sélection et de suivi des PCI/PMI et, en étroite concertation avec les autres régulateurs de l'énergie et l'ACER, contribue également à la mise en œuvre du règlement RTE-E révisé. Cela représente un défi important pour les projets relatifs à l'hydrogène sur un marché qui doit encore se développer. La CREG demande, entre autres, une révision du cadre légal là où c'est nécessaire afin d'inclure progressivement des projets gaziers alternatifs (ex. : hydrogène) et des projets d'intégration du gaz et de l'électricité pour un approvisionnement énergétique durable. Cela inclut entre autres l'évaluation des coûts et bénéfices pour la Belgique découlant éventuellement de projets PCI/PMI à l'étranger et les éventuelles compensations de coûts qui découlent de ces projets étrangers.

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 2022, l'ACER GWG a rendu quatre avis formels portant sur l'« *ENTSOG Summer Supply Outlook 2022* », l'« *ENTSOG Winter Supply Outlook 2022/2023* », le plan décennal d'investissement dans le réseau 2022 d'ENTSOG et le programme de travail annuel d'ENTSOG. Le GWG a également approuvé le PCI (Projects of Common Interest) Monitoring Report ainsi qu'une note sur la réutilisation des infrastructures de gaz naturel pour l'hydrogène pur.

Le *Gas Working Group* (GWG) des régulateurs européens de l'énergie se consacre à des questions relatives aux réseaux européens de transport de gaz et au marché gazier de l'Union européenne. La CREG en assure la vice-présidence.

Le GWG travaille sur divers aspects en étroite collaboration avec ENTSO-G, GIE, GSE et GLE, ainsi qu'avec d'autres acteurs du marché et groupes de travail de l'ACER et du CEER. En 2022, le CEER GWG a analysé la régulation du stockage d'énergie à long terme dans une perspective de couplage sectoriel. Ensuite, un avis a été publié sur la proposition de règlement modifiant les règlements (UE) 2017/1938

et (CE) 715/2009 relatifs à l'accès aux installations de stockage de gaz. À ce sujet, un webinaire a été organisé avec 415 parties prenantes.

Le CEER GWG a en outre suivi de près le processus législatif sur le « Paquet sur le marché de l'hydrogène et du gaz décarboné » et le Règlement sur les émissions de méthane. En particulier, le CEER GWG a donné son avis sur les propositions à la Commission européenne. Le CEER a aussi préparé des dossiers d'information sur les révisions successives faites par la présidence du Conseil, sur les propositions d'amendements et sur les rapports des commissions compétentes du Parlement européen.

Enfin, le CEER GWG a produit un rapport sur les services GNL à petite échelle dans l'UE.

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 2022.

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

Le lecteur est renvoyé au point 1.1.1 du présent rapport.

3.5.2.2. 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.

En 2022, deux mises en demeure ont été adressées à des gestionnaires de réseaux de distribution et cinq à des fournisseurs. Cela a donné lieu à plusieurs décisions de sanction et à des recouvrements.

De effectief opgelegde boetes zijn terug te vinden in de beslissingen van de VREG van 6 juli 2022 :

Les amendes effectivement imposées figurent dans les décisions de la VREG du 6 juillet 2022 :

A l'égard des gestionnaires de réseau de distribution :

- Facturation mensuelle gaz naturel ([BESL-2022-106](#) jusqu'à [BESL-2022-114](#))

A l'égard des fournisseurs (TotalEnergies Power & Gas Belgium SA) :

- Facturation mensuelle gaz naturel ([BESL-2022-94](#))

3.5.2.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

3.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

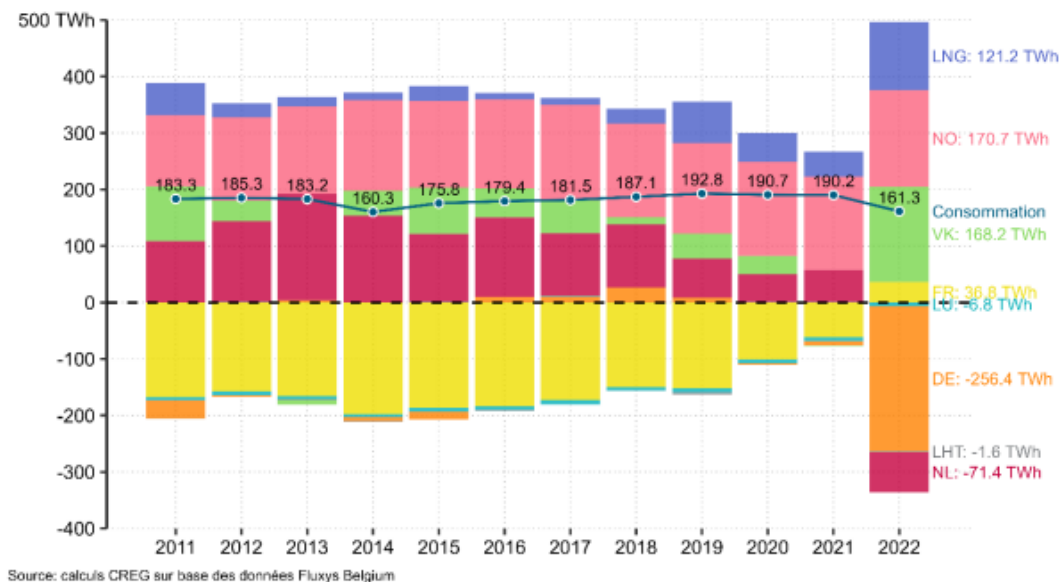
Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2022.

3.6. CONCURRENCE

3.6.1. Marché de gros

Flux de gaz naturel transfrontaliers et consommation de gaz naturel

Figure 48 : Flux de gaz naturel et consommation – Evolution des flux de gaz naturel vers et de la Belgique (en TWh)



Le graphique ci-dessus illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou via GNL, tant pour l'entrée (positif) que pour la sortie (négatif) pour la période 2011-2022. La ligne bleue montre la différence entre les entrées et les sorties transfrontalières et correspond dès lors à la consommation de gaz naturel en Belgique. En 2022, la consommation de gaz naturel s'élevait à 161,3 TWh, soit un recul drastique de -15,2 % par rapport à 2021 (190,2 TWh).

L'invasion de l'Ukraine par la Russie en 2022 a entraîné une crise d'approvisionnement sans précédent et des prix extrêmes du gaz naturel, alors que tout était fait en Europe pour en atténuer au mieux les effets. Les prix élevés de l'énergie ont entraîné des économies et un recul de l'activité industrielle dans tous les secteurs belges, tandis que la réduction de la demande était également une mesure politique visant à prévenir des pénuries réelles de gaz naturel. Dans ce contexte, il convient de considérer l'évolution suivantes de la demande en 2022. La consommation belge de gaz naturel a chuté de 15,2 % (-28,9 TWh) en 2022. Les variations de température en 2022 indiquent que la demande de chauffage était de 15,8 % inférieure à celle de 2021. La consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution a été inférieure de 19,7 % à celle de 2021 (81,7 TWh contre 101,8 TWh en 2021). La consommation industrielle de gaz naturel a diminué de 16,4 % et la consommation de gaz naturel par

les centrales électriques au gaz naturel a connu une baisse de 2,8 %. Outre les répercussions sur la demande de gaz naturel, la crise a entraîné un remaniement majeur des voies d'approvisionnement en gaz naturel, le gaz naturel en provenance de Russie (est) étant largement remplacé par le gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL). Les modèles de flux de gaz naturel transfrontaliers sont les suivants :

Royaume-Uni (UK) : Pour compenser les pertes de gaz naturel russe (notamment en Allemagne), le Royaume-Uni est devenu une importante voie d'approvisionnement pour l'Europe continentale. En 2022, le flux net de gaz naturel en provenance du Royaume-Uni via la canalisation Interconnector vers Zeebrugge a été enregistré à 168,2 TWh. En comparaison, le flux net de gaz naturel vers le Royaume Uni était de 0,9 TWh en 2021.

Pays-Bas (NL) : Alors que les Pays-Bas sont normalement un exportateur net de gaz naturel vers la Belgique, en partie en raison du gaz L néerlandais destiné à la Belgique (et par la suite également à la France), on constate que le solde des échanges présente un total de 71,4 TWh de la Belgique vers les Pays-Bas pour l'année 2022. Tout cela est lié au remplacement du gaz naturel russe aux Pays-Bas (mais aussi en Allemagne notamment) par des cargos supplémentaires de GNL et de gaz naturel norvégien. En 2021, on observait encore un flux net de gaz naturel des Pays-Bas vers la Belgique de 58,5 TWh (+18,4 % par rapport à 2021). Le gaz naturel en provenance des Pays-Bas représente non seulement, et de moins en moins, le gaz naturel extrait aux Pays-Bas (voir, par exemple, le gaz L dont les exportations néerlandaises seront progressivement arrêtées en Belgique d'ici fin 2024 et qui consiste désormais principalement en du gaz H « appauvri » par l'ajout d'azote pour obtenir la qualité de gaz L), mais aussi le gaz naturel provenant d'autres sources (par exemple, de Norvège ou de Russie) qui entre sur le marché belge, via ou non négoce aux Pays-Bas. Le gaz naturel russe utilisé pour produire du pseudo-gaz L a donc également dû être remplacé par de nouvelles sources en 2022.

Norvège (NO) : De Zeebrugge, il existe un pipeline direct avec du gaz naturel norvégien extrait en mer du Nord. En 2022, 170,7 TWh de gaz naturel ont été acheminés par ce gazoduc. Ainsi, l'approvisionnement par ce seul gazoduc dépasse la consommation belge de gaz naturel. En 2020, le volume de gaz naturel norvégien vers Zeebrugge était de 165,3 TWh. Les quantités supplémentaires de gaz naturel norvégien en 2022 (5,4 TWh) ont été limitées, mais tout cela est lié au volume total de production norvégien qui approche déjà de sa capacité maximale.

GNL : Il y a eu un apport important de gaz naturel liquéfié supplémentaire par cargo vers l'Europe en 2022. En 2022, les flux entrants de GNL en Belgique s'élevaient à 121,2 TWh (y compris le GNL en provenance de Russie) alors que le total en 2021 était de 44,0 TWh. Soit une augmentation d'un facteur de 2,75. Le marché européen du gaz naturel, et l'Allemagne en particulier, a donc examiné de très près les possibilités d'importation via Zeebrugge pour assurer sa propre sécurité d'approvisionnement.

Il était déjà connu que le marché belge présente un schéma d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû aux échanges de gaz naturel transfrontalier intense en Belgique et au choix de différentes sources selon les conditions de marché. 2022 a également montré que les possibilités d'importation de Zeebrugge jouent un rôle de premier plan dans la gestion de la crise de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe et dans la recherche d'alternatives au gaz naturel russe à court terme.

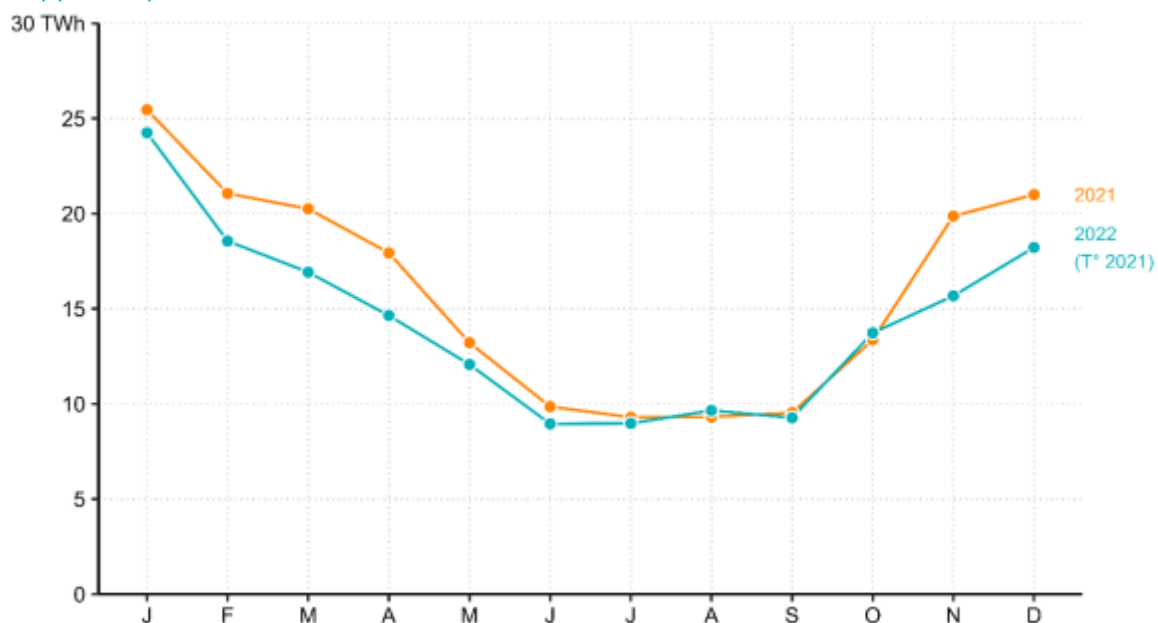
Les flux sortants sont principalement dirigés vers l'Allemagne et constituent une alternative aux fournitures de gaz naturel russe pour le marché allemand. Via le point d'interconnexion transfrontalier avec l'Allemagne, les exportations se sont élevées à 256,4 TWh, ce qui correspond à 1,6 fois la consommation totale de gaz naturel de la Belgique. Ce chiffre est à comparer avec un volume d'exportation mesuré de 8,1 TWh en 2021. Cet important flux de gaz naturel ouest-est a été possible en partie parce que la France a également exporté du gaz naturel vers la Belgique (36,8 TWh) alors que la France dépendait traditionnellement fortement des flux de gaz naturel transitant par la Belgique. Pour cela, nous pouvons compter sur la possibilité depuis le 1^{er} octobre 2015 de transférer du gaz naturel physique de la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem

en Flandre occidentale. On peut dire que l'investissement visant à rendre bidirectionnels les points d'interconnexion transfrontaliers est une sécurité qui a été valorisée en 2022. Néanmoins, l'inversion soudaine de flux de gaz naturel dominants en provenance de l'est en flux de gaz naturel dominants en provenance de l'ouest entraîne des configurations de réseau totalement nouvelles qui donnent lieu à des congestions.

Les consommateurs de gaz naturel du Luxembourg dépendent fortement des flux de gaz naturel transitant par la Belgique. Afin de promouvoir le négoce du gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, depuis le 1^{er} octobre 2015, les marchés belge et luxembourgeois du gaz naturel (gaz H) sont intégrés dans une seule zone d'entrée/sortie, une seule zone d'équilibrage et une seule plateforme commune de négoce (ZTP existante : Zeebrugge Trading Platform). En 2022, les flux de gaz naturel de la Belgique vers le Luxembourg se sont élevés à 6,8 TWh (ce qui représente une diminution de 1,6 % par rapport à 2021).

La figure suivante donne une idée du profil mensuel de la demande de gaz naturel dans l'hypothèse où les besoins en chauffage en 2022 sont inchangés par rapport à 2021. De cette façon, les différences de demande font abstraction des différences qui peuvent être expliquées par des écarts de température. La différence entre les deux courbes reflète donc davantage la réduction de la demande en 2022 résultant des mesures prises pour réduire la demande de gaz naturel en raison de la forte augmentation des prix du gaz naturel et de toutes sortes d'initiatives d'économie. En ne tenant pas compte de la température, l'année 2022 présente une réduction de la demande de gaz naturel de près de 19,2 TWh, ce qui équivaut à près de 10 %. Les 5 % restants (9,6 TWh) de la réduction de la demande peuvent être attribués à une diminution des besoins en chauffage due à des températures extérieures plus douces. Cette estimation de l'effet de température est une approximation basée sur la corrélation entre les besoins en chauffage et les degrés-jours.

Figure 49 : Consommation mensuelle totale de gaz en 2021 et en 2022 (normalisée pour les températures de 2021) (en TWh)



Source: calculs CREG sur base de données Fluxys Belgium

Stockage : La figure ci-dessous montre le volume total de gaz naturel stocké en Europe (panneau inférieur) et en Belgique (Loenhout, panneau supérieur). La figure montre également le volume total de stockage disponible (capacité technique ou volume utile en Europe et en Belgique).

Au cours de la dernière décennie, le volume total de stockage disponible pour le gaz naturel en Europe a connu une augmentation jusqu'en 2016. Depuis 2016, on constate que le volume de stockage reste

stable à un niveau élevé (environ 1 120 TWh fin 2022 contre 1 056 TWh en 2021). Pour Loenhout, le volume de stockage disponible est en principe constant (7,9 TWh). L'augmentation favorable à environ 9 TWh du volume utile offert depuis la saison de stockage 2012-2013 peut être attribuée à une optimisation des services offerts par le gestionnaire de stockage : les utilisateurs de stockage, en concertation avec le gestionnaire de stockage, peuvent fixer leur profil d'injection et d'émission tout au long de l'année - généralement en injectant plus lentement et en émettant plus lentement - ce qui permet au gestionnaire de stockage d'offrir davantage de capacités de stockage. En offrant ce que l'on appelle des capacités booster, les utilisateurs de stockage peuvent optimiser leur portefeuille par des nominations journalières en plus de leur capacité d'injection et d'émission souscrite.

La saison de stockage 2021-2022 a connu une évolution atypique et peut être qualifiée de « particulière ». La persistance d'un niveau élevé d'émission (tant en termes de capacité que de période) au début de l'année 2021, elle-même due à une forte consommation de gaz en raison d'un printemps aux températures inférieures à la moyenne, a fait chuter le taux de remplissage dans l'UE à un niveau (très) bas (28 %). Par conséquent, durant l'été 2021, la demande de gaz a augmenté et, par conséquent, le prix du gaz également (plus de 30 €/MWh), ce qui a également eu un impact sur les injections. En 2021, en plus du volume de stockage initial inférieur à la moyenne et des prix du gaz déjà (relativement) élevés à l'époque, un problème supplémentaire est apparu. La société russe Gazprom qui, directement ou par l'intermédiaire de filiales sous son contrôle direct, avait conclu des contrats portant sur d'importants volumes de stockage dans l'ensemble de l'UE et ce pendant plusieurs années, n'a pas rempli ces volumes de stockage contractés. En particulier, les capacités de stockage de l'Allemagne, des Pays-Bas et de l'Autriche sont restées largement inutilisées à la fin de 2021. En conséquence, les taux de remplissage étaient nettement inférieurs à la moyenne à la fin du mois d'octobre 2021 : 92 % en Belgique, mais seulement 77 % dans l'UE28.

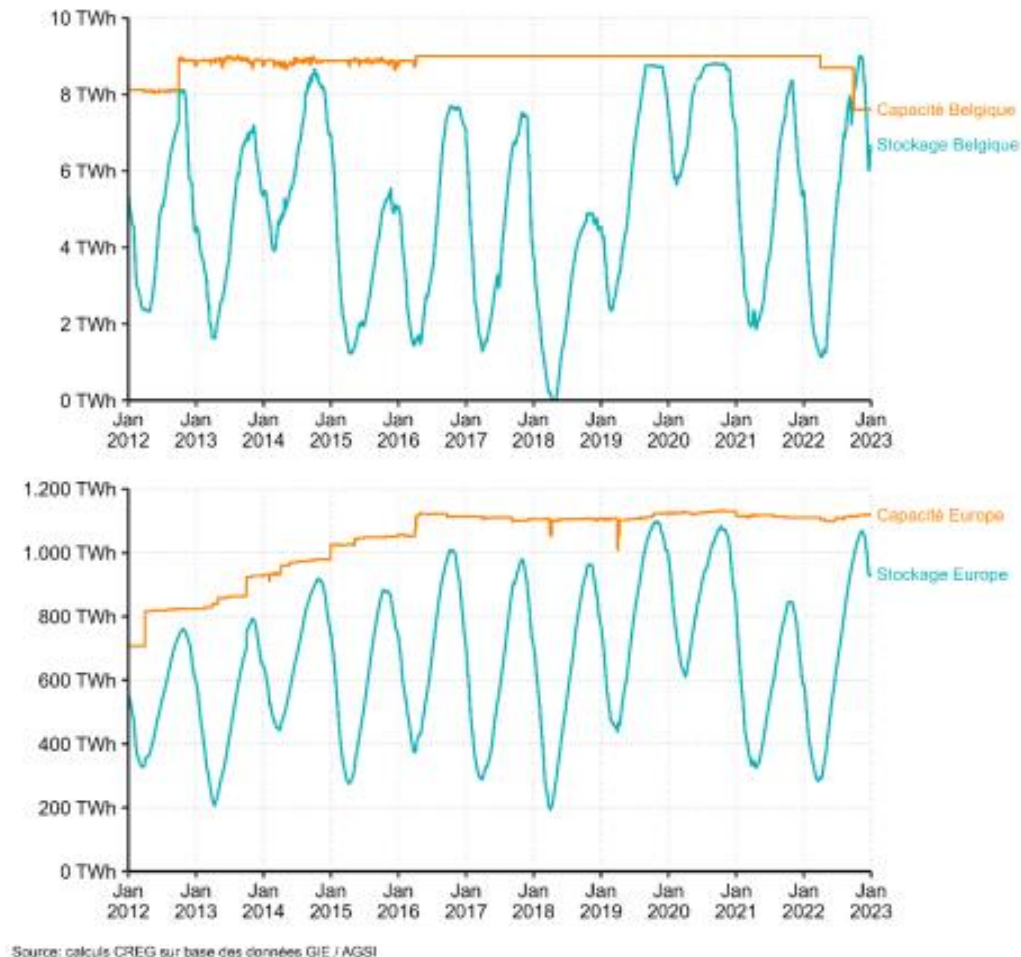
En outre, à partir de novembre 2021, le niveau d'émission des installations de stockage était élevé en raison des prix (alors exceptionnellement) élevés du gaz (jusqu'à + 180 euros/MWh). Fin décembre, la demande de gaz et les prix du gaz sont temporairement tombés à des niveaux inférieurs (+/- 70 euros/MWh) et du gaz a été injecté pendant environ sept jours. Pourtant, début janvier 2022, les taux de remplissage sont restés sensiblement (et dans une certaine mesure de manière inquiétante) inférieurs à ceux des années précédentes (BE : 60 %, UE28 : 54 %).

Pour la période de stockage 2022-2023, Fluxys Belgium a mis en place un nouveau modèle de marché dynamique qui permet de répondre plus rapidement et plus sagement aux besoins du marché. Cette surveillance active du marché des services de stockage est à l'origine de l'allocation complète de la capacité de stockage belge disponible pour la saison de stockage actuelle.

L'impact de l'invasion de l'Ukraine par la Russie sur le marché européen du gaz en 2022 doit faire l'objet d'une évaluation distincte. Néanmoins, il convient de mentionner très explicitement que les ondes de choc créées par cette invasion ont très certainement aussi fortement perturbé le marché européen du stockage du gaz. Un point qui mérite notre attention ici est l'interaction réelle et l'influence mutuelle des prix élevés du marché (*Day Ahead*) d'une part et des stocks (trop) bas de gaz naturel d'autre part. L'inquiétude des gouvernements et des acteurs du marché quant à l'approvisionnement suffisant en gaz des consommateurs finals au cours de l'hiver 2022-2023 s'est traduite par une course contre la montre pour que les stocks de gaz soient remplis à temps et en quantité suffisante. La forte réduction des flux d'approvisionnement en gaz naturel a parfois détourné ces inquiétudes (justifiées) en réactions de panique, ce qui a entraîné des pics de prix extrêmes sur le marché *Day Ahead* du gaz naturel. Moyennant le paiement de surcoûts extrêmement élevés, l'UE a pu obtenir suffisamment de GNL pour remplir pratiquement toutes les capacités de stockage de l'UE au début de l'hiver.

La brève vague de froid de décembre 2022 a été suivie de conditions climatiques exceptionnellement douces, et ce pour presque toute l'Europe. Au 1^{er} janvier 2023, les installations de stockage étaient encore remplies à 88 % (BE) et 84 % (UE). Les inquiétudes concernant l'approvisionnement en gaz pour la saison 2022-2023 ne semblent donc plus avoir cours.

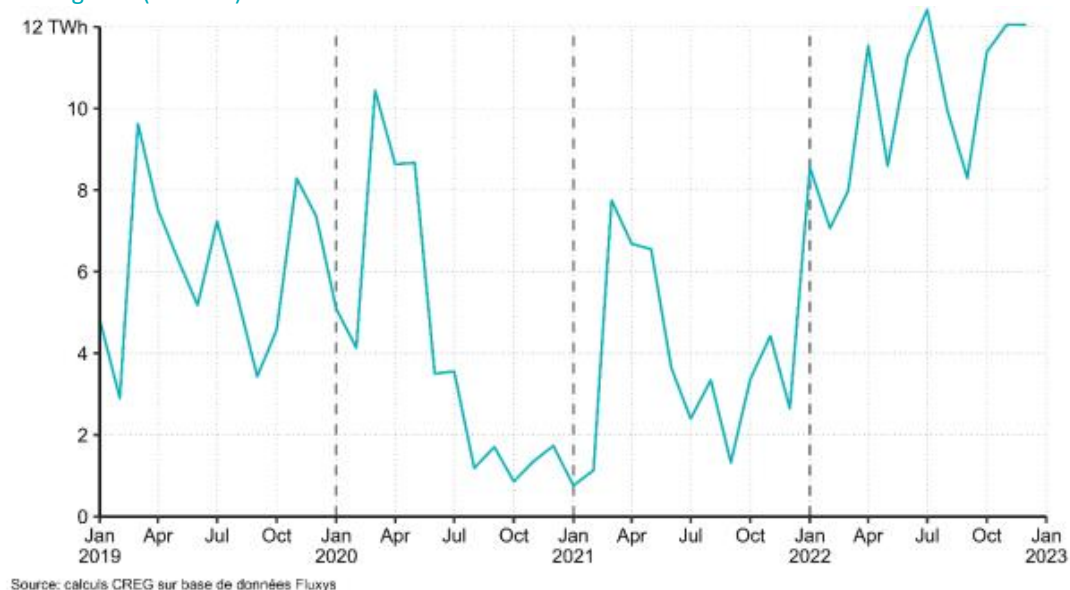
Figure 50 : Consommation mensuelle totale de gaz en 2021 et en 2022 (normalisée pour les températures de 2021) (en TWh)



GNL : En 2018, l'activité GNL à Zeebrugge s'est fortement développée pour atteindre deux années record en 2019 et 2020. En 2021, 112 méthaniers (un record) ont déchargé 93,6 TWh de GNL et 69 méthaniers (un record) ont chargé 46,5 TWh. 2022 a été une année record absolue : 245 méthaniers ont été déchargés pour un volume total de 174,4 TWh et 76 méthaniers ont été chargés pour un volume de 50 TWh. Sur ces 245 méthaniers déchargés, 65 ont été déchargés dans le cadre de services de transbordement.

La moyenne mensuelle d'injection de GNL dans le réseau gazier belge (*Send-Out*) sur les quatre dernières années montre une saisonnalité hiver/été. De plus, on constate qu'en 2022, d'importants volumes de gaz ont été injectés dans le réseau. C'est le résultat des besoins en gaz des pays voisins, notamment de l'Allemagne.

Figure 51 : Injection de GNL dans réseau gazier – Evolution des injections moyennes mensuelles de GNL dans le réseau gazier (en TWh)



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

La CREG a réalisé une nouvelle étude relative à la fourniture de gaz naturel aux grands clients industriels en Belgique en 2021¹⁹⁵. Ces clients, raccordés directement au réseau de Fluxys Belgium, représentent 24,5 % de la consommation des clients finals belges en 2021. L'analyse des contrats de fourniture démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1, 2 ou 3 ans). En 2021, ces contrats de fourniture représentent respectivement 30 %, 39 % et 25 % des contrats. 88,2 % de ces clients disposent de contrats à prix variables sur base de cotations gazières, environ 10 % des clients disposent d'un contrat à prix fixe et trois clients (1,7 % du total) ont un contrat indexé sur les prix de cotations pétrolières.

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 hausse de l'indice HHI et la hausse des taux de switch en volume, il convient de continuer à assurer le suivi de ce segment de marché.

Niveau prix de gros

Depuis 2007, les prix ont suivi l'évolution telle qu'illustrée sur la figure suivante. On constate une corrélation entre l'évolution des prix sur les bourses du gaz et ceux facturés à la clientèle industrielle. La corrélation est relativement forte à partir de 2013, année à partir de laquelle les prix des contrats de vente à la clientèle industrielle deviennent majoritairement indexés sur base de cotations gazières. Avant cela, les cotations pétrolières étaient principalement utilisées pour déterminer ces prix. La corrélation a néanmoins tendance à diminuer en cas de fortes fluctuations des cotations, ce qui peut pousser certaines industries à restreindre leur production lors de pics de prix.

¹⁹⁵ Étude (F)2410 du 8 septembre 2022 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2021.

Figure 52 : Prix moyens de l'énergie facturé aux grands clients industriels en gaz naturel et cotations TTF101 entre 2007¹⁹⁶ et 2021¹⁹⁷



En 2021, les cotations *forward* mensuelles TTF101 ont été en moyenne de 38,8 EUR/MWh à mettre en parallèle avec le prix industriel moyen⁷ de 33,5 EUR/MWh. Au premier semestre 2022, les cotations TTF101 étaient en moyenne de 102 EUR/MWh. Actuellement, les prix *forward* mensuels atteignent un niveau supérieur à 200 EUR/MWh après avoir atteint un plafond à près de 350 €/MWh fin août 2022. Ces constats laissent présager un prix industriel pour l'ensemble de l'année 2022 sensiblement supérieur à celui enregistré en 2021, étant donné la corrélation entre les cotations gazières et les prix industriels moyens.

Degré de transparence¹⁹⁸

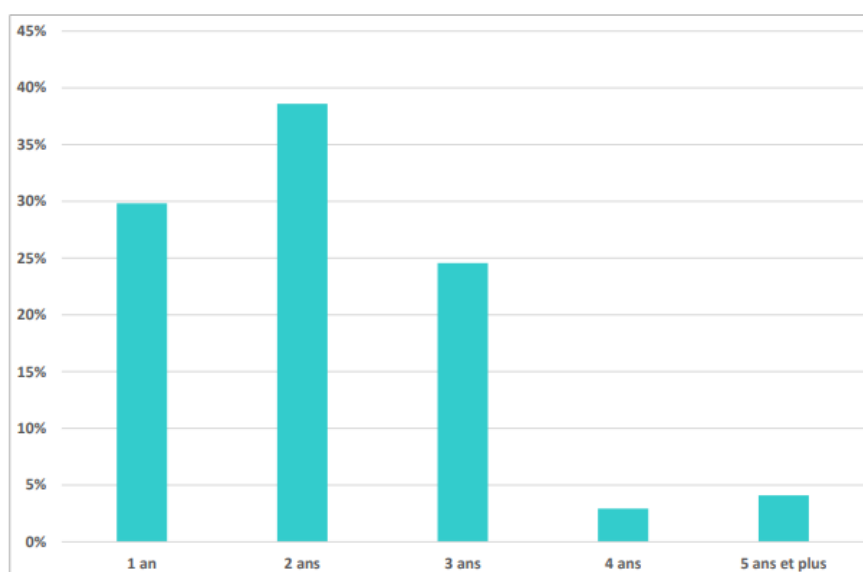
En 2021, les contrats de fourniture d'une durée de deux ans sont les plus courants avec 39 % des cas, devant les contrats d'un an qui représentent 30 % du total et les contrats de trois ans qui représentent 25 %. Environ 4 % des contrats ont une durée supérieure à 5 ans. Seuls 2 fournisseurs sur le marché proposent des contrats d'une telle durée à leur clientèle industrielle. Le contrat le plus long actuellement en cours a une durée de 17 ans. La figure ci-après reprend les contrats en fonction de leur durée.

¹⁹⁶ Le TTF101 représente la moyenne arithmétique mensuelle "settlement price" de la cotation "Dutch TTF Gas Base Load Futures" (jours ouvrables de ICE Endex) pour chaque « trading day » du mois qui précède le mois de fourniture.

¹⁹⁷ Le degré de corrélation moindre en 2009 s'explique par une variation importante des cotations gazières et par le fait que l'indexation gazière n'était pas la norme à l'époque. La valeur du TTF101 était passée de 25 €/MWh en fin d'année 2008 à 11 €/MWh en fin d'année 2009. Ceci a entraîné un écart notable entre cotations gazières et prix industriel en raison notamment de l'influence des contrats à prix fixes établis un an plus tôt. En 2020 et 2021, la corrélation est également moindre que les années précédentes en raison de variations importantes de prix des cotations gazières mensuelles (entre 5 €/MWh et 14 €/MWh en 2020, entre 16 €/MWh et 93 €/MWh en 2021).

¹⁹⁸ Etude(F)2410 du 8 septembre 2022 relative à la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2021

Figure 53 : 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 2021 :

- 1) 1,7 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations pétrolières (0,6 en 2020)
- 2) 88,2 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations gazières (83,0 % en 2020)
- 3) 10,1 % des clients ont un prix fixe dans leur contrat (16,4 % en 2020)

D'une manière générale, la CREG a observé depuis 2008 une augmentation du nombre de contrats indexés sur les prix du gaz (en particulier via les cotations Zeebrugge et surtout TTF) corrélée à une forte diminution de ceux indexés sur le prix des cotations pétrolières (GOL, HFO ou Brent).

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros:

- Au niveau des parts de marché

En 2022, la CREG a réalisé une étude afin d'analyser le marché, la formation des prix, le niveau de prix, la décomposition du prix et la facturation dans les différents segments (importation, revente, fourniture aux clients résidentiels, industriels et aux centrales électriques) du marché belge du gaz naturel en 2021¹⁹⁹.

Le marché belge du gaz naturel reste ouvert à la concurrence et comptait 40 fournisseurs actifs en 2021. Les parts de marché des principaux fournisseurs (Engie Electrabel, Total Energies Gas & Power, Eni SpA Belgium en Luminus) affichent une stabilisation ou une légère hausse suivant le segment analysé.

L'étude analyse les prix et les marges brutes de vente sur les différents segments de marché. Fait singulier, en 2021, les prix sur le marché retail étaient inférieurs aux prix de la clientèle industrielle raccordée au réseau de transport. Ceci s'explique par le fait que 60 % clients retail avaient un contrat

¹⁹⁹ Etude (F)2503 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2021

à prix fixe contre seulement 10 % pour la clientèle industrielle transport, alors que les prix ont augmenté très fortement à partir de l'automne 2021.

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 40.

La fourniture aux clients sur le réseau de distribution est dominée par Engie Electrabel (plus 40 % de part de marché) suivi par Luminus (environ 15 % de part de marché). Les parts de marché des fournisseurs historiques restent relativement stables voire augmentent sur ce segment en 2021 :

- Sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (64,5 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente un peu plus de 35 % des ventes en volume. Luminus a un peu moins de 20 % de ce marché. On retrouve ensuite TotalEnergies avec plus de 10 % de part de marché, suivi par Eneco et Mega entre 5 et 10 %.
- Sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (14 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est de 45 %. On retrouve ensuite TotalEnergies et Luminus avec chacun une part de marché d'environ 10 %, suivi par Eneco, Eni et VEB avec 7 à 8 %.
- Sur le segment de la fourniture aux entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution (23,5 TWh), Engie Electrabel a près de plus de 50 % de part de marché. On retrouve ensuite Eni avec près de 20 % et Wingas avec environ 10 %.

La fourniture aux clients industriels sur le réseau de transport¹⁴ (46 TWh) se partage entre Wingas, Eni et Engie Electrabel avec chacun environ 20 % de part de marché. On trouve ensuite ArcelorMittal et TotalEnergies avec chacun environ 10 %. Sur ce segment de marché, des grands groupes industriels (TotalEnergies, 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 » (42 TWh), 25,5 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 16,5 TWh relèvent des sites industriels, notamment avec cogénération. Les fournitures aux centrales électriques sont principalement assurées par Engie Electrabel avec 50 % de part de marché. Viennent ensuite Luminus, TotalEnergies et Equinor avec chacun un peu plus de 10 % de part de marché.

- Au niveau des prix (commodity)

Le niveau de prix concerné est le prix de la molécule, dit aussi prix « *commodity* ». Le prix des autres composantes ne fait pas l'objet des conclusions mais est cependant abordé au troisième chapitre. Les prix d'importation sur le marché belge du gaz naturel ont été déterminés par les achats à long terme pour environ 60 % des volumes en 2021. Les achats à court terme sur les bourses couvrent le solde. Les cotations gazières constituent la référence dans ces contrats de long terme. Le prix moyen d'importation à long terme sur la période a été de 27,2 €/MWh.

Le prix moyen d'achat sur les bourses a été quant à lui de 37,2 €/MWh. La moyenne pondérée du prix d'importation donne un montant de 31,7 €/MWh en 2021 (contre 17,5 €/MWh en 2020). Les prix d'achat sur les bourses étaient plus chers que les prix des contrats de long terme en 2021. Les prix de revente aux fournisseurs (marché de gros) ont été en moyenne de 36,4 €/MWh en 2021. Les prix de revente en vue de la fourniture à la clientèle industrielle (29,1 €/MWh) sont inférieurs à ceux en vue de la fourniture à la clientèle résidentielle et PME (40,1 €/MWh).

Concernant la distribution (clientèle résidentielle et PME), les prix de revente au sein d'un même groupe (40,4 €/MWh) sont supérieurs aux prix de revente entre entreprises sans aucun lien (38,6 €/MWh). La marge moyenne de revente est de 4,7 €/MWh toutes entreprises et toutes catégories confondues, le prix d'importation moyen étant de 31,7 €/MWh. Sur le marché résidentiel (< 1 GWh/an), les prix de vente des fournisseurs ont été en moyenne de 31,1 €/MWh en 2021. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 27,1 €/MWh¹⁵, la marge brute moyenne de vente était de 4

€/MWh en 2021, en hausse par rapport à 2020. Les marges brutes étaient comprises entre 0 et 8 €/MWh suivant le fournisseur. Les offres à prix fixes concernent plus de six contrats résidentiels sur dix en 2021. L'année 2021 constitue la cinquième année pendant laquelle la facturation séparée de l'énergie et du transport est devenue obligatoire pour la clientèle de moins de 100 MWh/an.

Sur le marché des entreprises entre 1 et 10 GWh/an, les prix de vente ont été en moyenne de 24,9 €/MWh en 2021 (contre une moyenne de 20,4 €/MWh en 2020). Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 24,7 €/MWh, la marge brute moyenne est de 0,2 €/MWh, en baisse par rapport à 2020. Sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution, les prix de vente ont été en moyenne de 24,1 €/MWh en 2021 avec des écarts compris entre 11,5 et 73,5 €/MWh (contre une moyenne de 18,6 €/MWh en 2020). Les formules à indexation gazière représentent près de 90 % des contrats. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 24,0 €/MWh, la marge brute moyenne est de 0,1 €/MWh, en baisse par rapport à 2020. Sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de transport, les prix de vente ont été en moyenne de 33,5 €/MWh en 2021 - avec des écarts compris entre 12,5 et 71 €/MWh - contre une moyenne de 11,7 €/MWh en 2020. Les formules à indexation gazière représentent 88 % des contrats sur ce marché. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 30,5 €/MWh, la marge brute moyenne est de 3 €/MWh, en hausse par rapport à 2020.

<i>Gas Wholesale market indicators</i>	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>National Gas Production</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Number of active wholesale companies</i>	23	23	23	25	25	25	25	22
<i>Biogas injected into the gas grid (GWh)</i>	0	0	0	0,5GW	3,6GW	15,2GW	86,6	157,8
<i>Total gas demand (TWh)</i>	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8	190,7	190,3	163.3
<i>Gas demand for power generation</i>	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5	41,8	40.7
<i>Imports volume (by pipeline and LNG) (TWh)</i>	407,6	391,8	423,2	392,2	372,5	299,0	267,8	496.9
<i>Exports volume (TWh)</i>	233,6	210,6	245,0	204,7	168,8	109,0	77,2	334.6
<i>Main Origin of gas imports</i>	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway
<i>Number of origins of gas supplies</i>	>5	>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	41.2

<i>HHI for gas imports</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Gas import prices</i>	20,7	14,9	17,8	20,9	17,4	11,7	NAV	NAV
<i>Number of traders active in the wholesale market</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	>90	>90	>90	>90
<i>Traded volume in the spot gas market</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Traded volume in futures markets</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Total Traded volume</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	1081	NAV	NAV	NAV
<i>Average spot gas price (Day Ahead product) (EUR/MWh)</i>	19,9	13,3	17,2	22,9	13,7	9,4	46,9	101,9

3.6.3. **Marché de détail**

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.3 du présent Rapport National.

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):

Les évolutions entre 2007 et 2021 peuvent différer légèrement d'un client type à l'autre. Pour T2, nous observons une hausse moyenne de 29,01 % par rapport à 2007. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T2 a augmenté en moyenne de 14,75 % (+ 1,47 €/MWh), le tarif d'obligations de service public baissant de 5,14 %. À Bruxelles, l'augmentation s'élève à 2,48 % (+ 0,27 €/MWh), alors que le tarif des obligations de service public a diminué de 123,86 %. En Wallonie, la hausse est plus forte et atteint 70,86 % (+ 7,34 €/MWh), dont 46,47 % 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 2021 à 3,36 % en Flandre, à 2,42 % à Bruxelles et à 20,32 % en Wallonie.

Client professionnel (T4)

Les évolutions entre 2007 et 2021 peuvent différer légèrement d'un client type à l'autre. Pour T2, la CREG observe une hausse moyenne de 29,01 % par rapport à 2007 et pour T4, une hausse de 28,26 %. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T4 a augmenté en moyenne de 1,60 % (+ 0,04 €/MWh). À Bruxelles, l'augmentation s'élève à 7,26 % (+ 0,20 €/MWh). En Wallonie, l'augmentation est plus forte et atteint 76,14 % (1,94 €/MWh).

Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2022

Figure 54 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2022 pour un client type résidentiel (client type = 23 260 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

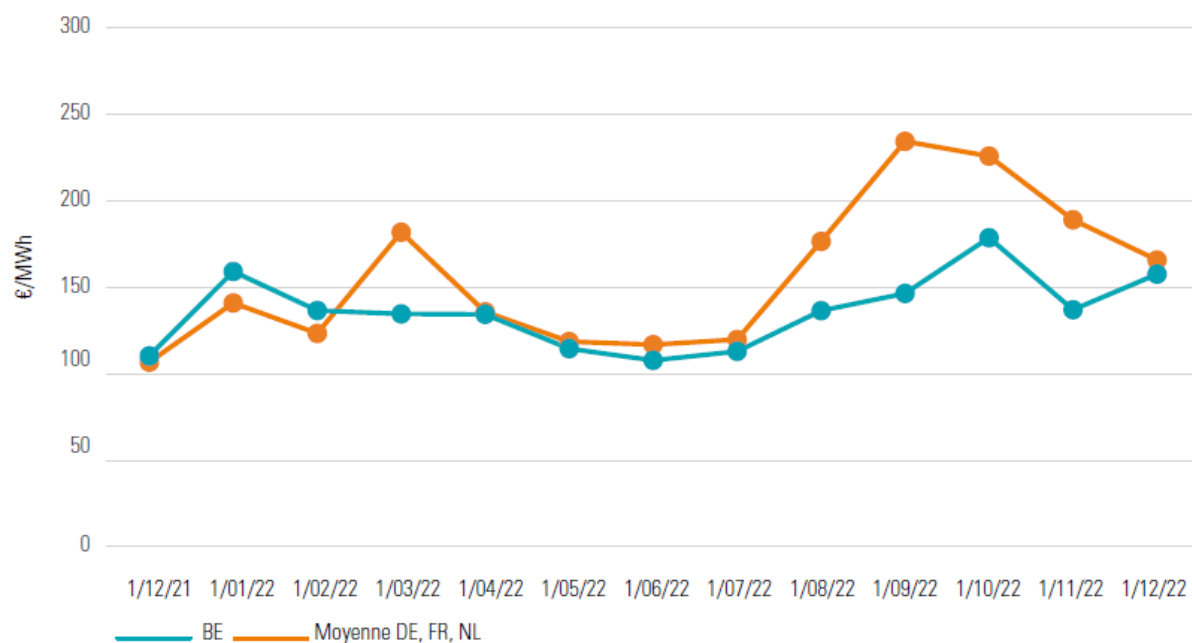
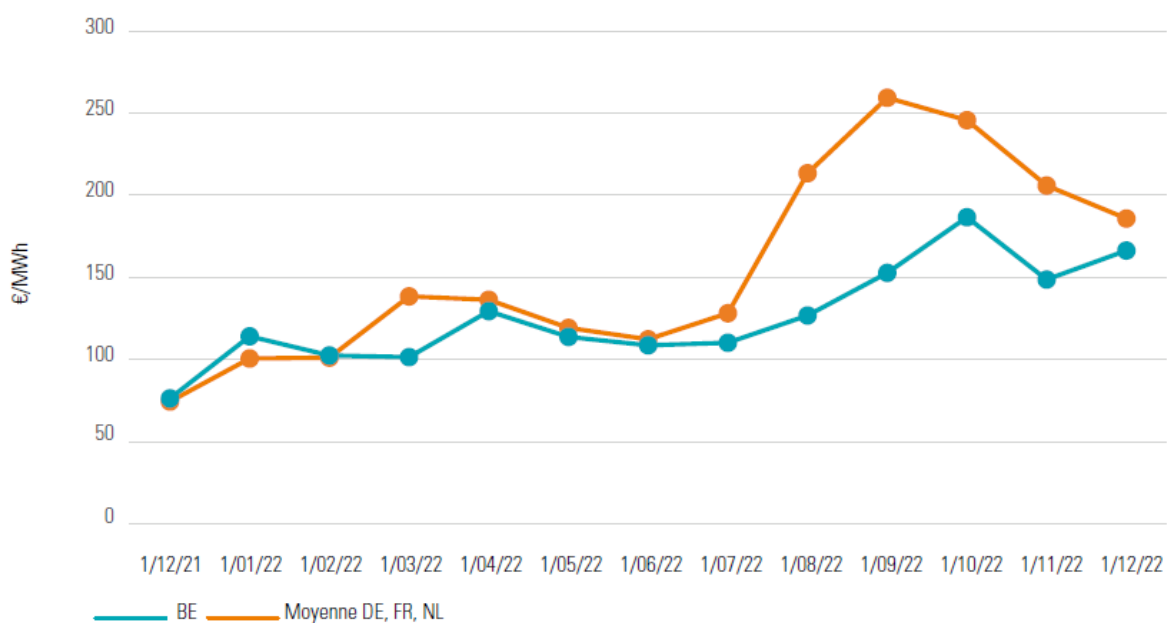


Figure 55 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2022 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



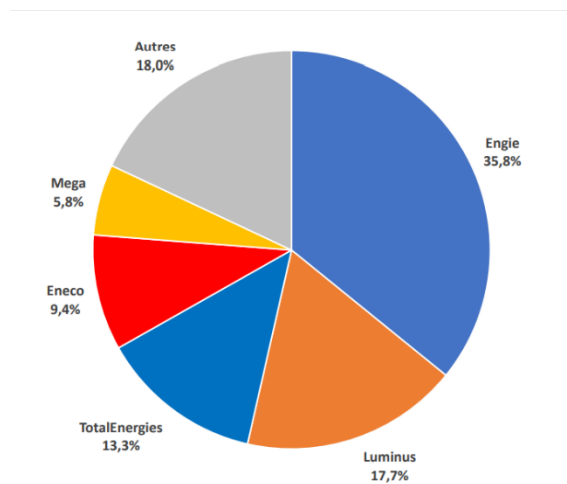
Niveau de transparence

Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)²⁰⁰

La vente à la clientèle de moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution a atteint 64,5 TWh en 2021, en hausse de 2,5 TWh par rapport à 2020. L'année 2021 était plus froide que l'année 2020 en termes de degrés-jours²⁰¹.

L'évolution du prix de vente à la clientèle résidentielle et PME fait l'objet d'un suivi disponible sur le site de la CREG. Ce suivi se concentre sur la composante énergie (hors tarifs de réseaux et taxes). Le graphique ci-après montre l'importance relative des différents fournisseurs sur le marché de la fourniture aux clients consommant moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution. Cela concerne principalement la clientèle résidentielle (surtout catégories T1 et T2) et PME (surtout catégories T2 et T3) pour le solde. Les deux acteurs les plus importants (Engie Electrabel et Luminus) ont ensemble près de 55 % de parts de marché en volume sur ce segment en 2021.

Figure 56 : Parts de marché en 2021 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)



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, Total Energies, Luminus et Eneco. On y retrouve également des fournisseurs uniquement actifs sur le marché des entreprises comme ENI, VEB ou Scholt. Le graphique ci-après montre les parts de marché. Ce segment regroupe les entreprises de type T4 et T5 connectées au réseau de distribution.

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 (12,5 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 relever mensuel (MMR) alors qu'un client T5 est télérelevé (AMR).

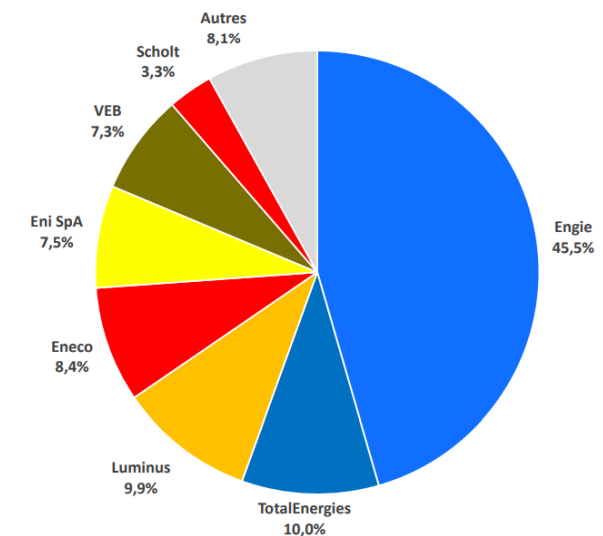
Certains GRD n'ont pas de client T5 dans leur zone. Généralement, les compteurs télémesurés équipent les grands clients industriels consommant plus de 10 GWh/an. Les clients résidentiels et PME sont généralement à relever annuel (YMR), certaines PME ayant cependant un relevé mensuel (MMR).

²⁰⁰ Etude (F)2503 du 22 décembre 2022 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2021

²⁰¹ Le nombre de degrés-jours a été de 2.286 en 2021 (contre 1.867 en 2020, 2.076 en 2019, et 2.091 en 2018), voir plus d'informations à ce sujet sur <https://www.synergid.be/fr/centre-de-documentation/statistiques-et-donnees/degres-jours>

Les tarifs de distribution sont également établis différemment pour ces deux catégories T4 et T5 mais les prix moyens sont par contre relativement identiques.

Figure 57 : Parts de marché en 2021 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)



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 sur le réseau de distribution représente 21 TWh et 530 points de fourniture. Sur ce segment, Engie Electrabel détient quasiment la moitié du marché.

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 40.

La fourniture aux clients industriels sur le réseau de transport¹⁴ (46 TWh) se partage entre Wingas, Eni et Engie Electrabel avec chacun environ 20 % de part de marché. On trouve ensuite ArcelorMittal et TotalEnergies avec chacun environ 10 %. Sur ce segment de marché, des grands groupes industriels (TotalEnergies, 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 » (42 TWh), 25,5 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 16,5 TWh relèvent des sites industriels, notamment avec cogénération. Les fournitures aux centrales électriques sont principalement assurées par Engie Electrabel avec 50 % de part de marché. Viennent ensuite Luminus, TotalEnergies et Equinor avec chacun un peu plus de 10 % de part de marché.

Figure 58 : Parts de marché en 2020 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWj/an (23,5)

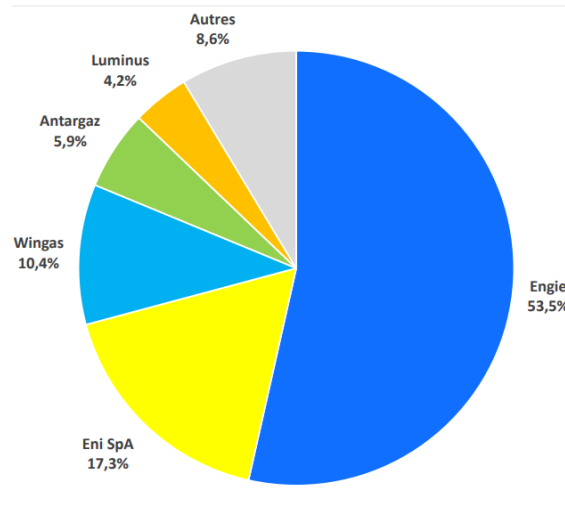
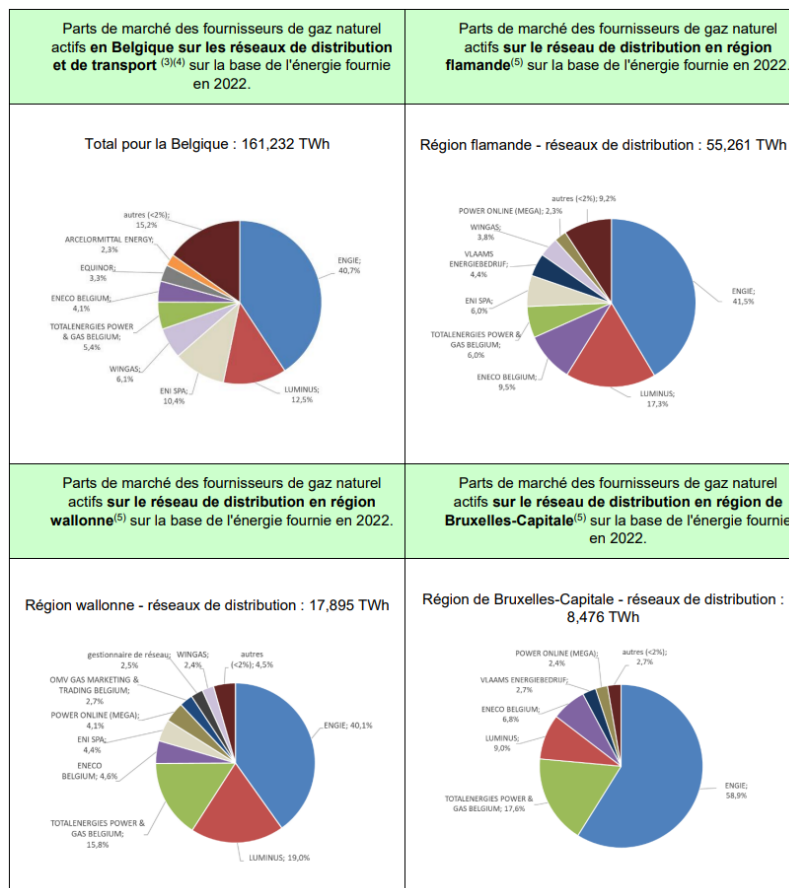


Figure 59 : Parts de marché fournisseurs actifs sur la base de l'énergie fournie²⁰²²⁰³



²⁰² Par « fournisseurs actifs en 2022 », on entend les fournisseurs qui ont effectivement fourni de l'énergie en 2022. Les fournisseurs ayant conclu des contrats de fourniture en 2022 avec effet à partir de 2023 ne sont donc pas inclus.

²⁰³ Les parts de marché sont calculées sur la base de la quantité d'énergie (en TWh) fournie par chaque fournisseur et par les gestionnaires de réseau aux clients finals entre le 1er janvier 2022 et le 31 décembre 2022. Ces données peuvent différer légèrement des données communiquées par les gestionnaires de réseau. Dans certains cas, les données doivent encore être validées en raison de l'application de différentes méthodes d'allocation par les différents gestionnaires de réseau.

3.6.4.2. Région flamande

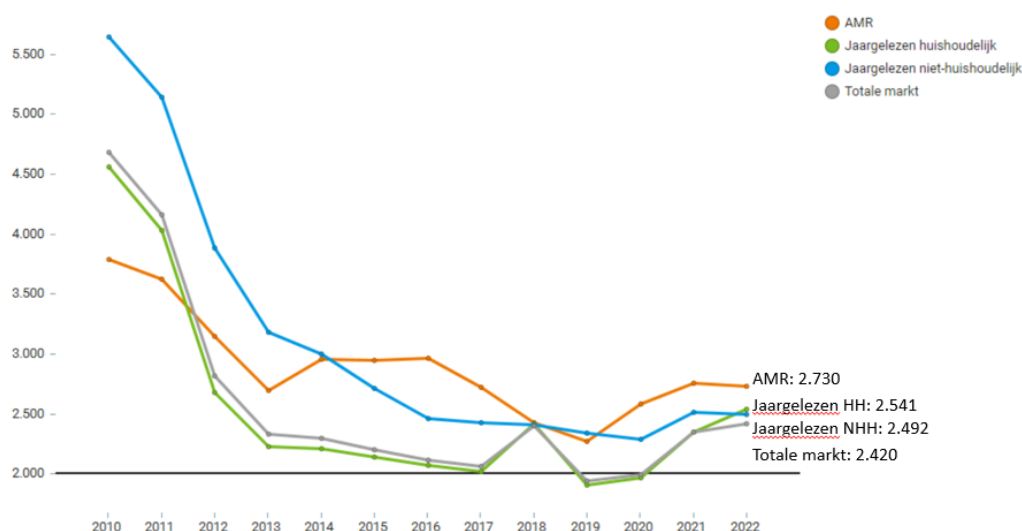
Niveau de transparence

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 forte augmentation dans la catégorie des clients résidentiels (+8,3%). Cette augmentation entraîne également une 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 MMR 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 2 240, 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.

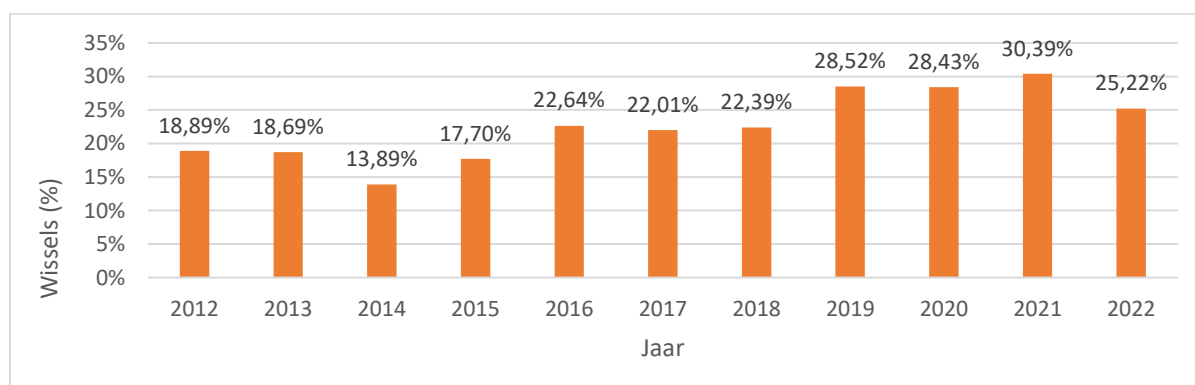
Figure 60 : Evolution HHI gaz naturel (sur la base des points d'accès)



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 61 : 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, on constate une baisse après l'année exceptionnellement élevée en 2021. Plus précisément, 25,22 % des clients ont changé de fournisseur de gaz naturel en 2022. Parmi les ménages, 23,94 % l'ont fait, tandis que pour les entreprises, le chiffre était de 31,38%. Étant donné que *Vlaamse Energieleverancier* et *Watz* fournissaient également du gaz naturel, leur faillite à la fin de 2021 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 1^{er} 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 de l'année 2022²⁰⁴ est disponible sur le site internet de la CWaPE, il a pour objectif de :

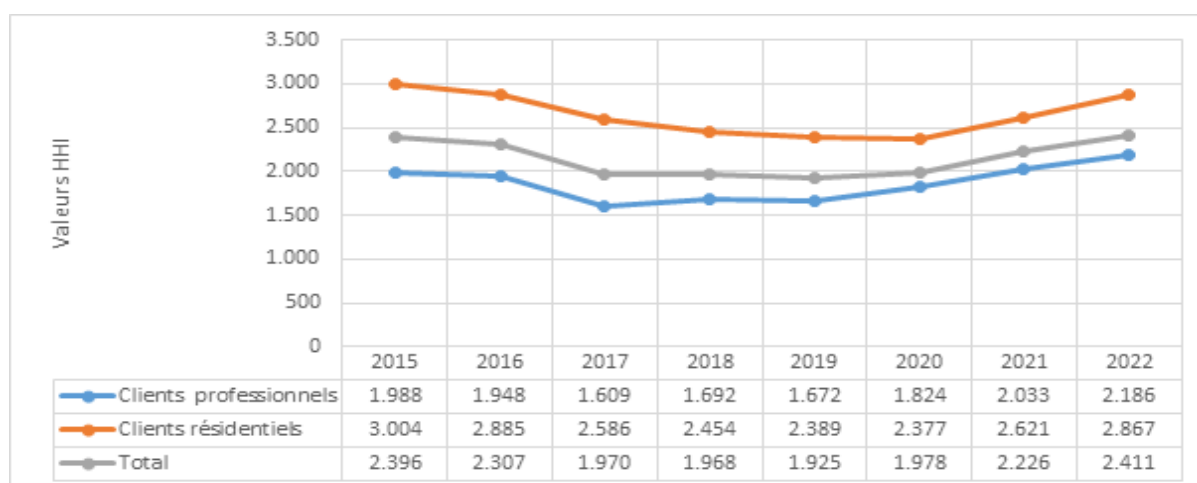
- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

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

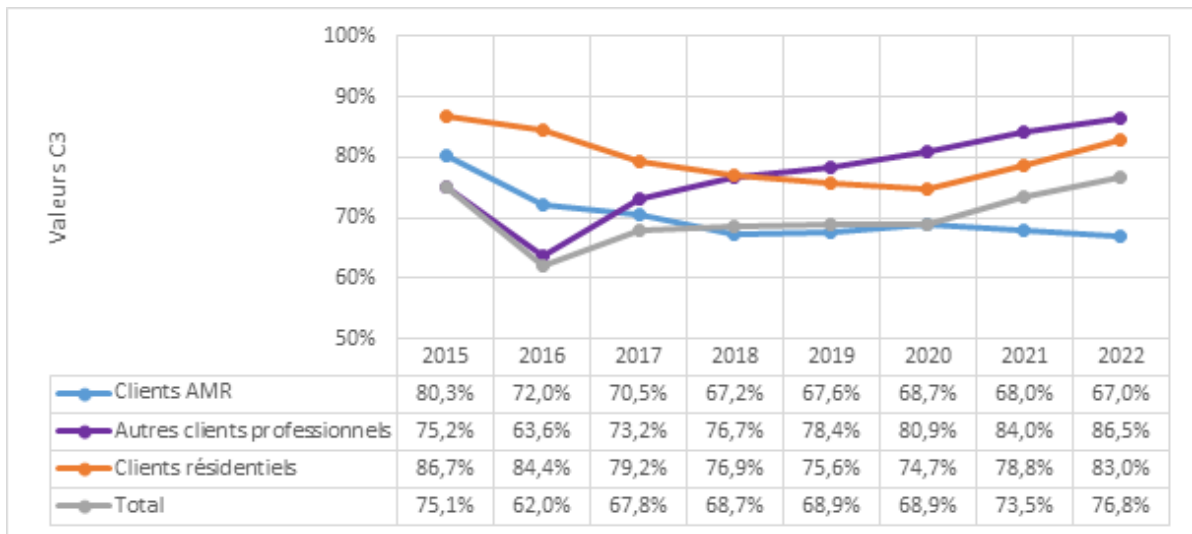
HHI-index et C3 :

Figure 62 : valeurs HHI-index



²⁰⁴ Disponible sur le site de la CWaPE <https://www.cwape.be/publications/document/5320>

Figure 63 : Valeurs C3



Tant l'indice HHI que l'indice C3 augmente en 2022. Ceci est la conséquence d'une diminution du nombre de fournisseurs commerciaux. L'année 2022 a été marquée par une conjoncture énergétique difficile, due notamment à une augmentation importante du prix du gaz qui a poussé la majorité des fournisseurs à mettre fin, du moins temporairement, à leur offre de contrats fixes.

Switch

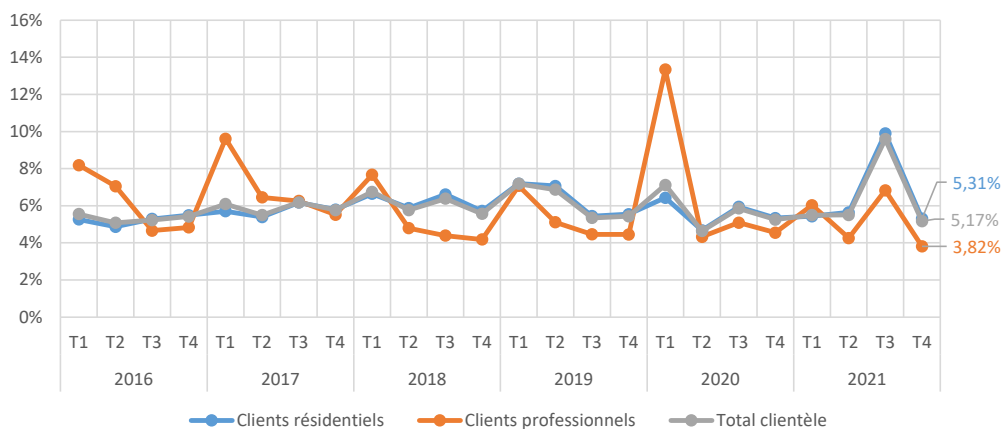
La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs de gaz, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle.

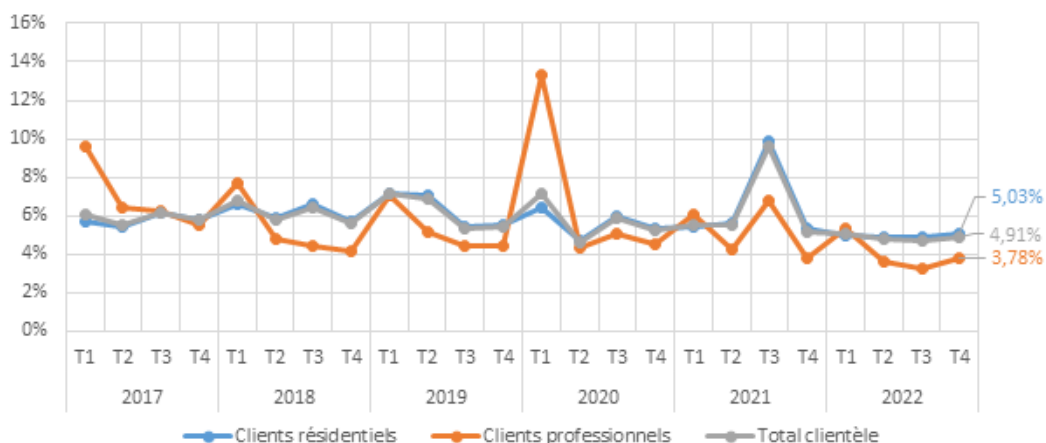
Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur.

La concurrence sur le marché wallon du gaz légèrement décroissante depuis quelques années.

Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 19,7% en 2022 contre 22,6% en 2020 pour la clientèle résidentielle. Pour rappel, une hausse importante du taux de switch au 3ème trimestre 2021 avait été observée (9,6%). Cette augmentation significative était liée à la reprise des clients d'Essent par Luminus.

Figure 64: Marché de gaz naturel – Taux de switch





3.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

Niveau de transparence

Pour 2022 il n'y a rien à signaler.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

HHI-index et C3 :

Figure 65 : HHI-index et valeurs C3

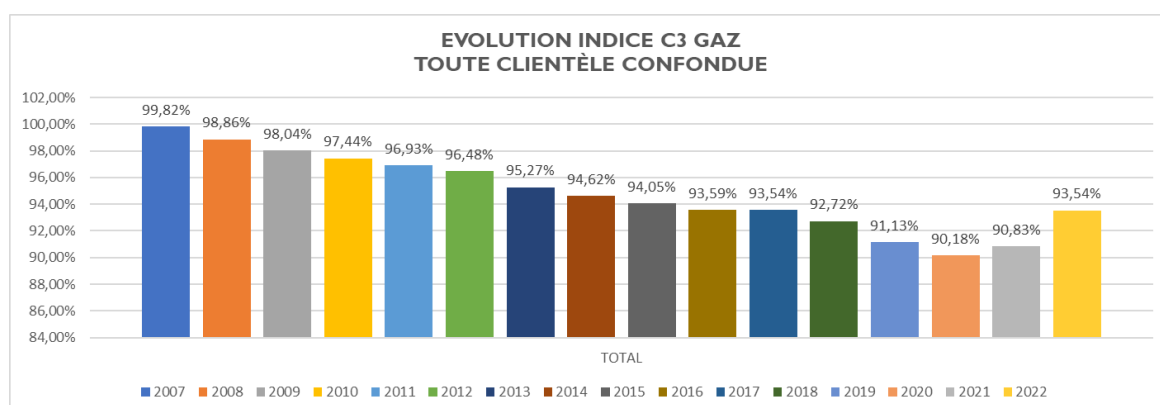
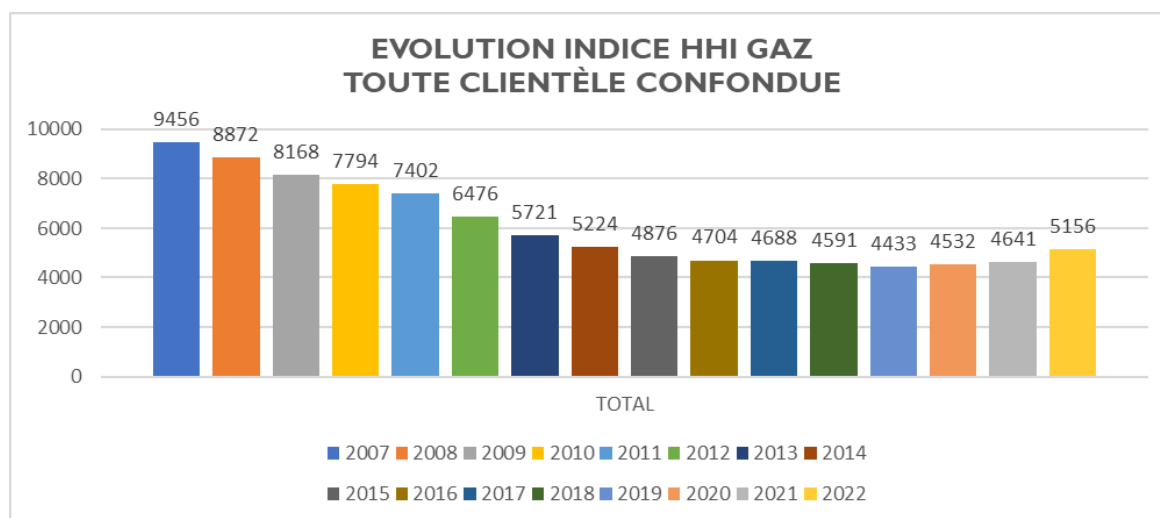
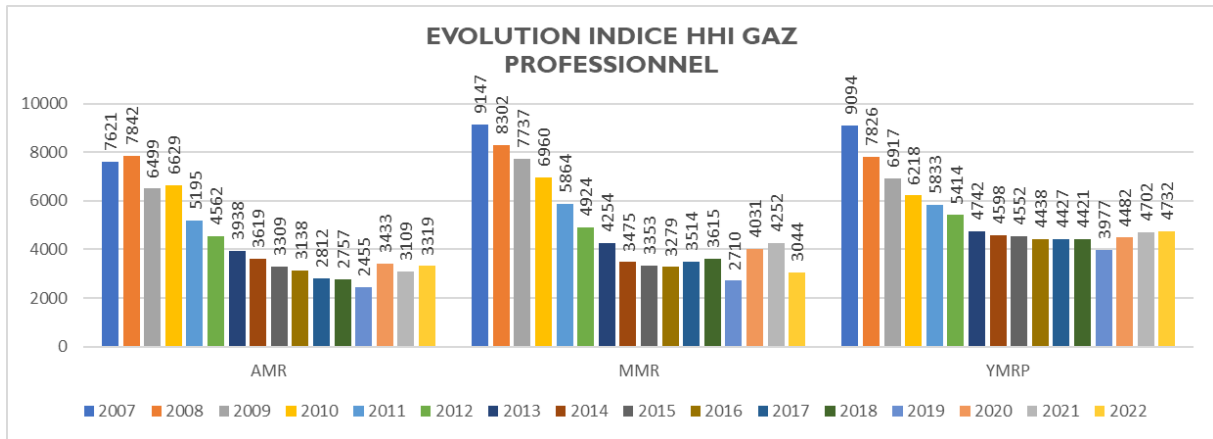


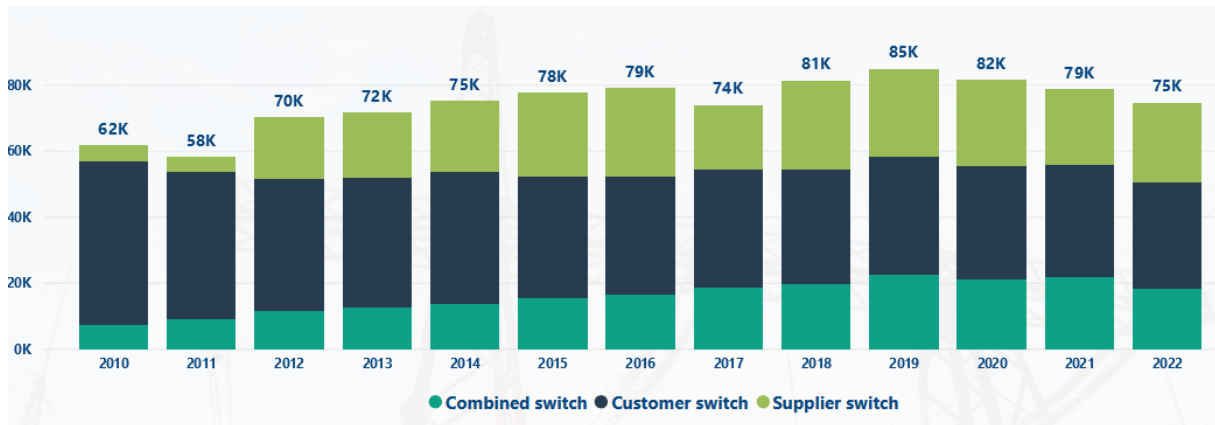
Figure 66 : Évolution indice HHI



Switch :

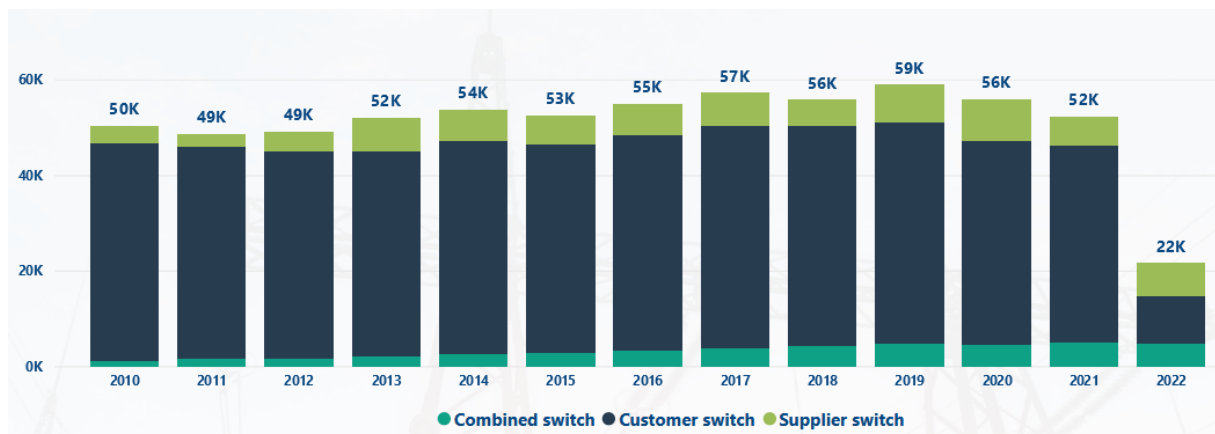
Clientèle résidentielle:

Figure 67 : Supplier Switch & Combined Switch Gaz – RES



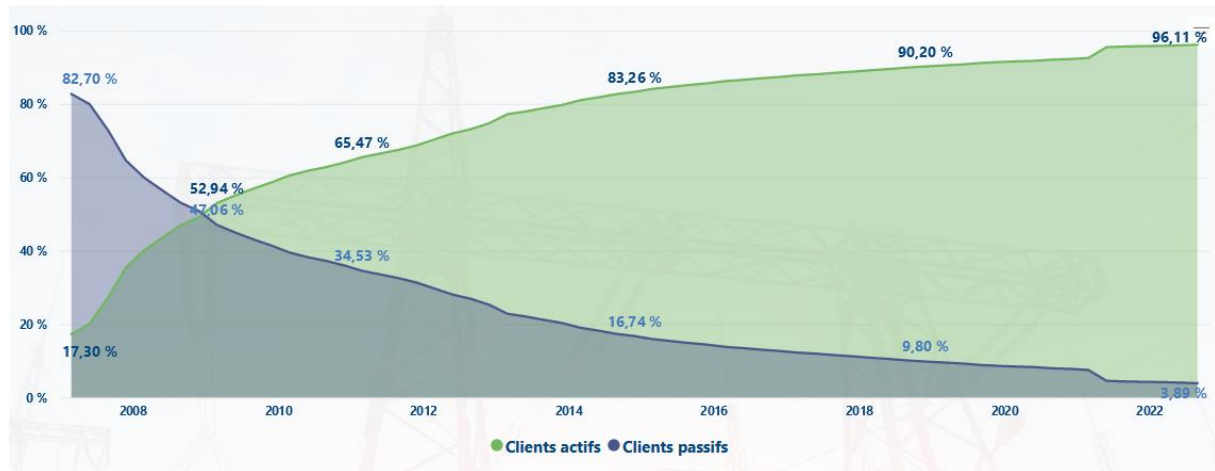
Clientèle professionnelle :

Figure 68 : Supplier Switch & Combined Switch Gaz – BUS



Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Figure 69 : 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'Evolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros²⁰⁵.

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 recommandations²⁰⁶.

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 professionnels²⁰⁷.

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.

²⁰⁵ 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

²⁰⁶ 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 ? »

²⁰⁷ 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

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	2022
<i>Gas Consumption (TWh)</i>	37,34	45,3	40,36	NAV	41,37	39,13	NAV	35,61
<i>Number of gas customers</i>	2 787 627	2 827 805	2 876 302	2 925 153	2 982 592	3 027 599	3 083 373	3 112 000
<i>Number of registered gas suppliers</i>	37	39	31	27	23	51	NAV	NAV
<i>Number of active gas suppliers</i>	23	20	23	12	34	32	25	19
<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 %	77,2 %
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	NAV	NAV	6	6	5	4
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAP	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 %	21,64 %	25,90 %	25,15%	26,59 %	22,40 %
<i>Internal switching rate (switching offers)</i>	NAV	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	NAV

<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal:NAV Bru : 3,3 days	NAV	NAV	+NAC
<i>Number of consumers under regulated tariffs (social tariffs)</i>	(258.055)	(256.117)	(271.737)	(320.000)		(296000)	573000	599 741
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2430	2416	2350	2584	2184	2238	2511	2641
<i>Number of supply cuts by non-payment</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	30.276	NAV	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	NAV

Retail market indicators (non households)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Gas Consumption (TWh)</i>	51,97	Wal: 97,84 Fl : 37,05	141,70	NAV	151,5	151,53	NAV	125,62
<i>Number of gas customers</i>	423 661	Wal : 70.551 Fl: 307.054	449 036	458 297	459 731	466 256	461 043	453 002
<i>Number of registered gas suppliers</i>	39	37	31	33	31	51	NAV	NAV
<i>Number of active gas suppliers</i>	26	29	23	20	31	30	32	27
<i>Market share of the three largest gas suppliers by volume</i>	60,3%	67,3%	60,2%	NAV	61,2	62,1	75,1 %	64,6 %
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	9	6	5	NAV	7	6	5	7

<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Switching rate</i>	NAV	NAV	Fl : 28,89% Bru:17,1 0%	Fl: 26,56% Bru : 15,42 %	NAV	28,64%	NAV	29,66 %
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal: 15days Bru : 21days	NAV	NAV	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,1 days	NAV	NAV	NAV
<i>Customers under regulated tariffs</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2881	2648	2616	2591	2473	2501,73	2699	NAV

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, passant par le terminal de Zeebruges, représente en 2022 une part de 20,4 % 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 2022 une part de 57,8 %. Avec le terminal GNL, Zeebruges fournit donc 78,5 % 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 14 % (39 % en 2021). L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 15 % (43% en 2021). L'approvisionnement net sur le marché de gros s'élevait à 85 % (57 % en 2021). La crise d'approvisionnement suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie a eu un impact majeur sur les types de contrats du portefeuille d'approvisionnement.

Figure 70 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2022 (Source : données fournisseurs, consolidation CREG)

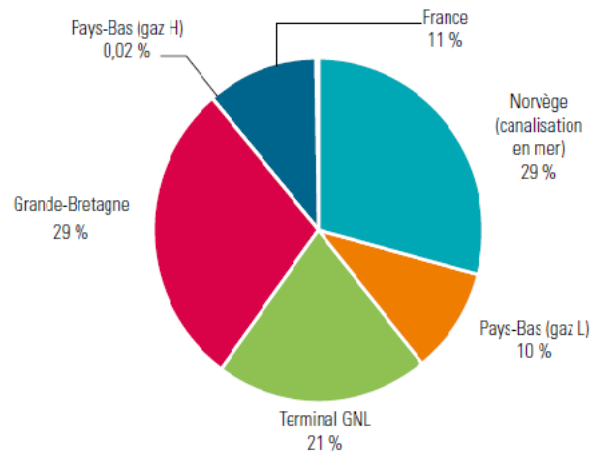


Figure 71 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2022 (Source : données fournisseurs, consolidation CREG)

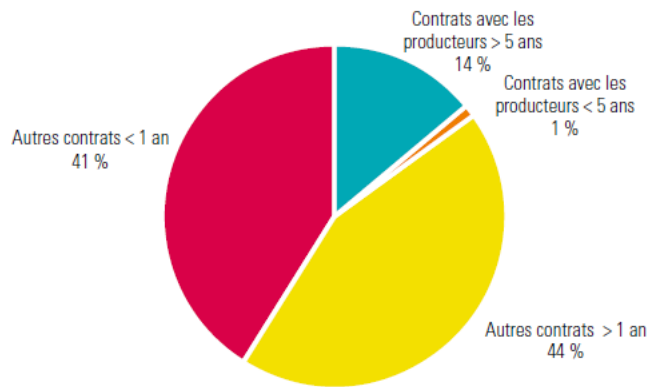
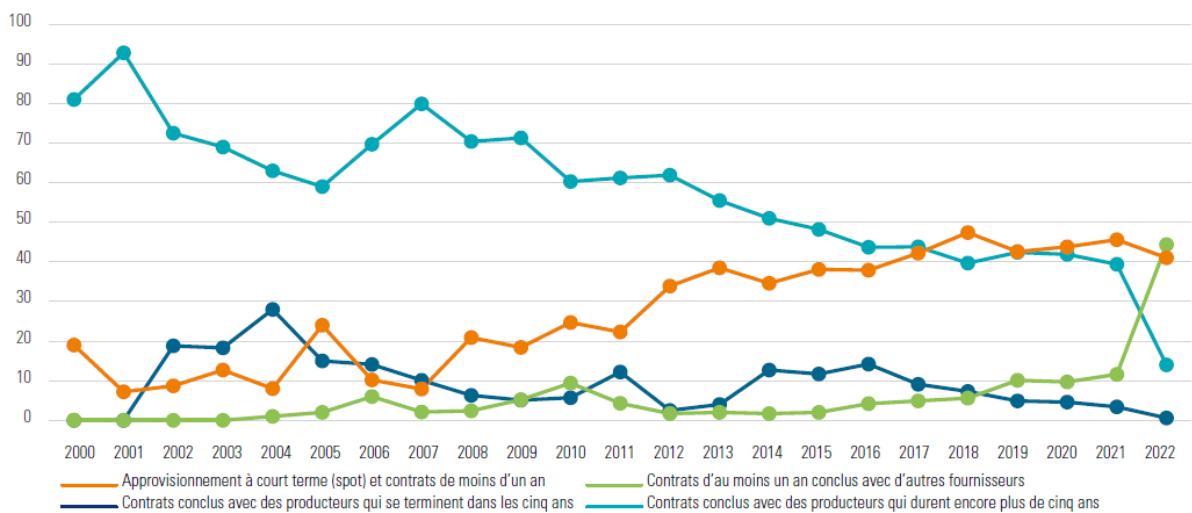


Figure 72 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2022 (parts en%) (Source : données fournisseurs, consolidation CREG)



Dans une note du 25 février 2022, la CREG livre un aperçu de la situation de l'approvisionnement en gaz naturel et du degré de dépendance au gaz naturel de la Belgique dans un marché européen unique du gaz naturel²⁰⁸. Cette contribution est fondée sur les turbulences qui agitent actuellement le marché du gaz naturel, qui entraînent des prix du gaz naturel et des prix de l'électricité qui en découlent d'une ampleur jamais vue, alimentant à leur tour l'inflation. Sur la base des rapports de monitoring publiés notamment par l'ACER, le SPF Économie, la CREG, l'ENTSOG, la Commission européenne et Fluxys Belgium, la CREG propose une analyse en soutien d'une politique énergétique adéquate.

Demande

En 2022, la guerre en Ukraine a entraîné une crise d'approvisionnement sans précédent. La consommation de gaz naturel (161,3 TWh) a chuté de 15,2 % par rapport à 2021 (190,2 TWh). Les variations de température en 2022 indiquent que la demande de chauffage était de 15,8 % inférieure à celle de 2021. La consommation de gaz naturel a diminué dans les trois segments : -19,7 % sur les réseaux de distribution, -16,4 % pour la consommation industrielle de gaz naturel et -2,8 % pour la consommation de gaz naturel par les centrales électriques au gaz naturel.

En 2022, le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a plus que doublé par rapport à 2021. Sur ZTP, le prix moyen du gaz naturel D+1 est passé de 46,9 €/MWh à 101,9 €/MWh. Sur le marché à long terme, le prix moyen du gaz a augmenté encore plus fortement. Sur TTF, le prix moyen du gaz naturel Y+1 est passé de 34,0 €/MWh à 113,5 €/MWh (x 3,3).

Figure 73 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2019 et 2022 (Source : CREG, données traitées par Fluxys Belgium)

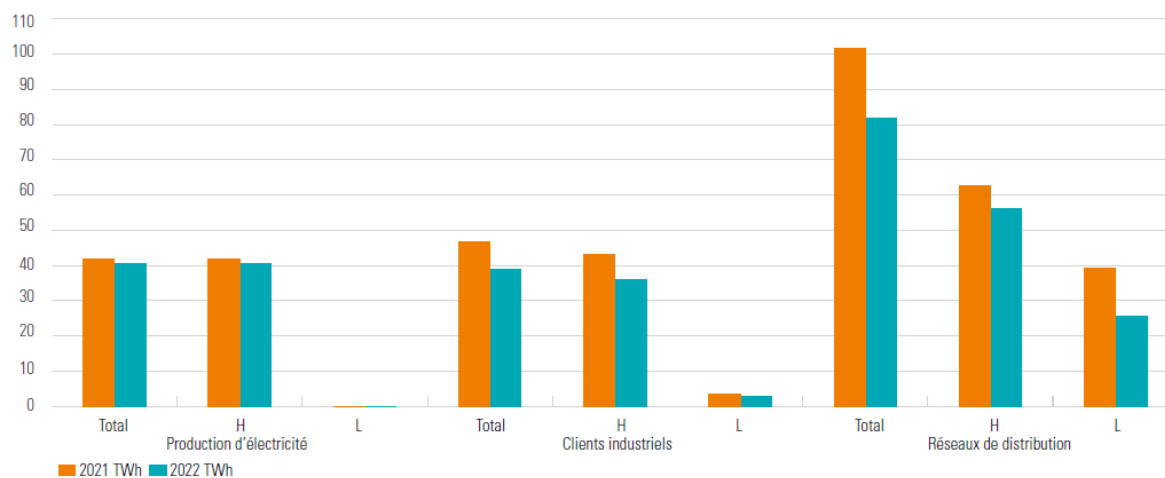
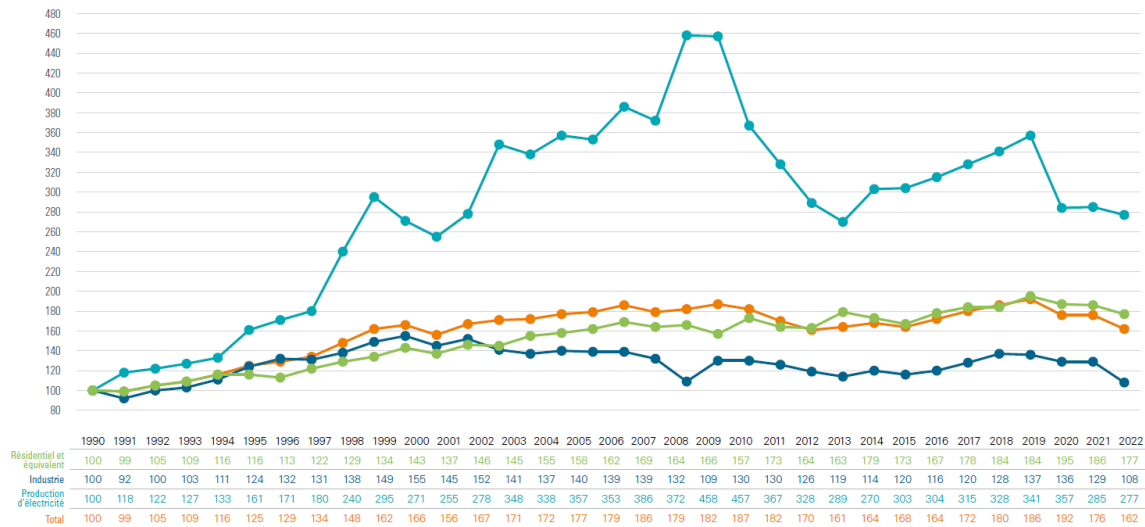


Tableau 46 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2012 et 2021 (en TWh) (Source : CREG, données traitées par Fluxys Belgium)

Segments d'utilisateurs	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2021
Distribution	97,9	79,6	88	93	91,9	92,8	93,2	89,2	101,8	81,71	-19,7 %
Industrie (clients directs)	42,8	41,2	43,1	41,8	43,4	46,1	49,4	49	46,6	38,94	-16,4 %
Production d'électricité (parc centralisé)	42,5	39,7	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5	41,8	40,66	-2,8 %
Total	183,2	160,4	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8	190,7	190,2	161,3	-15,2 %

²⁰⁸ Note (Z)2351 du 25 février 2022 sur l'approvisionnement en gaz naturel et sur la dépendance au gaz naturel de la Belgique.

Figure 74 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2022 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)



3.7.2. Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

Demande

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 un impact manifeste de la situation géopolitique actuelle sur tous les facteurs qui déterminent la demande de gaz. Il y a une incertitude concernant, par exemple, 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 concernant l'introduction des gaz alternatifs tels que le biométhane et l'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, même de réduction, 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

Au 31 décembre 2022, 26 entreprises étaient titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz H pour le marché belge (comme en 2021). Le taux de diversification envisagé de manière agrégée pour les importateurs est très élevé, tant en matière 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 14 (17 en 2021) 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.

3.7.3. Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Le réseau de transport de gaz naturel, géré par Fluxys Belgium, s'est développé de telle façon qu'il est devenu un croisement important de conduites de transport en Europe du Nord-Ouest, affichant un nombre record de couplages avec les réseaux de transport voisins. La capacité d'importation s'élève à plus de dix millions de mètres cubes de gaz naturel par heure (100 GWh/h), avec des flux de gaz naturel dans les deux sens. Sous l'impulsion des ambitieux objectifs énergétiques et climatiques européens, le déploiement d'un gaz vert comme le biométhane et la conversion de l'électricité (en particulier l'énergie solaire et éolienne) en hydrogène (et éventuellement en méthane synthétique par la suite) contribueront à déterminer l'avenir de l'infrastructure de gaz naturel. Dans tous les cas, l'infrastructure de gaz naturel présente des atouts pour contribuer de façon importante à une transition énergétique rentable, notamment en raison du fait que le stockage de volumes importants d'énergie électrique demeure un obstacle difficile à surmonter.

En février 2022, Fluxys Belgium a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2022-2031) conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan au regard du plan européen d'investissements à dix ans d'ENTSOG (TYNDP 2022) et du plan régional d'investissements (North West Gas Regional Investment Plan, NW GRIP 2020) des gestionnaires de réseau d'Europe du Nord-Ouest, sans constater d'incohérences. Ce plan d'investissements indicatif a été établi en tenant compte de la situation énergétique et géopolitique connue fin 2021. Il ne tient donc pas compte des conséquences de la guerre en Ukraine qui a entraîné une crise d'approvisionnement sans précédent. Outre les répercussions sur la demande de gaz naturel, la crise a entraîné un remaniement majeur des voies d'approvisionnement en gaz naturel. Le gaz naturel qui était en provenance de Russie a été largement remplacé par le gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL). Fluxys Belgium travaille sur un plan d'investissements indicatif actualisé pour la période 2023-2032 qui tient compte de cette réalité et sera publié au premier semestre 2023.

Il était déjà connu que le marché belge présente un schéma d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû aux échanges de gaz naturel transfrontaliers intenses en Belgique et au choix de différentes sources selon les conditions de marché. 2022 a également montré que les possibilités d'importation de Zeebruges jouent un rôle de premier plan dans la gestion de la crise de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe et dans la recherche d'alternatives au gaz naturel russe à court terme.

Une importante transition en cours est la conversion du réseau de transport de gaz L vers un marché belge (un marché Belux intégré) du gaz naturel exclusivement approvisionné en gaz H. L'objectif est de suivre l'agenda de conversion L/H indicatif proposé par Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique, en vue d'une sortie complète du gaz L fin 2024.

En collaboration avec la CREG, Fluxys Belgium a mis au point un régime en vue d'élaborer un régime efficace permettant aux fournisseurs de procéder, avec une certaine flexibilité, à une conversion au gaz H et ainsi de continuer à approvisionner les clients déjà convertis. Pendant la période de conversion en France, la capacité de transport nécessaire pour les fournitures de gaz L vers la France sera toujours proposée. L'agenda de fin 2024 est basé sur la réutilisation maximale des infrastructures existantes afin d'éviter des investissements qui seraient uniquement nécessaires pour la période de conversion. L'adaptation progressive vers un marché exclusivement approvisionné en gaz H est intégrée au plan décennal indicatif pour le développement du réseau.

La transition énergétique et l'adaptation de l'infrastructure de transport de gaz naturel existante aux gaz alternatifs (par ex. l'hydrogène) constituent actuellement le plus grand défi, tant au niveau belge qu'européen. Fluxys Belgium et la CREG analysent conjointement les possibilités d'utiliser de manière optimale l'infrastructure de gaz naturel existante pour la transition énergétique.

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 2022 a été enregistré le lundi 10 janvier. La consommation belge de gaz naturel s'élevait alors à 934 GWh (1 148 GWh en 2021), soit 2,1 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 60 % du prélèvement de pointe. 24 % étaient destinés à la production d'électricité. Les 16 % restants ont été prélevés par l'industrie.

Cette consommation journalière de pointe a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. Quelque 34 % 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 via la France ont couvert 19 % de la demande de pointe. Le gaz L en provenance des Pays-Bas a couvert 15 % de la demande de pointe. En outre, 14 % de cette demande de pointe provenaient du terminal de GNL à Zeebruges, 13 % via la Grande-Bretagne par l'Interconnector à Zeebruges et 5 % du stockage souterrain de Loenhout.

Figure 75 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateur en 2022 (Source : CREG)

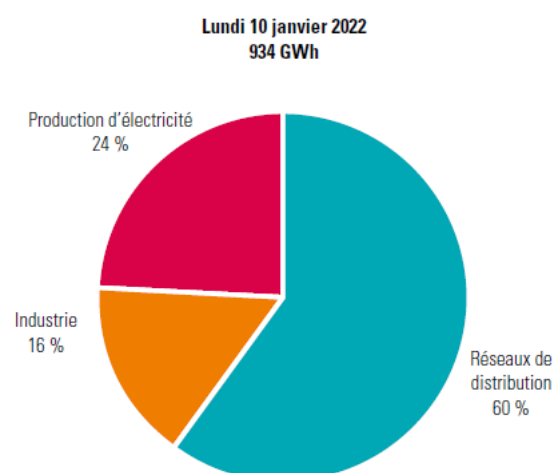
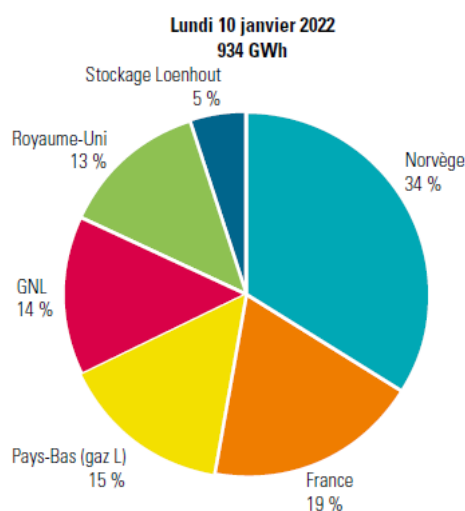


Figure 76 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2022 (source : CREG)



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 public

4.1.1.1. Niveau fédéral

Coût des obligations de service public fédérales

La CREG a fixé l'estimation du coût des obligations de service public (OSP) pour le financement par Elia de l'achat de certificats verts fédéraux, de la réserve stratégique et du mécanisme de rémunération de capacité (CRM) pour les années 2022²⁰⁹ et 2023²¹⁰.

Ces coûts s'élèvent respectivement à :

- 349,8 millions d'euros pour l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023, soit 285 millions de moins qu'en 2022. Cette baisse s'explique par les cotations élevées des prix de gros de l'électricité en 2022.

²⁰⁹ Décision (B)2324 du 13 janvier 2022 sur l'évaluation du coût des obligations de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux, le raccordement de parcs éoliens offshore, la réserve stratégique et les CRM pour l'année 2022.

²¹⁰ Décision (B)2449 du 27 octobre 2022 relative à l'évaluation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023 et décision (B)2460 du 27 octobre 2022 relative à l'évaluation du coût des obligations de service public pour le financement de la réserve stratégique et du CRM pour l'année 2023. La CREG a établi les modèles de rapport ex ante et ex post à utiliser par Elia pour lui transmettre les données pertinentes lui permettant d'estimer les coûts et de déterminer ces coûts (décision (B)2440 du 24 août 2022).

- 2 millions d'euros (tenant compte d'une enchère additionnelle pour 2024-2025) pour la réserve stratégique en 2023, contre 0,8 million d'euros en 2022.
- 6,9 millions d'euros pour le CRM en 2023, contre 4 millions d'euros en 2022.

La CREG a également déterminé les soldes des coûts de ces OSP pour les années 2020-2021²¹¹, à savoir :

- pour le financement de l'achat de certificats verts : dette de 894 435,64 € d'Elia à l'égard de l'État belge ;
- pour le financement du raccordement des parcs *offshore* : dette de 202 480,71 € d'Elia à l'égard de l'État belge ;
- pour le financement de la réserve stratégique et du CRM : dette de 982 573,25 € d'Elia à l'égard de l'État belge.

La cotisation fédérale gaz naturel et les accises gaz naturel

Fluxys Belgium a bénéficié en 2022 d'un remboursement de cotisation fédérale gaz tandis que Wingas²¹² n'a communiqué que la dégressivité qu'il a accordée à ses clients (aucune cotisation fédérale gaz facturée à ses clients durant le dernier trimestre 2021). La plupart des entreprises de gaz naturel qui ont accordé des réductions (dégressivité/exonérations) à leurs clients ont introduit auprès de la CREG durant le premier trimestre 2022 leurs dernières demandes de remboursement. Pour ce qui est des accises, le SPF Finances a versé 96 840 518 € au total pour alimenter les trois différents fonds gaz gérés par la CREG.

- Exonérations et dégressivité

Les entreprises de gaz naturel qui ne pouvaient pas refacturer entièrement la cotisation fédérale gaz à leurs clients finals (pour les consommations de 2021) pouvaient encore introduire en 2022 leurs dernières demandes de remboursement des réductions accordées auprès de la CREG. En 2022, la CREG a ainsi remboursé aux entreprises de gaz naturel :

- 4 720 667 € 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) ;
- 77 589 € correspondant à l'exonération de la cotisation fédérale accordée aux institutions internationales ;
- 4 733 306 € correspondant aux demandes de remboursement de dégressivité gaz introduites par les entreprises de gaz naturel ;
- 2 200 649 € correspondant à une demande de régularisation de la dégressivité gaz pour l'année 2021 introduite par quatre clients finals disposant d'un site de consommation ayant fait l'objet d'une facturation séparée par plusieurs fournisseurs.

Un montant de 336 133 € 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 réparti entre les différents fonds de la cotisation fédérale gaz. Ces remboursements ont été effectués à l'aide des moyens encore disponibles dans les différents fonds et des différents appels de fonds effectués auprès du SPF Finances durant l'année.

²¹¹ Décision (B)2389 du 23 mai 2022 relative à la détermination des soldes des coûts des obligations de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux, le raccordement de parcs éoliens offshore, la réserve stratégique et le CRM pour les années 2020 et 2021.

²¹² Au 31 décembre 2022, seule la société Wingas était gestionnaire d'une conduite directe en Belgique.

En effet, en 2022, le SPF Finances a également mis à la disposition de la CREG une avance de 5 214 190 € destinée à satisfaire toutes les demandes de remboursement de dégressivité gaz. Au terme de l'exercice, 29 454,71 € n'ont pas été utilisés et seront dès lors remboursés au SPF Finances au plus tard le 30 juin 2023.

- Irrécouvrables

En 2022, la régularisation de la majoration forfaitaire légale de 0,7 %, destinée à couvrir les entreprises de gaz naturel contre le manque à gagner de 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 232 683 €. Ce montant a été réparti en fin d'année entre les différents fonds alimentés par la cotisation fédérale gaz naturel.

Cotisation fédérale électricité et les accises électricité

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia Transmission Belgium, a versé à la CREG au premier trimestre 2022 (pour la dernière fois) la cotisation fédérale facturée à ses clients le trimestre précédent en vue de l'alimentation des fonds CREG, social énergie, dénucléarisation et clients protégés. De leur côté, durant le premier trimestre 2022 également, la plupart des entreprises d'électricité qui ont accordé des réductions (dégressivité/exonérations) à leurs clients ont introduit auprès de la CREG leurs dernières demandes de remboursement.

Lors de la clôture annuelle de leurs comptes 2021, 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 électricité 2021. En 2022, la CREG a ainsi régularisé avec l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution leurs surplus de cotisation fédérale électricité 2021. Les montants suivants ont ainsi été versés dans les quatre fonds liés à la cotisation fédérale.

Tableau 47 : Répartition entre les fonds gérés par la CREG des surplus de cotisation fédérale électricité des gestionnaires de réseau de distribution (en €) (Source CREG)

FONDS	2022	2021	2020	2019
CREG	931 695	761 459	738 219	901 627
Dénucléarisation	6 030 214	5 168 504	5 032 151	6 244 277
Gaz à effet de serre	0	0	0	0
Social énergie	2 565 907	2 216 828	2 242 958	2 876 452
Clients protégés	9 727 584	7 935 957	7 770 400	10 075 462
TOTAL	19 255 399	16 082 748	15 783 728	20 097 818

Pour ce qui est des accises, le SPF Finances a versé à la CREG un montant total de 85 506 025 € pour alimenter les quatre fonds électricité gérés par la CREG.

- Exonération et dégressivité

Les entreprises d'électricité qui ne pouvaient pas refacturer l'intégralité de la cotisation fédérale à leurs clients finals (pour les consommations 2021) pouvaient encore introduire en 2022 leurs dernières demandes de remboursement auprès de la CREG. En 2022, la CREG a ainsi remboursé aux entreprises d'électricité :

- 731 355 € correspondant à l'exonération de la cotisation fédérale accordée aux institutions internationales ;
- 8 219 593 € correspondant aux demandes de remboursement de dégressivité électricité introduites par les entreprises d'électricité.

Un montant de 20 470 655 € de cotisation fédérale (non versé à la CREG par Elia Transmission Belgium en raison de l'octroi de la dégressivité à ses clients) a également été réparti entre les différents fonds de la cotisation fédérale électricité.

Ces remboursements ont été effectués à l'aide des moyens encore disponibles dans les différents fonds et des différents appels de fonds effectués auprès du SPF Finances durant l'année. En effet, en 2022, le SPF Finances a également mis à la disposition de la CREG une avance de 27 407 640 € destinée à satisfaire les demandes de remboursement de dégressivité électricité. Au terme de l'exercice, 39 751,91 € n'ont pas été utilisés et seront dès lors remboursés au SPF Finances, au plus tard le 30 juin 2023.

- Irrécouvrables

En 2022, la régularisation de la majoration forfaitaire légale de 0,7 %, destinée à couvrir les entreprises d'électricité contre le manque à gagner de 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 191 720 €. Ce montant a été réparti en fin d'année entre les différents fonds alimentés par la cotisation fédérale électricité.

La surcharge offshore

La surcharge *offshore* a également été supprimée depuis le 1^{er} janvier 2022 et remplacée par un système d'accises électricité. Cette surcharge était prélevée par Elia Transmission Belgium auprès de ses clients finals et des entreprises d'électricité qui la répercutaient ensuite sur leurs propres clients. En 2022, la CREG a toutefois encore dû rembourser Elia Transmission Belgium et les entreprises d'électricité qui ont accordé à leurs clients de la dégressivité sur cette surcharge. La CREG leur a ainsi remboursé respectivement 38 530 111 € et 70 076 647 €. Durant l'année 2022, le SPF Finances a mis à la disposition de la CREG une avance de 110 368 597 € destinée à satisfaire toutes les demandes de remboursement de dégressivité *offshore*.

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 **275 405** clients résidentiels ont reçu au moins une **mise en demeure** au cours de l'année de fourniture 2022. En 2021 238 479 clients résidentiels recevaient au moins une mise en demeure. Il y a donc une augmentation de 13,4% comparée avec l'année précédente. Ce chiffre approche le total de 2018 quand il y avaient 272.363 de mises en demeure. En termes relatifs également, plus de ménages ont reçu une mise en demeure. Alors que l'année dernière, 8,53 % des clients résidentiels avaient reçu au moins une mise en demeure, ils étaient plus que 9,43 % en 2022.

Figure 77 : Evolution du nombre de mises en demeures reçues par les consommateurs par leur fournisseur pour la période 2004-2022 (en néerlandais)

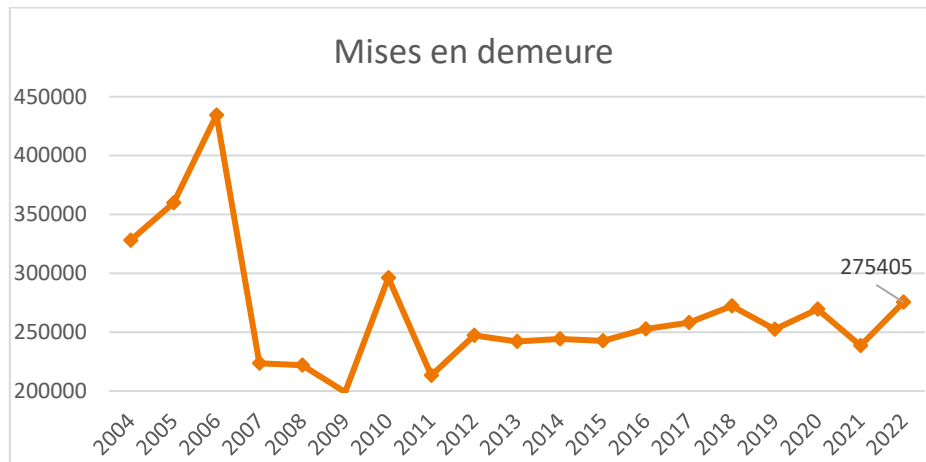
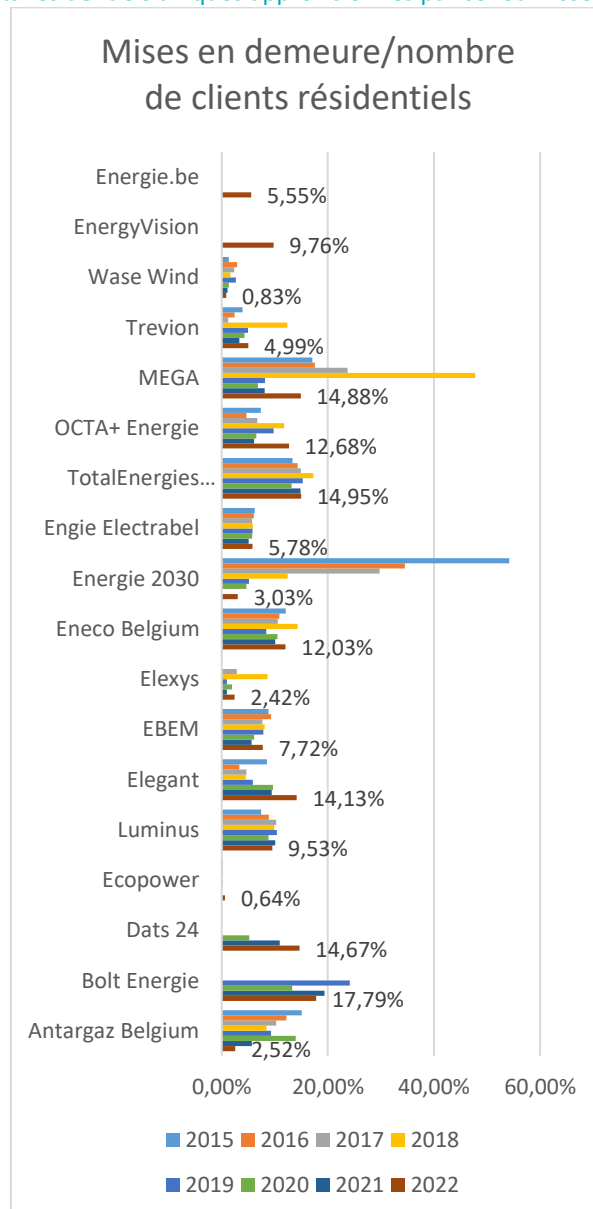


Figure 78 : Nombre de ménage ayant reçu au moins une mise en demeure par un fournisseur d'énergie par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur (en néerlandais)



Les chiffres sous-jacents révèlent une augmentation relative de mises en demeure chez certains fournisseurs comme Mega, Elegant, Dats 24 en Octa+ Energie. Ils. Chez Bolt Energie on constate une baisse. Cela s'explique principalement par la croissance du nombre de clients résidentiels. En comparaison avec les années précédentes, on constate une évolution plutôt stable.

Plans de paiements

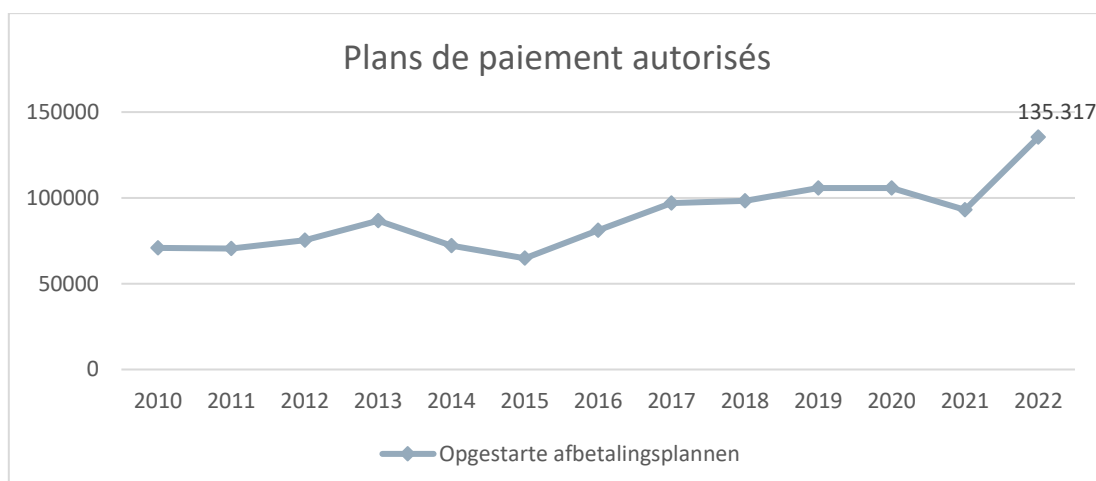
Lorsque le décompte final annuel est imprévisiblement élevé, le fournisseur peut proposer de rembourser cette dette via un plan de paiement. Un décompte final élevé peut être le résultat d'une consommation plus élevée que précédemment, d'un hiver froid ou, d'une hausse générale des prix comme en 2022. 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 2022, 166.318 plans de paiement étaient en cours, ce qui signifie qu'au moins un remboursement a eu lieu en 2022. Ce chiffre est de 17% plus haut qu'en 2021. En 2020, 149 930 plans de paiement étaient en cours, alors qu'en 2019, il y en avait 148 410.

Ce chiffre historiquement élevé montre que la hausse sans précédent des prix de l'énergie a eu un impact majeur. Un nombre nettement plus élevé de ménages a été confronté à des difficultés de paiement par rapport aux années précédentes. Par ailleurs, ce nombre élevé montre que les fournisseurs semblent honorer l'engagement pris dans la Charte Corona d'autoriser facilement des plans de paiement. La part relative des clients protégés dans ce nombre est restée aux alentours de 20 %, comme l'année dernière. Nous constatons une augmentation du nombre de plans de paiement chez tous les fournisseurs, l'augmentation étant la plus prononcée chez Engie Electrabel, Bolt Energie, TotalEnergies Power & Gas Belgium, Elegant et Mega.

Il s'agit du nombre de plans de paiement pour lesquels un premier remboursement devait avoir lieu en 2022. Là encore, on constate une tendance positive dans les chiffres. En 2022, 135.317 plans de paiement ont été démarrés, soit une forte hausse par rapport à 2021, où 93.045 avaient été démarrés. En termes relatifs, en 2022, 4,66 % des clients résidentiels ont démarré un plan de paiement avec leur fournisseur commercial. En 2021, ce chiffre était de 3,33 %.

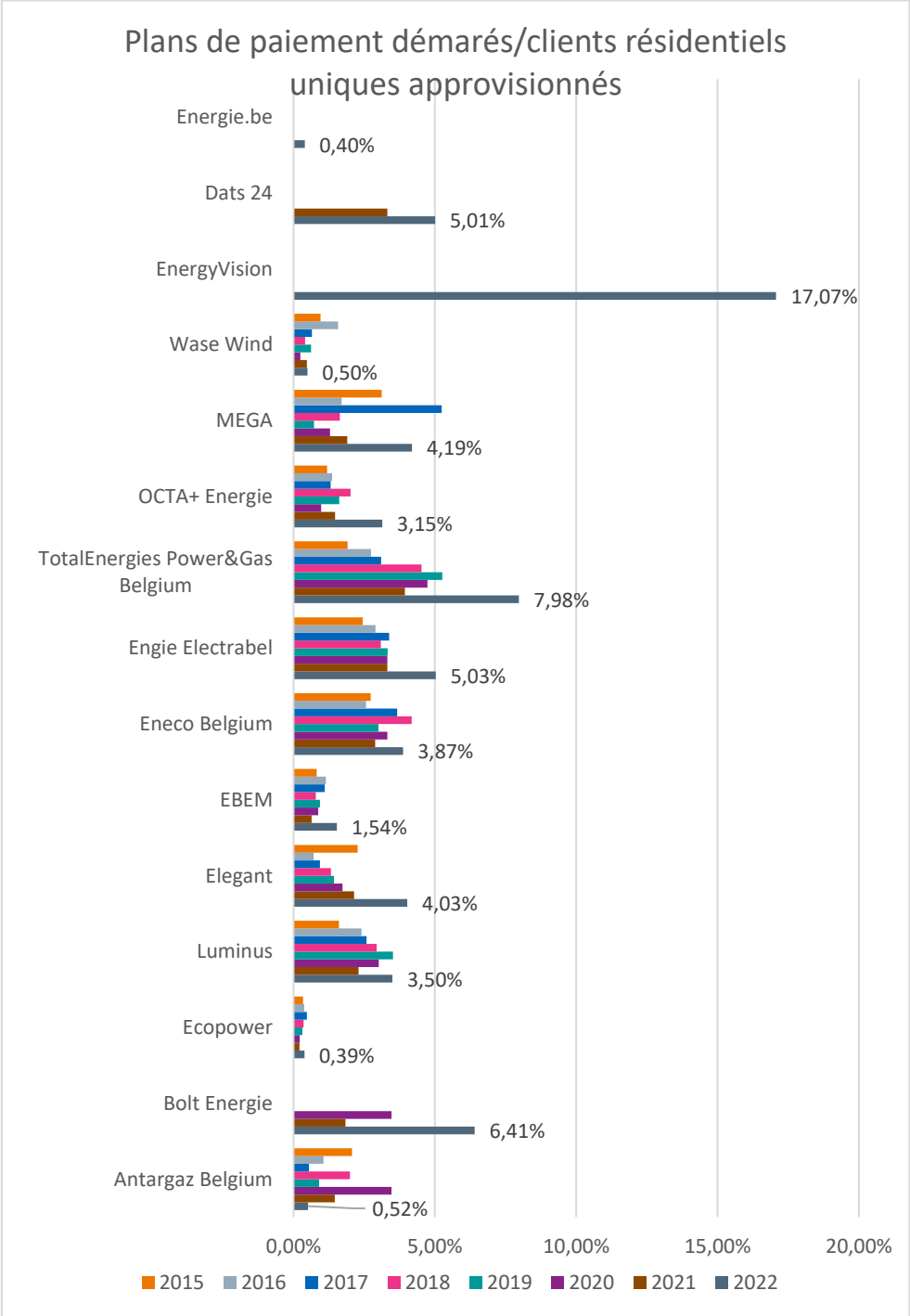
Figure 79 : Evolution du nombre de plans de paiement autorisés (jusqu'en 2022) et conclus auprès de fournisseurs commerciaux (en néerlandais)



La figure ci-dessous montre le nombre de plans de paiement démarrés par fournisseur d'énergie, par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur.

Nous constatons une augmentation du nombre de plans de paiement chez tous les fournisseurs, l'augmentation étant la plus prononcée chez Engie Electrabel, Bolt Energie, TotalEnergies Power & Gas Belgium, Elegant et Mega. En chiffres absolus, c'est chez Engie Electrabel que l'augmentation est la plus élevée. Par rapport à 2021, 22 621 plans de paiement supplémentaires ont été mis en œuvre. Le nombre total de plans de paiement mis en place chez Engie Electrabel s'est ainsi élevé à 62 910 pour 2022. TotalEnergies Power & Gas Belgium a déclaré avoir autorisé plus facilement des plans de paiement en 2022. Cela explique l'augmentation de 8 409 en 2021 à 15 285 en 2022.

Figure 80 : 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, 77.436 contrats ont été résiliés en 2022 pour l'électricité et pour le gaz naturel. Cela représente respectivement 2,67 % du nombre de points d'accès des clients résidentiels à l'électricité et 3,03 % du nombre de points d'accès des clients résidentiels au gaz naturel.

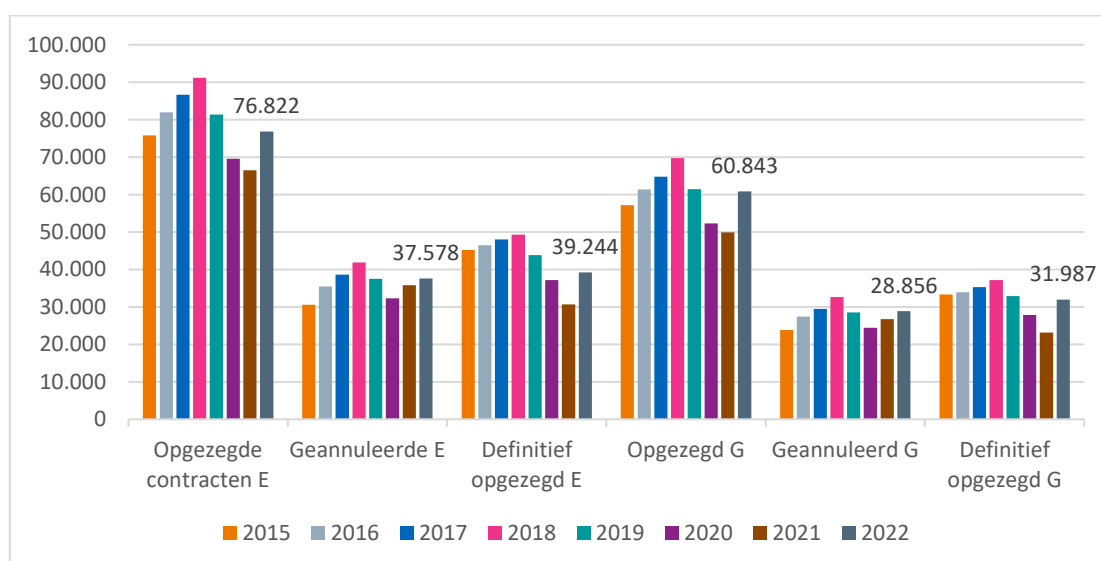
Tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, cette résiliation était dans la majorité des cas, plus précisément dans 99 % des cas, due à une situation de défaut de paiement. Concrètement, cela concernait **76 822 contrats** pour l'électricité et **60 843 contrats** pour le gaz naturel. Toutefois, il est également possible qu'un fournisseur mette fin à un contrat pour une autre raison.. 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 48,9 % des cas pour l'électricité et dans 47,4 % 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 2021 mais dont la résiliation a été annulée en 2022, il peut arriver que seule l'annulation apparaisse dans les statistiques de 2022.

Enfin, les contrats pour lesquels aucune solution n'est trouvée pendant la période de préavis sont définitivement résiliés. Ainsi, en 2021, **39 244 contrats d'électricité et 31 987 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 17,43% en 17,96% des contrats électricité et gaz naturel définitivement résiliés étaient conclus avec des clients protégés. Ces parts correspondent aux parts des clients protégés dans la clientèle totale.

Figure 81 : Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés pour l'électricité (E) et le gaz (G)



La figure 81 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 2022, la tendance à la baisse de ces dernières années, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, s'est arrêtée. L'augmentation en 2022 est une conséquence des hausses des prix de l'énergie. On y voit quand-même 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 nombre de résiliations annulées est forcément diminué en 2022 ce qui signifie que les fournisseurs étaient plus prudents avant de résilier un contrat de fourniture.

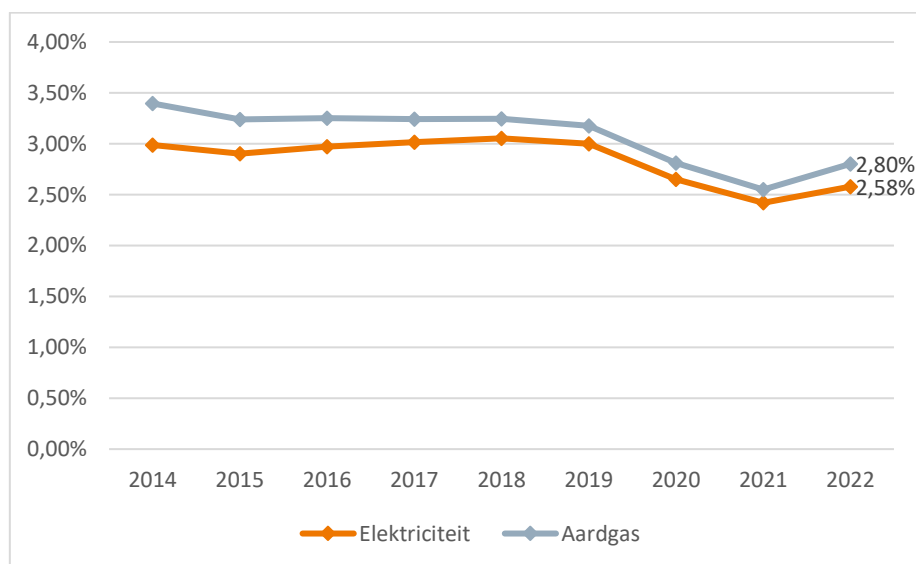
Les clients qui ne trouvent pas de solution avec leur fournisseur, et dont la résiliation n'est donc pas annulée, peuvent toujours rester sur le marché commercial en concluant un contrat avec un autre fournisseur. De cette façon, ils ne sont pas dirigés chez le gestionnaire du réseau de distribution.

Nombre de ménages approvisionnés par le gestionnaire de réseau :

Au total, **2 918 914 points d'accès à l'électricité et 2 034 198 points d'accès au gaz naturel** étaient répertoriés comme points d'accès de clients résidentiels dans le registre d'accès au 31 décembre 2022. Parmi ceux-ci, **75 165 et 57 008 points d'accès** étaient respectivement **approvisionnés par le gestionnaire de réseau** à cette date. Par conséquent, 2,58 % des points d'accès de clients résidentiels à l'électricité et 2,8 % des points d'accès des clients résidentiels au gaz naturel étaient approvisionnés par le fournisseur social. Ces chiffres sont plus haut qu'en 2021 (2,42% en 2,55%) et approchent 2021, les chiffres de 2020 (2,65 % pour l'électricité et de 2,81 % pour le gaz naturel).

Pour l'électricité, 49 168, soit 65 % de ces clients, ont été approvisionnés par un compteur à budget et 25 997 par un compteur ordinaire. Pour le gaz naturel également, une grande partie (31 934 ou 56 %) des clients approvisionnés par le gestionnaire de réseau ont un compteur à budget à cause d'un défaut de paiement.

Figure 82 : Evolution du % de clients résidentiels approvisionnés



La figure 82 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 économique²¹³ et/ou les prix de l'énergie.

²¹³ https://financien.belgium.be/fr/statistiques_et_analyses/chiffres-statistiques/variables-macro%C3%A9conomiques-indicateurs-conjoncturels

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. L'augmentation de clients résidentiels approvisionnés par les gestionnaires de réseau de distribution en 2022 est directement liée à la crise d'énergie pendant cette année laquelle a ralenti la croissance économique.

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.

Lorsqu'un client est pris en charge par le gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci lui installe immédiatement un compteur d'électricité numérique et active immédiatement la fonction de prépaiement. Jusqu'au 1^{er} juillet 2022, l'activation de la fonction de prépaiement n'était possible que lorsque le client était endetté auprès du gestionnaire de réseau de distribution. Jusqu'à cette date, des factures d'acompte étaient encore utilisées pour l'électricité. Pour le gaz naturel, des factures d'acompte sont toujours utilisées en premier lieu, mais en cas de défaut de paiement, la période entre la mise en demeure et l'activation de la fonction de prépaiement a été ramenée de 60 à 20 jours calendaires. La figure 83 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 2022. Plus précisément, au 31 décembre 2022, 49 168 compteurs à budget étaient actifs, tous 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 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.

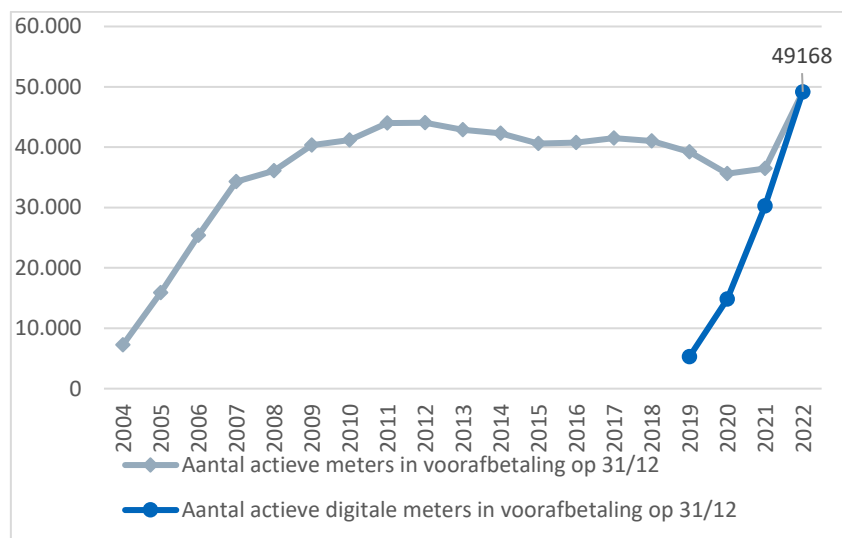
Certains ménages possèdent plus d'un compteur à budget pour l'électricité. Cela peut être le cas lorsqu'ils disposent d'un compteur séparé pour leur chauffage à l'électricité, sur lequel un compteur à budget a également été installé. Le nombre de ménages qui prélèvent de l'électricité via un compteur à budget est donc inférieur au nombre de compteurs à budget actifs. 47 583 clients résidentiels prélèvent de l'électricité via un compteur à budget, ce qui représente 1,63 % des raccordements résidentiels.

Le législateur avait demandé à Fluvius de remplacer les compteurs à budget classiques pour le 31 décembre 2021²¹⁴.

²¹⁴ Article 4.1.22/2, 4° du décret sur l'Energie. L'article 3.1.52, §1^{er}, alinéa 3 du décret sur l'Energie prévoit ce qui suit : « Les compteurs à budget actifs existants et les compteurs qui ont été installés ou activés dans le projet pilote « compteurs

Les clients ayant un compteur à budget actif constituent un groupe cible prioritaire pour le déploiement du compteur numérique. Fluvius n'ayant pas respecté ce délai, la VREG a obligé Fluvius à remplacer tous les compteurs à budget classiques actifs existants par un compteur numérique avec fonction de prépaiement activée avant le 31 décembre 2022. Les clients ayant un compteur à budget actif constituent un groupe cible prioritaire pour le déploiement du compteur numérique. La figure ci-dessous montre que cette opération était terminée fin 2022. Depuis le 1^{er} janvier 2023, il n'est plus possible de recharger les compteurs à budget classiques qui n'ont pas été convertis dans le courant de l'année 2022.

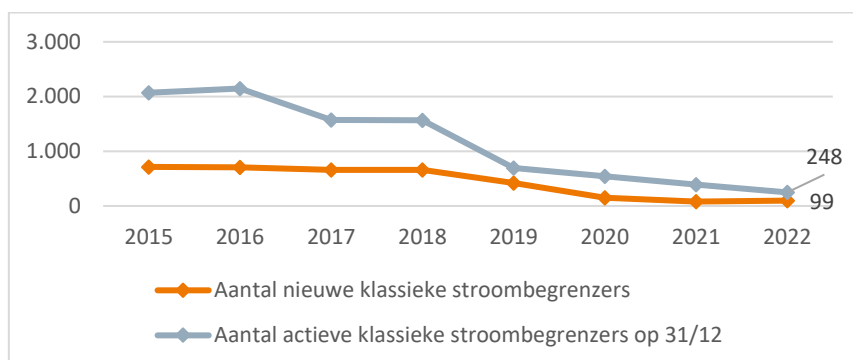
Figure 83 : Evolution du nombre de compteurs à budgets actifs au 31/12/22, total compteurs et compteurs numériques (électricité)



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 84 : Evolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs au 31/12/2022



intelligents » et dans le projet pilote « compteur à budget numérique » des gestionnaires de réseau de distribution sont remplacés pour le 31 décembre 2021 au plus tard par un compteur numérique. L'ancien compteur à budget est enlevé. Au moment de l'installation, il doit être satisfait aux conditions visées à l'article 5.3.1, § 7 ou à l'article 5.4.1, § 7 du présent arrêté. »

La figure 84 montre l'évolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs à la fin de l'année en question.

On constate que la tendance à la baisse se poursuit ces dernières années. 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. Le *Vlaams Energiearmoedeplan* (note de vision sur la précarité énergétique du gouvernement flamand) prévoit d'éliminer complètement le limiteur de puissance autonome pour le 1^{er} janvier 2025²¹⁵.

Coupures

Si la fonction de prépaiement est activée dans le compteur numérique, le client doit recharger son crédit avant de consommer de l'électricité et/ou du gaz. En principe, si un client du fournisseur social ne charge pas le compteur numérique, il dispose encore d'un crédit d'aide de 75 euros pour consommer de l'électricité et du gaz naturel. Suite à la crise énergétique, ce montant a été porté à 115 € pour l'électricité et à 155 € pour le gaz naturel pour la période allant du 1^{er} novembre 2022 au 30 juin 2023. Ce montant doit toutefois être remboursé par le client. Lorsque le crédit d'aide électricité est également épuisé, le client continue à être alimenté en puissance limitée (10 ampères). Le gestionnaire de réseau de distribution essaiera de contacter le client pour parvenir à un règlement du montant en souffrance. Si aucun accord ne peut être trouvé ou si le client ne répond pas, le dossier peut être transmis à la CLA (commission locale d'avis) avec une demande de coupure de la fourniture minimale d'électricité. Si la fourniture minimale est interrompue, le client ne pourra plus consommer de l'électricité que s'il charge le compteur numérique. Dans le passé, on appelait cela un « compteur à budget nu ». Dès que les dettes du client passent sous la barre des 150 euros, le gestionnaire de réseau rétablit automatiquement l'approvisionnement minimal. Cette restitution automatique a été introduite par la modification du décret sur l'Energie le 1^{er} juillet 2022.

Au 31 décembre 2022, il y avait au total 1 910 compteurs à prépaiement dont la fourniture minimale d'électricité était coupée.

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 sans limiteur de puissance 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 2022, 5 638 ménages ont ainsi été recensés. Pour le gaz naturel, 17 894 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 2022.

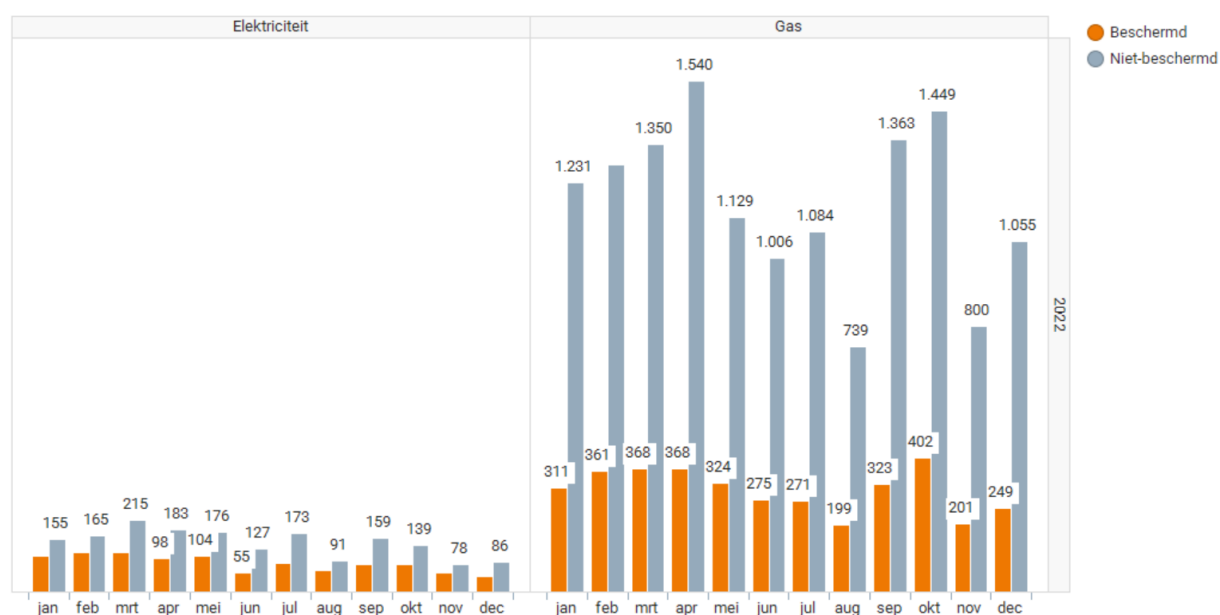
Exception faite du mois d'août, on dénombrait encore en 2022 plus de 1 000 ménages qui se sont déconnectés du gaz naturel. La tendance à la hausse qui s'est dessinée à partir de l'automne 2021 s'est donc poursuivie. Là encore, l'impact de la hausse des prix de l'énergie est visible. On soupçonne ces

²¹⁵ https://assets.vlaanderen.be/image/upload/v1669105223/Visienote_aan_de_Vlaamse_Regering_armoedeplan_po9avb.pdf

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 86 clients non protégés et de 43 clients protégés. Pour le gaz naturel, on parle de 1 055 clients non protégés et de 249 clients protégés.

Figure 85 : Nombre d'autocoupures de gaz naturel par mois en 2022

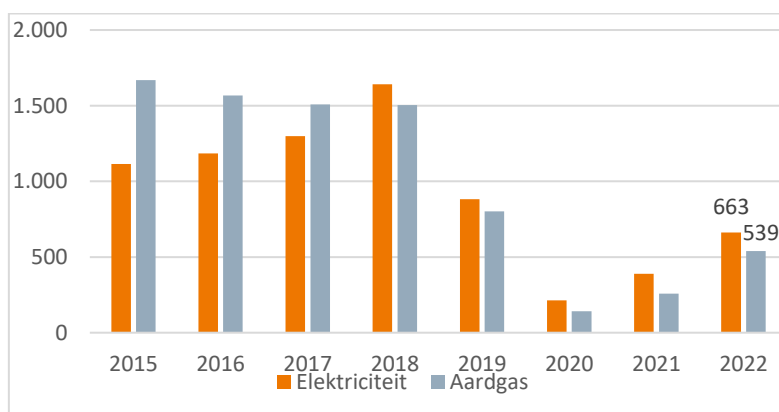


Coupures après avis de la CLAC

La figure 86 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, 663 points d'accès à l'électricité ont été fermés en 2022 suite à un avis positif de la CLAC. Pour le gaz naturel, il y en a eu 539. Par rapport à 2021, cela représente une augmentation de 70 % et 109 % respectivement.

Ces augmentations ont deux causes. D'une part, elles sont dues aux difficultés que rencontrent les ménages pour payer leurs factures d'énergie. D'autre part, les déconnexions sont également plus nombreuses parce que les ménages refusent l'installation d'un compteur numérique.

Figure 86 : 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 34^{ter}, 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 31^{bis} à 33^{bis}.

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 2022

L'année 2022 a été fortement marquée par une hausse inédite des prix de l'électricité et du gaz naturel résultant notamment de l'augmentation de la demande mondiale d'énergie suite à la reprise économique après la crise du COVID-19, d'une instabilité sur le plan géopolitique et de problèmes

d'approvisionnement. La crise énergétique de l'année 2022 a impacté les activités et l'organisation du marché de l'énergie.

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. Citons notamment les suivants :

- Le décret du 03 février 2022²¹⁶, publié au Moniteur belge le 16 février 2022, prévoit des mesures pour venir en aide aux clients résidentiels des communes sinistrées et garantir leur approvisionnement en électricité et en gaz.

Ce décret stipule que jusqu'au 31 mars 2022 :

- sauf raison de sécurité ou demande du client, interdiction de couper l'alimentation en électricité et en gaz dans le cadre d'une procédure en défaut de paiement ;
 - sauf raison de sécurité ou demande du client, interdiction de couper l'alimentation en électricité et en gaz dans le cadre d'une procédure de déménagement ;
 - les ménages équipés de compteur à budget (CàB) peuvent demander à leur GRD :
 - une avance de 30 euros à rembourser lors du chargement suivant ;
 - la désactivation de leur CàB (ou prépaiement) avec réception de facture d'acompte.
 - dans les communes visées, la décision de la CLE (commission locale pour l'énergie) ne sera pas sollicitée à la demande du CPAS (si cette demande est à la faveur du client) pour octroyer les aides hivernales.
- Le Gouvernement wallon a adopté le 3 février 2022 un AGW²¹⁷ prolongeant l'octroi du statut de client protégé conjoncturel (la PRC) jusqu'au 31 août 2022. Il étend également la liste des personnes pouvant demander ce statut aux ménages sinistrés lors des inondations de juillet 2021.

La PRC est une mesure de protection qui a débuté en septembre 2020²¹⁸ visant 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. L'octroi du statut de protégé régional conjoncturel entraîne le passage chez le gestionnaire de réseau de distribution (en tant que fournisseur social) des ménages concernés, et leur fourniture au tarif social pour une durée d'un an. Son octroi était initialement prévu jusque fin mars 2021, mais cette mesure a été prolongée à plusieurs reprises.

Soulignons que la mesure a été prolongée une nouvelle fois par le décret du 22 septembre 2022²¹⁹ qui encadre la possibilité d'octroyer la PRC jusqu'au 31 août 2023. Ce décret étend également l'octroi de la PRC aux clients résidentiels wallons (ou toute personne vivant sous le même toit) en situation de défaut de paiement, dont le revenu professionnel est impacté significativement par la crise des prix de l'énergie.

- Le gouvernement wallon a adopté en septembre 2022 un décret²²⁰ prévoyant, du 1^{er} novembre au 31 décembre 2022, l'interdiction des coupures de l'alimentation en électricité ou en gaz

²¹⁶ Décret du 3 février 2022 relatif aux marchés du gaz et de l'électricité à la suite des inondations du mois de juillet 2021

²¹⁷ Arrêté du Gouvernement wallon du 3 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.

²¹⁸ 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.

²¹⁹ Décret du 22 septembre 2022 suspendant les coupures et insérant un article 66/1 dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et un article 2bis dans le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

²²⁰ Décret du 22 septembre 2022 suspendant les coupures et insérant un article 66/1 dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et un article 2bis dans le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz

des clients résidentiels suite à une procédure de défaut de paiement. Le client reste alors alimenté par son fournisseur d'énergie.

Ce décret vise à suspendre les coupures durant les deux premiers mois de la période hivernale de l'hiver 2022-2023, dans l'attente de l'entrée en vigueur des décrets juge de paix, et ce afin de couvrir toute la période hivernale 2022-2023.

Au niveau régional, l'année 2022 a été également marquée par la publication des « décret juge de paix » en électricité et en gaz. Ces deux décrets visent à mieux informer les consommateurs sur les possibilités dont ils disposent en cas de difficultés de paiement de leur consommation, à clarifier les procédures et à prévoir l'intervention de la Justice de paix avant toute coupure d'électricité ou de gaz suite à une situation de défaut de paiement. Ces décrets sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2023.

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 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 usage²²¹. 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 à plusieurs reprises. 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 :

- le revenu d'intégration sociale,
- une aide sociale financière équivalente au revenu d'intégration sociale,
- un secours partiellement ou totalement pris en charge par l'État fédéral,
- une avance sur :
 - le revenu garanti aux personnes âgées ou la garantie de revenus aux personnes âgées,
 - une allocation aux personnes handicapées.

²²¹ 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 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 :

- une allocation en qualité de personne handicapée suite à une incapacité permanente de travail de 65 % au moins,
- une allocation de remplacement de revenus aux personnes handicapées,
- une allocation d'intégration aux personnes handicapées,
- une allocation pour l'aide aux personnes âgées handicapées,
- une allocation pour l'aide d'une tierce personne,
- 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 :

- une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail d'au moins 65 %,
- une garantie de revenus aux personnes âgées (GRAPA) ou du revenu garanti aux personnes âgées (RGPA),
- une allocation pour l'aide d'une tierce personne.

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 mois de mars 2022 Le Gouvernement fédéral a toutefois décidé de prolonger cette mesure à plusieurs reprises durant toute l'année 2022 afin de répondre aux différentes crises. Il est prévu que l'octroi du tarif social pour les personnes bénéficiaires du BIM s'arrête au 1^{er} juillet 2023. Les clients concernés se verront alors appliquer le tarif commercial le moins cher à ce moment-là.

La sixième catégorie (clients protégés exclusivement régionaux) concerne les personnes qui bénéficient :

- d'une décision de guidance éducative de nature financière prise par un CPAS,
- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé,
- d'un règlement collectif de dettes,
- du statut de client protégé régional conjoncturel (voir point ci-dessous).

Élargissement des clients protégés régionaux d'aider les clients vulnérables à faire face aux différentes crises

En septembre 2020, afin d'aider et de protéger les personnes particulièrement touchées financièrement par la crise de la COVID-19, ou disposant de revenus limités, et qui se trouvent en difficulté pour payer leur facture d'énergie, le Gouvernement wallon a défini une nouvelle catégorie de clients protégés régionaux : les **clients protégés régionaux conjoncturels**²²². 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**.

²²² 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.

Le statut de client protégé conjoncturel est octroyé **pour une durée d'un an**. Durant cette période, 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 sont à nouveau alimentés par leur fournisseur contractuel.

Cette mesure est entrée en vigueur le 10 octobre 2020. S'agissant d'une mesure temporaire, la possibilité d'octroyer la PRC devait initialement se terminer le 31 mars 2021. La possibilité d'octroyer la PRC a cependant été prolongée à plusieurs reprises : une première fois jusque fin décembre 2021 (AGW du 1^{er} avril 2021²²³), une seconde fois jusqu'au 31 août 2022 (AGW du 3 février 2022²²⁴). Afin de faire face à l'augmentation importante des prix de l'énergie, le Gouvernement wallon a prolongé un troisième fois la mesure jusqu'au 31 août 2023 (décret du 22 septembre 2022)²²⁵.

Nombre de clients protégés

Au terme de l'année 2022, en Région wallonne, 358 052 clients protégés en électricité, soit 21,6 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients protégés. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui de l'année 2021 où il s'élevait à 20,8% et nettement supérieur à celui de 2020 qui s'élevait à 11,6 %. Parmi les clients protégés, 96,1 % faisaient partie des catégories fédérales de clients protégés et 3,9 % relevaient des catégories de clients protégés exclusivement régionales.

Le nombre total de clients protégés (fédéraux et régionaux) en électricité a augmenté de 4,1 % en 2022 par rapport au nombre total de clients protégés comptabilisés au terme de l'année 2021.

Rappelons qu'en 2021, suite à l'octroi temporaire depuis le 1^{er} février 2021 du tarif social au clients bénéficiant de l'intervention majorée (les BIM), le nombre total de clients protégés avait très fortement augmenté par rapport à l'année 2020 (+79,8% en électricité et +76,7% en gaz). L'octroi du tarif social au BIM a été prolongé durant toute l'année 2022 (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)

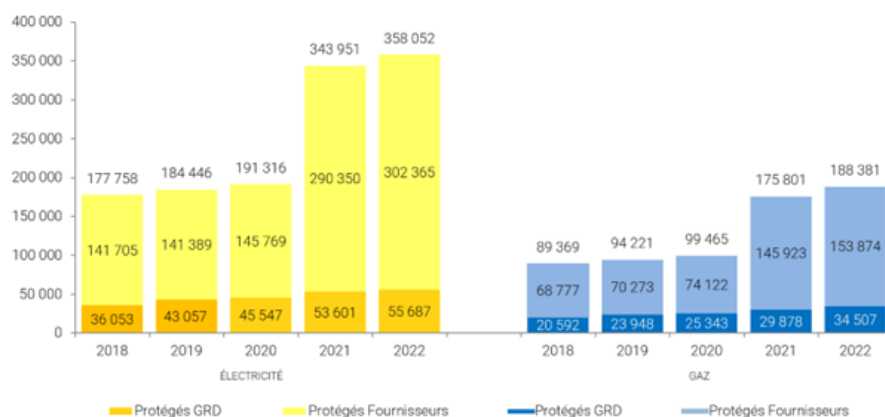
Le graphique ci-dessous présente une évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne en les répartissant en fonction de l'acteur qui les alimente (fournisseurs commerciaux ou gestionnaires de réseau de distribution).

²²³ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/01/2021030916/justel>

²²⁴ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/02/03/2022020326/justel>

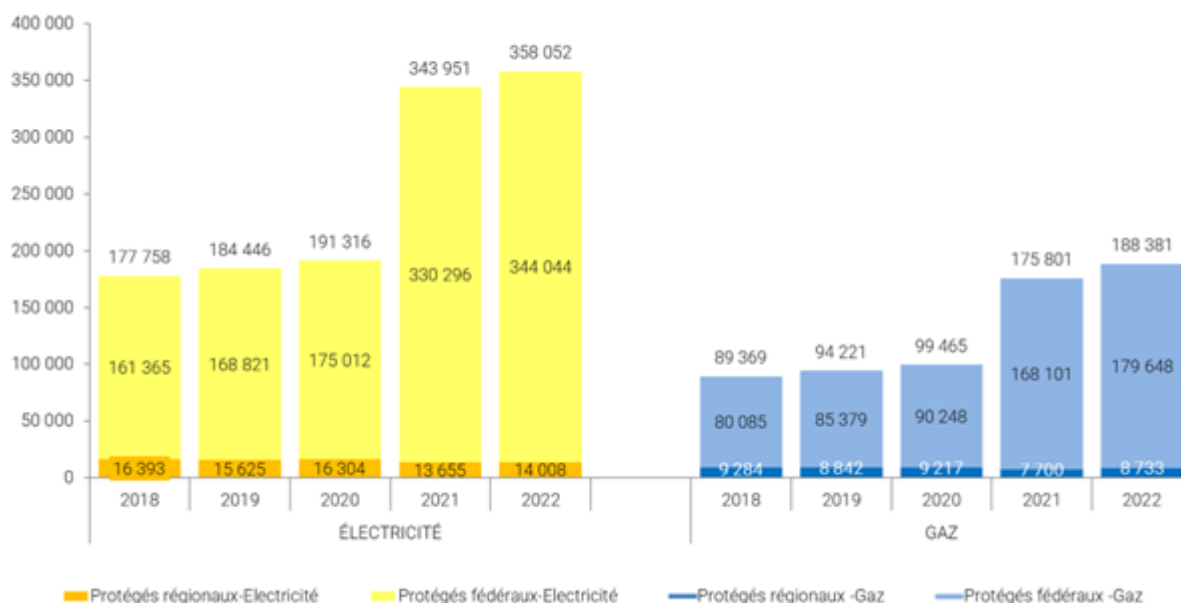
²²⁵ Décret du 22 septembre 2022 suspendant les coupures et insérant un article 66/1 dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et un article 2bis dans le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

Figure 87 : Évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne (répartition en fonction de l'acteur qui les alimente)



La figure 88 présente la répartition des clients protégés en fonction de la catégorie fédérale ou exclusivement régionale à laquelle ils appartiennent.

Figure 88 : 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.

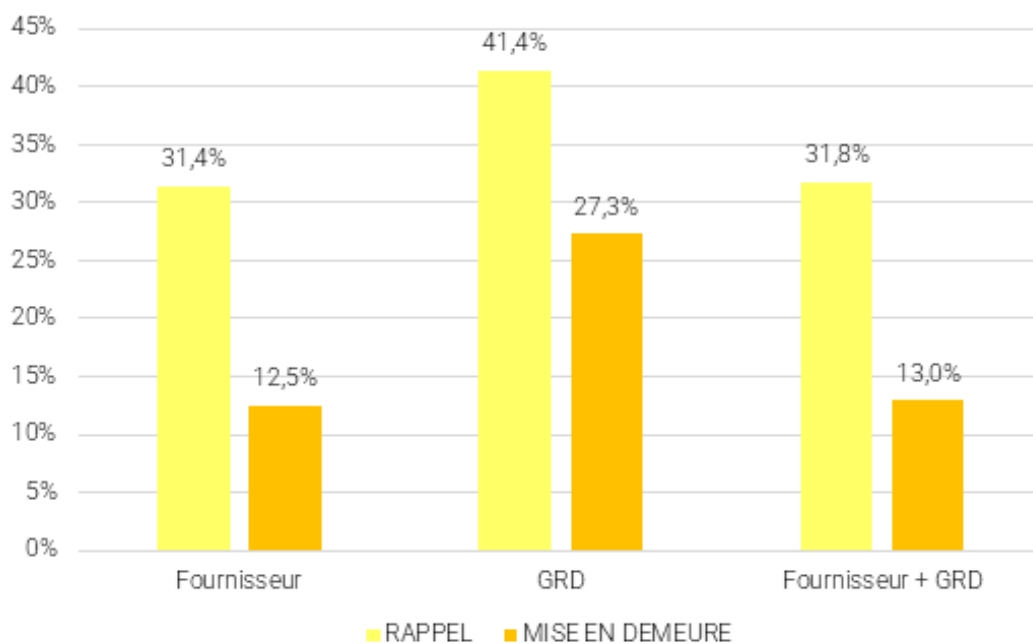
De manière simplifiée, la procédure prévue par la législation wallonne en 2021 reprend les étapes suivantes :

- 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 2022, 31,8 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons ont reçu au moins un courrier de rappel en électricité. Sur la même période, 13 % de la clientèle avait reçu au moins une mise en demeure.

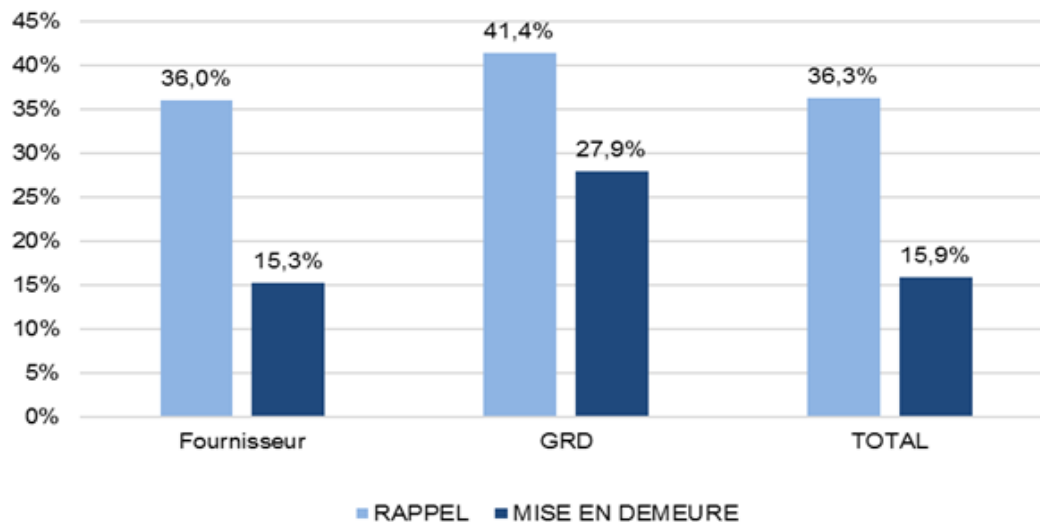
Figure 89 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en électricité en 2022



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. La CWaPE observe toutefois, qu'au total, les pourcentages de clients ayant reçu au moins un rappel ou au moins une mise en demeure en gaz en 2022 sont plus élevés que ceux constatés pour l'électricité. Ainsi, en 2022, 36,3 % du total de la clientèle résidentielle a reçu au moins un courrier de rappel en gaz. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui observé pour l'année 2021 où il s'élevait à 36 %.

Sur la même période, 15,9 % du total des clients résidentiels en gaz ont reçu un courrier de mise en demeure. Ce pourcentage est également légèrement supérieur par rapport à celui observé pour l'année précédente (15,1 %).

Figure 90 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en gaz en 2022



Le plan de paiement

Les articles 29, 30 et 37 de l'AGW OSP électricité et 32, 33 et 39 de l'AGW OSP gaz précisent que 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 2022, les fournisseurs et les GRD ont octroyé au moins un plan de paiement à 104 585 clients, soit près de 6,3 % de l'ensemble des clients résidentiels. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui constaté pour l'année 2021 où il s'élevait à 5,5 %. En gaz, quelques 60 620 clients se sont vu octroyer au moins un plan de paiement par les fournisseurs et les GRD dans le courant de l'année 2022, soit près de 8,6 % du total des clients gaz. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui constaté pour l'année 2021 où il s'élevait à 6,47 %.

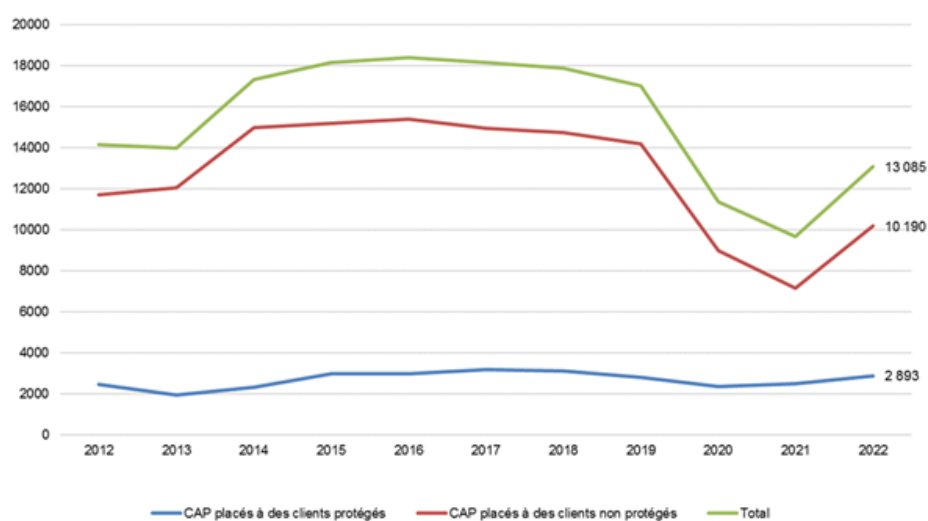
Compteur à budget

En électricité

Le nombre total de **placements effectifs** de compteur à prépaiement en électricité en 2022 s'élève à 13 085, soit **une augmentation de 35 %** par rapport à l'année 2021. L'analyse des données communiquées montre que cette augmentation du nombre de placements est nettement plus marquée chez les clients non protégés (+42 %) que chez les clients protégés (+15%). Le graphique ci-

dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à prépaiement en électricité sur les 10 dernières années en distinguant les clients protégés et les clients non protégés.

Figure 91 : Évolution du nombre de placements de compteur à budget (électricité)



Fin 2022, le nombre de compteurs à prépaiement actifs²²⁶ pour l'électricité placés sur le territoire de la Wallonie s'élevait à **67 290**. Parmi ceux-ci, 33 953, soit **50,5 % d'entre eux étaient des compteurs communicants avec la fonction de prépaiement activée**, et 33 337, soit **49,5 % étaient des compteurs à budget**. Le pourcentage des compteurs communicants parmi les compteurs à prépaiement a nettement augmenté par rapport à 2021 où il était de 18,1%

En 2022, les GRD ont procédé au remplacement de 11 731 compteurs à budget actifs en électricité par des compteurs communicants avec la fonction de prépaiement activée. Quelques **4 %** de l'ensemble des clients résidentiels wallons disposaient d'un compteur à prépaiement actif en électricité fin 2022. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui constaté pour l'année 2021 où il était de 3,8 %. Le pourcentage **des clients protégés** équipés d'un compteur à prépaiement actif s'élevait à la fin de l'année 2022 à **5,4 %**, pourcentage inférieur à l'année 2021 où il s'élevait à 5,6 %.

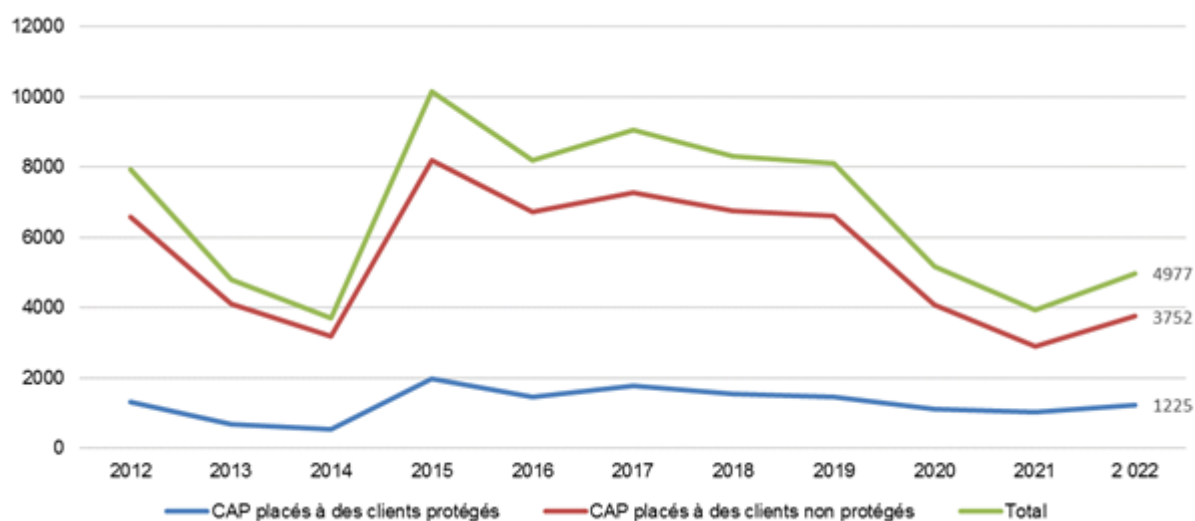
En gaz

Le nombre de compteurs à prépaiement gaz effectivement placés en 2022 augmente de 26,8 % par rapport à l'année précédente pour arriver à un total de 4 977 compteurs à prépaiement gaz placés. Parmi ceux-ci, 1 225 ont été placés auprès de clients non protégés et 3 752 auprès de clients protégés. L'augmentation du nombre de compteurs à prépaiement gaz placés en 2022 est plus importante chez les clients non protégés (+ 29,8 %) que chez les clients protégés (+18,4 %).

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à prépaiement en gaz sur les dix dernières années en distinguant les clients protégés et les clients non protégés.

²²⁶ Certains compteurs à budget peuvent avoir la fonction de prépaiement désactivée. Ils fonctionnent alors comme des compteurs normaux.

Figure 92 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (gaz)



Fin 2022, le nombre de compteurs à prépaiement en gaz actifs sur le territoire de la Wallonie s'élevait à 29 764. Parmi ceux-ci, 8 512 soit **28,6 % d'entre eux étaient des compteurs communicants avec la fonction de prépaiement activée**. Le pourcentage des compteurs communicants parmi les compteurs à prépaiement a nettement augmenté par rapport à 2021 où il était de 4,3 %.

En 2022 les GRD ont procédé au remplacement de 4 085 compteurs à budget actifs en gaz par un compteur communicant avec la fonction de prépaiement activée. Quelques 4,2 % 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 prépaiement actif en 2022 s'élevait à 5,2 % contre 5,7 %, en 2021.

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 ;
- 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.

Durant l'année 2022, le Gouvernement wallon a également pris des mesures en vue d'une part, d'assurer l'accès à l'énergie des usagers et à soutenir les ménages impactés par les inondations de juillet 2021, et d'autre part afin d'atténuer l'impact sur les consommateurs de la forte hausse des prix de l'énergie.

Certaines de ces mesures encadrent notamment des périodes et situations durant lesquelles il était interdit aux GRD's de procéder à la coupure de l'alimentation en électricité et en gaz des clients résidentiels. Rappelons notamment :

- le décret du 03 février 2022²²⁷, qui interdit, jusqu'au 31 mars 2022, les coupures des clients sinistrés suite à une procédure de défaut de paiement et de déménagement ;
- le décret du 22 septembre 2022 qui suspend du 1^{er} novembre au 31 décembre 2022 les coupures pour tous les clients résidentiels suite à une procédure de défaut de paiement. Cette mesure a été prise dans l'attente de l'entrée en vigueur, au 1^{er} janvier 2023, des « décrets juge de paix » lesquels interdisent les coupures en électricité et en gaz suite à une situation de défaut de paiement sauf si la coupure a été autorisée par le juge de paix.

Malgré ces mesures, on constate une nette augmentation du nombre de coupures en 2022 par rapport à l'année 2021, conséquences notamment d'un effet de « rattrapage » de situations qui ont été suspendues en 2020 et 2021²²⁸ et n'ont pas pu être régularisées entre-temps. Enfin, 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 2022, les GRD ont procédé à un total de 4 532 suspensions de la fourniture d'électricité. Le nombre total de coupures, toutes causes confondues, augmente de 27,7 % en électricité en 2022 par rapport à l'année 2021. Les coupures pour refus de placement de compteur à budget ou consécutives à l'échec de la procédure de régularisation dans le cadre d'un déménagement problématique constituent tant en électricité qu'en gaz, près de 92 % des cas de coupures sur l'année 2021 :

- 43,1 % 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 ;
- 49,5 % 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 d'un déménagement problématique ;
- 2,9 % des situations de coupures en électricité ont eu lieu à la suite d'une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution ;
- 4,5 % 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.) ;
- 4,5 % 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.

En gaz

Le nombre total de coupures en gaz pour l'année 2022 s'élève à 2 651. Le nombre total de coupures, toutes causes confondues, augmente de 19,8 % en gaz en 2022 par rapport à l'année 2020 :

²²⁷ Décret du contre relatif aux marchés du gaz et de l'électricité à la suite des inondations du mois de juillet 2021

²²⁸ Le Gouvernement wallon a pris, en 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, il convient de citer l'arrêté du Gouvernement wallon^[2] 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 et l'arrêté du Gouvernement wallon du 1^{er} avril 2021. Cet AGW prolonge la période de suspension des coupures jusqu'au 30 juin 2021

- 41,6 % 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 ;
- 52,8 % des cas de suspension de l'alimentation d'électricité sont la conséquence de l'échec de la procédure prévue dans le cadre d'un déménagement problématique ;
- 4,4 % 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.) ;
- 1,2 % des situations de coupures en électricité ont eu lieu à la suite d'une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution ;
- 2,6 % 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 2022.

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 4 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 ;
- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé ;
- d'un règlement collectif de dettes ;

- les **clients protégés régionaux conjoncturels**²²⁹ ou clients PRC²³⁰.

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.

- **Electricité**

Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié

Les prix maximaux applicables par les gestionnaires de réseau de distribution aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié (également appelés « clients droppés ») sont calculés trimestriellement par les gestionnaires de réseau de distribution et vérifiés par la CREG. Ils sont établis comme suit : prix de l'énergie + transport + distribution + marge. La CREG est également chargée du suivi des modalités de calcul de la marge.

²²⁹ 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.

²³⁰ La mesure est entrée en vigueur le 10 octobre 2020.

Pour les clients protégés résidentiels

Conformément à la législation en vigueur, la CREG a calculé et publié les prix maximaux (ou « tarifs sociaux ») pour la fourniture d'électricité aux clients protégés résidentiels applicables du 1^{er} janvier 2022 au 31 mars 2022, du 1^{er} avril 2022 au 30 juin 2022, du 1^{er} juillet 2022 au 30 septembre 2022 et du 1^{er} octobre 2022 au 31 décembre 2022.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 mars 2022 inclus, s'élevait, hors TVA, à :

- 20,030 c€/kWh pour le tarif simple
- 20,688 c€/kWh pour le tarif bi-horaire de jour
- 16,726 c€/kWh pour le tarif bi-horaire de nuit
- 12,205 c€/kWh pour le tarif exclusif de nuit

Par rapport au trimestre précédent, les tarifs sociaux d'application au premier trimestre 2022 ont augmenté en moyenne de 8,2 % pour l'électricité. Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 33 %.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} avril 2022 au 30 juin 2022 inclus, s'élevait, hors TVA, à :

- 21,609 c€/kWh pour le tarif simple
- 22,317 c€/kWh pour le tarif bi-horaire de jour
- 18,045 c€/kWh pour le tarif bi-horaire de nuit
- 13,154 c€/kWh pour le tarif exclusif de nuit

Par rapport au premier trimestre, les tarifs sociaux d'application au deuxième trimestre 2022 ont augmenté en moyenne de 7,9 % pour l'électricité. Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 51 %. Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} juillet 2022 au 30 septembre 2022 inclus, s'élevait, hors TVA, à :

- 23,220 c€/kWh pour le tarif simple
- 23,978 c€/kWh pour le tarif bi-horaire (heures pleines)
- 19,389 c€/kWh pour le tarif bi-horaire (heures creuses)
- 14,116 c€/kWh pour le tarif exclusif de nuit

Par rapport au deuxième trimestre, les tarifs sociaux d'application au troisième trimestre 2022 augmentent en moyenne de 7,4 % pour l'électricité. Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 36 %. Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} octobre 2022 au 31 décembre 2022 inclus, s'élevait, hors TVA, à :

- 25,009 c€/kWh pour le tarif simple
- 25,829 c€/kWh pour le tarif bi-horaire (heures pleines)
- 20,884 c€/kWh pour le tarif bi-horaire (heures creuses)
- 15,228 c€/kWh pour le tarif exclusif de nuit

Par rapport au troisième trimestre, les tarifs sociaux d'application au quatrième trimestre 2022 augmentent en moyenne de 7,8 % pour l'électricité. Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 21 % pour l'électricité. Ces tarifs sont exprimés hors TVA, cotisation énergie, accise spéciale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (applicable à l'électricité en Flandre). Les composantes énergie et énergie verte et cogénération, de même que les tarifs de réseaux de transport et de distribution, sont par contre inclus.

En février 2022, la CREG a établi son quatrième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée

(BIM)²³¹. Elle estimait le coût total induit par cette extension à 752 millions d'euros pour l'année 2021 et le premier semestre 2022.

En mai 2022, la CREG a établi son cinquième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux BIM²³². Elle estimait le coût total induit par cette extension à 865 millions d'euros pour l'année 2021 et les trois premiers trimestres de 2022. En juillet 2022, la CREG a établi son sixième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux BIM²³³. Elle estimait le coût total induit par cette extension à 1 265 millions d'euros pour les années 2021 et 2022.

En novembre 2022, la CREG a établi son septième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux BIM²³⁴. Elle estimait le coût total induit par cette extension à 1 652 millions d'euros pour les années 2021, 2022 et le premier trimestre 2023. La CREG a en outre publié les composantes « énergie de référence » pour l'électricité et le gaz naturel à l'attention des fournisseurs et des gestionnaires de réseau de distribution, dans le cadre du remboursement des créances clients protégés. Les composantes énergie de référence chaleur sont entrées en vigueur au 1^{er} juillet 2022. Le terme variable de la composante énergie de référence chaleur (exprimé en c€/kWh) est identique à celui de la composante énergie de référence gaz naturel. Le terme fixe de la composante énergie de référence chaleur est quant à lui de 125 €/an pour la première année d'application de ce tarif. Ces tarifs sont fixés conformément à l'arrêté royal du 6 juin 2022 fixant les règles de détermination du coût réel net pour les entreprises fournissant de la chaleur à des clients résidentiels protégés au moyen de réseaux de distribution de chaleur à distance, et de leur intervention pour sa prise en charge.

La CREG accompagne les fournisseurs et les gestionnaires de réseau de distribution dans leur demande de créances grâce à la publication de plusieurs documents sur son site Internet (instructions, modèle de *reporting* classique, modèle de *reporting* BIM, créance électricité classique, créance électricité BIM, créance gaz classique, créance gaz BIM). Dans un souci de transparence, la CREG accompagne la fixation des tarifs sociaux et des composantes énergie de référence d'une note explicative²³⁵.

La CREG a établi un rapport sur les avances versées aux fournisseurs dans le cadre de l'extension du tarif social à la clientèle BIM en 2021 et 2022 et dans le cadre du forfait unique de 80 € pour la clientèle protégée²³⁶. Enfin, la CREG a examiné la conformité du tarif social gaz et électricité, ainsi que son élargissement aux personnes bénéficiant du statut de bénéficiaire de l'intervention majorée (BIM), au cadre légal européen et en particulier à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Elle y aborde donc essentiellement les aspects juridiques du tarif social fédéral en exposant, dans une première partie, le cadre légal et réglementaire belge qui lui est applicable. Elle examine ensuite le respect des cinq conditions de l'article 5(4) de la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité²³⁷.

²³¹ Rapport de monitoring (RA)2352 du 17 février 2022 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée.

²³² Rapport de monitoring (RA)2398 du 12 mai 2022 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée.

²³³ Rapport de monitoring (RA)2436 du 19 juillet 2022 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée

²³⁴ Rapport de monitoring (RA)2476 du 10 novembre 2022 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée

²³⁵ Notes (Z)2329 du 13 janvier 2022, (Z)2360 du 7 avril 2022, (Z)2415 du 7 juillet 2022, (Z)2444 du 6 octobre 2022.

²³⁶ Rapport (RA)2485 du 24 novembre 2022 sur les avances versées aux fournisseurs dans le cadre de l'extension du tarif social à la clientèle BIM et dans le cadre du forfait unique de 80 euros pour la clientèle protégée.

²³⁷ Étude (F)2284 du 10 mars 2022 sur la conformité du tarif social au cadre légal européen.

Plateforme de lutte contre la précarité énergétique – groupe de travail « Tarif social » de la Fondation Roi Baudouin

En 2022, la CREG a participé aux travaux de la Plateforme de lutte contre la précarité énergétique créée à l'initiative de la Fondation Roi Baudouin. Dans le cadre des travaux du groupe de travail « Tarif social », la CREG a contribué en 2022 à la finalisation d'une note technique, annexée aux recommandations de la Plateforme publiées en septembre 2021 et qui s'intitulaient « Renforcer le tarif social énergie – Recommandations de la Plateforme de lutte contre la précarité énergétique ». Cette note technique contient des mises en contexte et des propositions concrètes portées par différents membres du groupe de travail.

Par ailleurs, en novembre 2022, la CREG a participé en tant qu'observatrice à la réunion du groupe de travail « Fonds gaz et électricité » de la Plateforme. L'objectif du groupe de travail est d'élaborer une étude quantitative sur la revalorisation du fonds gaz et électricité pour s'inscrire dans un objectif plus vaste de prévention et de réduction de la précarité énergétique.

- **Gaz**

Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié

Voir supra.

Pour les clients protégés résidentiels

Conformément à la législation en vigueur, la CREG a calculé et publié les prix sociaux maximaux (ou « tarifs sociaux ») applicables du 1^{er} janvier 2022 au 31 mars 2022, du 1^{er} avril 2022 au 30 juin 2022, du 1^{er} juillet 2022 au 30 septembre 2022 et du 1^{er} octobre 2022 au 31 décembre 2022 pour la fourniture de gaz naturel aux clients protégés résidentiels. Le tarif social chaleur est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2022. Il est identique au tarif social gaz naturel conformément à l'arrêté royal du 6 juin 2022 fixant les prix maximaux sociaux pour la fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés. Les services qui ne sont pas liés à la composante énergie ou réseau, notamment le raccordement, l'entretien et la pose d'installations chez les clients protégés résidentiels, ne sont pas soumis aux prix maximaux visés par l'arrêté royal.

Les tarifs sociaux pour la fourniture de gaz naturel se sont élevés à :

- 2,448 c€/kWh pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 mars 2022
- 2,685 c€/kWh pour la période du 1^{er} avril 2022 au 30 juin 2022
- 2,918 c€/kWh pour la période du 1^{er} juillet 2022 au 30 septembre 2022 et
- 3,208 c€/kWh pour la période du 1^{er} octobre 2022 au 31 décembre 2022.

Par rapport au dernier trimestre 2021, les tarifs sociaux d'application au premier trimestre 2022 ont augmenté en moyenne de 10,5 % pour le gaz naturel. Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 194 %. Par rapport au premier trimestre 2022, les tarifs sociaux d'application au deuxième trimestre 2022 ont augmenté en moyenne 9,7 % pour le gaz naturel. Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 265 %.

Par rapport au deuxième trimestre 2022, les tarifs sociaux d'application au troisième trimestre 2022 augmentent en moyenne de 8,7 % pour le gaz naturel. Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 225 %. Par rapport au troisième trimestre 2022, les tarifs sociaux d'application au quatrième trimestre 2022 augmentent en moyenne de 9,9 % pour le gaz naturel (et la chaleur). Sans les mesures de plafonnement, la hausse aurait été en moyenne de 64 %. Ces tarifs sont exprimés hors TVA, cotisation énergie, accise spéciale et redevance de raccordement (Wallonie).

La composante énergie, de même que les tarifs de réseaux de transport et de distribution, sont par contre inclus.

Tableau 48 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 28 février 2022 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	10,438	12,630
Composante distribution (c€/kWh)	7,467	9,035
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,571
Total (c€/kWh)	20,030	24,236

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	11,096	13,426
Composante distribution (c€/kWh)	7,467	9,035
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,571
Total (c€/kWh)	20,688	25,032
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	8,626	10,437
Composante distribution (c€/kWh)	5,975	7,230
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,571
Total (c€/kWh)	16,726	20,238

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	6,334	7,665
Composante distribution (c€/kWh)	3,746	4,533
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,571
Total (c€/kWh)	12,205	14,769

* Du 1^{er} mars au 30 juin 2022 inclus, la TVA sur l'électricité est réduite de 21% à 6%.
Par conséquent, les tarifs sociaux électricité hors TVA applicables au 1^{er} trimestre 2022 sont soumis à un taux de TVA de 21% en janvier et février 2022 et à un taux de TVA de 6% en mars 2022.

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : accises, 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 49 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} mars 2022 au 31 mars 2022 inclus

	hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL MONOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	10,438	11,064
Composante distribution (c€/kWh)	7,467	7,915
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,253
Total (c€/kWh)	20,030	21,232

	hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	11,096	11,761
Composante distribution (c€/kWh)	7,467	7,915
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,253
Total (c€/kWh)	20,688	21,929
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	8,626	9,143
Composante distribution (c€/kWh)	5,975	6,334
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,253
Total (c€/kWh)	16,726	17,730

	hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	6,334	6,715
Composante distribution (c€/kWh)	3,746	3,971
Composante transport (c€/kWh)	2,125	2,253
Total (c€/kWh)	12,205	12,939

* Du 1^{er} mars au 30 juin 2022 inclus, la TVA sur l'électricité est réduite de 21% à 6%.
Par conséquent, les tarifs sociaux électricité hors TVA applicables au 1^{er} trimestre 2022 sont soumis à un taux de TVA de 21% en janvier et février 2022 et à un taux de TVA de 6% en mars 2022.

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : accises, 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 50 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} avril 2022 au 30 juin 2022 inclus

TARIF SOCIAL MONOHOORAIRE		hors TVA	TVA 6% comprise
Composante énergie (c€/kWh)		14,387	15,251
Composante distribution (c€/kWh)		6,279	6,656
Composante transport (c€/kWh)		0,943	1,000
Total (c€/kWh)		21,609	22,907

TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		hors TVA	TVA 6% comprise
Jour	Composante énergie (c€/kWh)	15,095	16,001
	Composante distribution (c€/kWh)	6,279	6,656
	Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000
Total (c€/kWh)		22,317	23,657
Nuit	Composante énergie (c€/kWh)	12,358	13,099
	Composante distribution (c€/kWh)	4,744	5,029
	Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000
Total (c€/kWh)		18,045	19,128

TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		hors TVA	TVA 6% comprise
Composante énergie (c€/kWh)		8,601	9,117
Composante distribution (c€/kWh)		3,610	3,827
Composante transport (c€/kWh)		0,943	1,000
Total (c€/kWh)		13,154	13,944

* Du 1er mars au 30 juin 2022 inclus, la TVA sur l'électricité est réduite de 21% à 6%.

Par conséquent, les tarifs sociaux électricité hors TVA applicables au 2e trimestre 2022 sont soumis à un taux de TVA de 6%.

Tableau 51 : Tarif social électricité pour la période du 1^{er} juillet 2022 au 30 septembre 2022 inclus

TARIF SOCIAL MONOHOORAIRE		hors TVA	TVA 6% comprise
Composante énergie (c€/kWh)		15,998	16,957
Composante distribution (c€/kWh)		6,279	6,656
Composante transport (c€/kWh)		0,943	1,000
Total (c€/kWh)		23,220	24,613

TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		hors TVA	TVA 6% comprise
Jour	Composante énergie (c€/kWh)	16,756	17,761
	Composante distribution (c€/kWh)	6,279	6,656
	Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000
Total (c€/kWh)		23,978	25,417
Nuit	Composante énergie (c€/kWh)	13,702	14,524
	Composante distribution (c€/kWh)	4,744	5,029
	Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000
Total (c€/kWh)		19,389	20,553

TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		hors TVA	TVA 6% comprise
Composante énergie (c€/kWh)		9,563	10,137
Composante distribution (c€/kWh)		3,610	3,827
Composante transport (c€/kWh)		0,943	1,000
Total (c€/kWh)		14,116	14,964

Tableau 52 : Tarif social électricité pour la période 1^{er} octobre 2022 au 31 décembre 2022 inclus

TARIF SOCIAL MONOORAIRE	hors TVA	TVA 6% comprise
	Composante énergie (c€/kWh)	17,787
Composante distribution (c€/kWh)	6,279	6,656
Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000
Total (c€/kWh)	25,009	26,510

TARIF SOCIAL BIHORAIRE		hors TVA	TVA 6% comprise
		Jour	Composante énergie (c€/kWh)
	Composante distribution (c€/kWh)	6,279	6,656
	Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000
	Total (c€/kWh)	25,829	27,379
Nuit	Composante énergie (c€/kWh)	15,197	16,109
	Composante distribution (c€/kWh)	4,744	5,029
	Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000
	Total (c€/kWh)	20,884	22,138

TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		hors TVA	TVA 6% comprise
		Composante énergie (c€/kWh)	10,675
Composante distribution (c€/kWh)	3,610	3,827	
Composante transport (c€/kWh)	0,943	1,000	
Total (c€/kWh)	15,228	16,143	

Tableau 53 : Tarif social gaz naturel pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 mars 2022 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 21% comprise
	Composante énergie (c€/kWh)	1,743
Composante distribution (c€/kWh)	0,559	0,676
Composante transport (c€/kWh)	0,146	0,177
Total (c€/kWh)	2,448	2,961

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les accises, 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 54 : Tarif social gaz naturel pour la période du 1^{er} avril 2022 au 30 juin 2022 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 6% comprise*
	Composante énergie (c€/kWh)	1,902
Composante distribution (c€/kWh)	0,636	0,674
Composante transport (c€/kWh)	0,147	0,156
Total (c€/kWh)	2,685	2,846

* sous réserve de la publication d'un arrêté royal modifiant le taux à 6 % de TVA (au lieu de 21%).

NB: Ces tarifs ne comprennent ni la cotisation énergie, ni l'accise spéciale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).

Les clients protégés sont exonérés de la cotisation énergie et de l'accise spéciale.

Les tarifs de réseaux de transport et de distribution sont inclus.

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 55 : Tarif social gaz naturel et chaleur pour la période du 1^{er} juillet 2022 au 30 septembre 2022 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 6% comprise
Composante énergie (€cent/kWh)	2,048	2,171
Composante distribution (€cent/kWh)	0,723	0,766
Composante transport (€cent/kWh)	0,147	0,156
Total (€cent/kWh)	2,918	3,093

* Du 1^{er} avril 2022 au 30 septembre 2022 inclus, la TVA sur les contrats résidentiels de gaz naturel et de chaleur est réduite de 21% à 6%.

* Du 1^{er} août 2022 au 30 septembre 2022 inclus, la TVA sur les contrats professionnels de gaz naturel et de chaleur est réduite de 21% à 6%.

Par conséquent, les tarifs sociaux gaz naturel et chaleur au 3^e trimestre 2022 sont soumis à un taux de TVA de 6%.

** Dans ce tableau, les tarifs sociaux sont exprimés en €cent/kWh, c'est-à-dire en centimes d'euros par kWh.

Pour les convertir en euros par kWh, il convient de les diviser par 100.

Pour les convertir en euros par MWh, il convient de les multiplier par 10.

NB : Ces tarifs ne comprennent ni la cotisation énergie, ni l'accise spéciale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).

Les clients protégés sont exonérés de la cotisation énergie et de l'accise spéciale.

Les tarifs de réseaux de transport et de distribution sont inclus.

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.

Les services qui ne sont pas liés à la composante énergie et à la composante réseau, notamment le raccordement, l'entretien et la pose d'installations ne sont pas inclus dans le tarif social chaleur. Ils peuvent être facturés de manière additionnelle par l'opérateur de chaleur.

Tableau 56 : Tarif social gaz naturel et chaleur pour la période 1^{er} octobre 2022 au 31 décembre 2022 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 6% comprise
Composante énergie (€cent/kWh)	2,352	2,493
Composante distribution (€cent/kWh)	0,723	0,766
Composante transport (€cent/kWh)	0,133	0,141
Total (€cent/kWh)	3,208	3,400

* Du 1^{er} avril 2022 au 31 décembre 2022 inclus, la TVA sur les contrats résidentiels de gaz naturel et de chaleur est réduite de 21% à 6%.

* Du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 inclus, la TVA sur les contrats professionnels de gaz naturel et de chaleur est réduite de 21% à 6%.

Par conséquent, les tarifs sociaux gaz naturel et chaleur au 4^e trimestre 2022 sont soumis à un taux de TVA de 6%.

** Dans ce tableau, les tarifs sociaux sont exprimés en €cent/kWh, c'est-à-dire en centimes d'euros par kWh.

Pour les convertir en euros par kWh, il convient de les diviser par 100.

Pour les convertir en euros par MWh, il convient de les multiplier par 10.

NB : Ces tarifs ne comprennent ni la cotisation énergie, ni l'accise spéciale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).

Les clients protégés sont exonérés de la cotisation énergie et de l'accise spéciale.

Les tarifs de réseaux de transport et de distribution sont inclus.

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.

Les services qui ne sont pas liés à la composante énergie et à la composante réseau, notamment le raccordement, l'entretien et la pose d'installations ne sont pas inclus dans le tarif social chaleur. Ils peuvent être facturés de manière additionnelle par l'opérateur de chaleur.

4.1.2.2.2. Région flamande

Au total, **17,05 % des clients d'électricité** et **16,94% des clients de gaz naturel** avaient le statut de client protégé sur le marché commercial au 31 décembre 2022. Cela signifie qu'ils ont droit au prix maximum social auprès de n'importe quel fournisseur. Ces parties doubleraient environ par rapport à l'année dernière. La raison en était l'élargissement des bénéficiaires du prix maximum social. Depuis le 1^{er} février 2021, 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

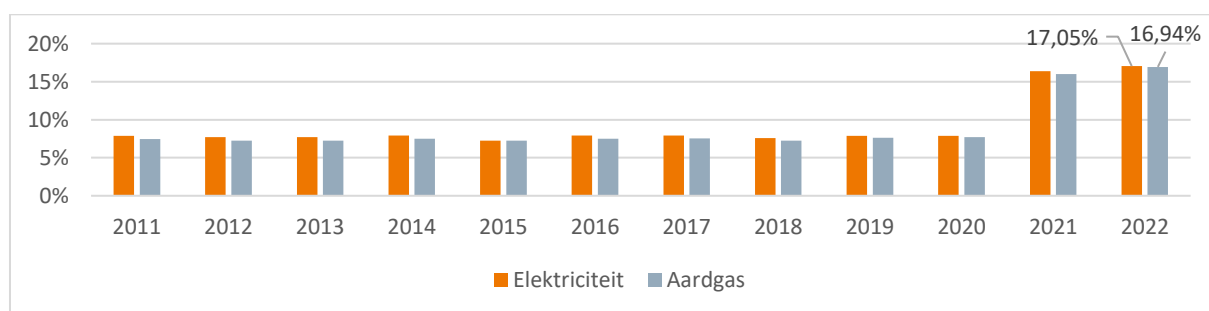
décembre 2021, mais compte tenu des prix historiquement élevés, il a été prolongé jusqu'au 30 juin 2023.

Concrètement, 480 347 clients résidentiels étaient concernés pour l'électricité et 332 001 clients résidentiels pour le gaz naturel.

Tableau 57 : 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	2022
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	480 347
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%	17,05 %
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	332 001
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%	16,94

Figure 93 : 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. Peut-être qu'en 2022, d'une part, davantage d'ayants droit ont été identifiés automatiquement et, d'autre part, davantage de clients ont introduit une demande par le biais d'une attestation papier à leur fournisseur. L'attention accrue, en particulier dans le groupe bénéficiant d'une intervention majorée, peut expliquer cette légère augmentation

4.1.2.2.3. Région wallonne

En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Au terme de l'année 2022, en Région wallonne, 358 052 clients protégés en électricité, soit 21,6 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients protégés.

En gaz, 188 381 clients, soit 26,9 % du total des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie étaient considérés comme des clients protégés.

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.

4.1.3. **Informations aux consommateurs**

4.1.3.1. Niveau fédéral

En 2022, la CREG a continué à informer le consommateur, en particulier des prix et de leur évolution, au travers notamment :

- du monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail ;
- de l'étude annuelle sur l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel ;
- de l'étude sur la hausse des prix de l'électricité et du gaz en Belgique qui examine l'impact des augmentations des prix sur les factures des consommateurs : les ménages, les (petits) professionnels et les industries ;
- de l'étude sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique qui a pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels ;
- de l'étude sur les prix du marché de l'énergie pour les ménages et les petits consommateurs professionnels ;
- des infographies et tableaux de bord mensuels électricité et gaz naturel ;
- de la publication mensuelle des cotations gaz TTF101, TTF103 et ZTP101. Le TTF103 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 supérieures ;
- de la publication mensuelle des cotations électricité Endex101 et Endex103. Ces cotations sont utilisées comme paramètres d'indexation dans les contrats à prix variable pour les consommateurs résidentiels et les PME. L'Endex101 assure une indexation mensuelle des prix tandis que l'Endex103 agit sur une base trimestrielle ;
- de la publication mensuelle du prix moyen du Belpex DAM avec indication de la cotation horaire la plus basse et la plus élevée. L'objectif est d'alerter les consommateurs qui ont un contrat à prix dynamique sur la volatilité des prix boursiers ;
- des chiffres de l'évolution des prix de l'énergie en Belgique et dans les pays voisins. Tous les six mois, la CREG publie une analyse de l'évolution des prix de l'énergie en Belgique et dans les pays voisins. Tous les mois, la CREG publie la moyenne mensuelle de la composante énergie pure et de la facture totale pour la Belgique et ses pays voisins ;
- de la publication mensuelle de la composition de la facture des ménages, à savoir les pourcentages que représentent les composantes énergie, coûts de réseau, redevances et TVA ;
- de la publication mensuelle du prix minimal par certificat vert pour la production des douze derniers mois par les éoliennes en mer du Nord. La CREG délivre chaque mois des certificats verts pour l'énergie produite. La valeur d'un certificat ou du prix minimal est déterminée conformément à l'article 14, § 1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 ;
- de la publication trimestrielle des parts de marché des fournisseurs d'électricité et du gaz naturel dans nos trois régions ;
- de la publication d'articles sur LinkedIn sur la formation des prix ;
- du traitement des questions qui lui sont adressées via son formulaire en ligne. Devant le très grand nombre de questions reçues des consommateurs, nous avons également repris sur la page Contact de notre site web quelques réponses aux questions que les consommateurs se posent le plus fréquemment en ce qui concerne les prix de l'énergie.

- 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 2022 9 962 produits (actifs et dormants), là où les autres comparateurs de prix ne prennent en compte que les 299 produits actifs sur le marché. Depuis 2022, le CREG Scan contient également les produits qui rémunèrent l'électricité injectée dans le réseau. Cet ajout s'adresse aux consommateurs disposant d'un compteur digital et d'une installation de production décentralisée (par ex. panneaux solaires). Le CREG Scan indique aussi désormais séparément la redevance fixe pour la composante énergie. Enfin, depuis novembre 2022, le VREG, la CWaPE, BRUGEL et la CREG utilisent une méthode uniforme pour calculer le coût annuel estimé des contrats d'électricité et de gaz naturel à prix variables. La nouvelle méthode, appliquée par le VREG depuis mai 2022, prend en compte les prix de l'énergie prévus pour les douze prochains mois sur la base des cotations disponibles sur les bourses de l'énergie pour des livraisons futures. Le but de cette méthode de calcul est de proposer le classement le plus fiable possible des offres des fournisseurs dans l'intérêt du consommateur.

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 2022.

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.

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 2022, le CompaCWAPE a enregistré en moyenne 16 000 visiteurs par mois, hausse par rapport à la fréquentation connue en 2021 qui s'explique par la forte hausse des prix de l'énergie.

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 17 000 kWh/an de gaz (le client type D3²³⁸).

L'observatoire indique qu'en électricité, en choisissant le produit le plus économique, un client résidentiel Dc en Région wallonne aurait pu potentiellement économiser 161€ soit 7,5 % de la facture moyenne annuelle pondérée calculée en décembre 2022.

En gaz, en décembre 2022, le client-type D3 avait la possibilité, dès lors qu'un choix approprié de produit avait été posé, de gagner jusqu'à 9 % sur sa facture annuelle par rapport à la facture moyenne annuelle pondérée. L'économie annuelle réalisable pouvait, en termes absolus, monter jusqu'à 298 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.

²³⁸ A noter que le client de référence D3 en gaz a été adapté pour représenter une consommation annuelle de 17 000 kWh

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.

Le décret prévoit un placement prioritaire dans les situations suivantes :

- pour les nouvelles constructions et les rénovations importantes ;
- en cas de remplacement obligatoire du compteur ;
- lors de l'installation de nouvelles installations de production décentralisées d'une puissance maximale en courant alternatif de 10 kVA ;
- lors du remplacement des compteurs à budget actifs existants et de l'installation de nouveaux compteurs à budget (depuis le début de l'année 2023, tous les compteurs à budget classiques actifs ont été remplacés par un compteur numérique doté d'une fonction de prépaiement) ;
- lors du remplacement des compteurs installés dans le cadre du projet pilote sur les compteurs intelligents et du projet pilote sur les compteurs à budget numériques des gestionnaires de réseau de distribution ;
- à la demande de l'utilisateur du réseau.

À l'origine, la priorité pour le déploiement des compteurs intelligents était aussi accordée aux prosummateurs existants, mais suite à un arrêt de la Cour constitutionnelle²³⁹, qui a partiellement annulé le décret en la matière.

4.1.5.2. Région wallonne

Le décret du 19 juillet 2018²⁴⁰ a inscrit dans un cadre légal les bases pour le déploiement des compteurs intelligents en Wallonie. Celui-ci, tel que modifié par le décret du 5 mai 2022²⁴¹, 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 :

²³⁹ <https://www.const-court.be/public/n/2021/2021-005n.pdf>

²⁴⁰ 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.

²⁴¹ Décret modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire.

activation de la fonction de prépaiement, remplacement de compteur, nouveau raccordement et à la demande de l'utilisateur de réseau. À partir du 1^{er} janvier 2024, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur communicant a lieu systématiquement lorsque l'utilisateur du réseau acquiert une nouvelle installation de production d'électricité d'une puissance égale ou inférieure à 10 kVA. Le décret fixe, d'autre part, pour fin 2029 un objectif de déploiement de 80% auprès des utilisateurs de réseau répondant à au moins une des caractéristiques suivantes : consommation annuelle standardisée supérieure ou égale à 6 000 kWh, unité de production d'électricité et les points de charge pour les véhicules électriques ouverts au public.

Outre ce décret, plusieurs éléments supplémentaires incitent les GRD à accélérer leur déploiement. Il s'agit d'une part de l'entrée en vigueur du tarif *prosumer* depuis le 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.

Enfin, les clients actifs qui souhaitent participer à une opération de partage devront au préalable être équipés d'un compteur communicant ou télérelevé.

Le déploiement des compteurs intelligents a commencé en Wallonie début 2020. Les gestionnaires de réseau de distribution placent ces compteurs intelligents lors du remplacement des compteurs d'un nouveau raccordement, ou à la suite d'une demande de l'utilisateur de réseau. Fin de l'année 2022, environ 109 000 compteurs intelligents ont ainsi été placés.

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 ont toutefois entamé le placement de compteurs communicants gaz pour continuer à 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 2022 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 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 2022 ses statistiques de plaintes pour l'année 2021 au service fédéral de médiation de l'énergie qui a une obligation annuelle de rapportage auprès de la Commission européenne. En 2021, la CREG a ainsi traité un total de 629 questions et 294 plaintes (entendues comme toute forme de mécontentement).

Une *task force* Plaintes a également été créée en 2022 à la demande de la ministre fédérale de l'Énergie. Ce groupe de travail, composé de l'Inspection économique (IE), du Service fédéral de Médiation de l'Énergie et de la CREG, se réunit chaque trimestre et partage ses statistiques de plaintes au travers d'une note envoyée à la ministre. Enfin, devant le très grand nombre de questions reçues des consommateurs en 2022, nous reprenons désormais sur la page Contact de notre site web quelques réponses aux questions que les consommateurs se posent les plus fréquemment en ce qui concerne les prix de l'énergie.

4.2.1.2. Service de Médiation de l'Énergie

En 2022, le Service fédéral de Médiation de l'Énergie a reçu au total 26.920 plaintes (presque 300 % de plus qu'en 2021, qui avait déjà été une année record avec 9.088 plaintes), dont 78,9 % de plaintes néerlandophones, 21 % de plaintes francophones et 0,1 % de plaintes germanophones. Plus les prix de l'énergie sont élevés et volatils, plus les clients se posent des questions sur leurs factures de décompte, d'acompte et de clôture et sur leurs conditions contractuelles (prix).

Les premières hausses de prix se sont fait sentir dès septembre 2021, entraînant des augmentations unilatérales et parfois artificielles des acomptes, mais aussi la faillite de quelques petits fournisseurs d'énergie. La nouvelle plateforme de données Atrias, mise en place sur le marché de l'énergie fin 2021 pour optimiser l'échange de données entre les acteurs du marché (gestionnaires de réseaux de distribution et fournisseurs) dans l'intérêt du consommateur/ prosumer, continue à susciter des plaintes de la part de clients qui doivent attendre des mois pour leurs factures d'énergie ou le traitement d'un changement de fournisseur ou d'un déménagement. Certaines entreprises d'énergie, qui sont difficilement accessibles par téléphone ou voie électronique, voient également s'éroder la confiance des clients, laquelle était souvent déjà entamée par le manque de transparence des prix (variables) de l'énergie sur les comparateurs de prix, les cartes tarifaires et les factures d'énergie.

La flambée des prix du gaz et de l'électricité en Europe à la suite de la guerre en Ukraine a en outre rendu la crise énergétique et l'incertitude économique intenable pour de nombreuses familles et entreprises. C'est pour cette raison qu'un certain nombre de mesures ont été prises au niveau fédéral pour que les factures d'énergie restent abordables. Dans l'attente de la matérialisation d'un plafonnement européen des prix, ou mieux d'un mécanisme de correction des prix (si le prix du gaz en Europe atteint ou dépasse 180 euros par MWh pendant trois jours et que la différence avec les prix internationaux du gaz naturel dépasse 35 euros par MWh), le gouvernement fédéral a en effet réduit la TVA à 6 % pour l'électricité à partir de mars 2022 et pour le gaz naturel à partir d'avril 2022 et accordé des primes pour le chauffage de 100 euros et pour le forfait de base de 61 euros pour l'électricité et 135 euros pour le gaz naturel pour les mois de novembre 2022 à mars 2023. De même, l'extension et le plafonnement des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel à partir de février 2021, qui ont été systématiquement prolongés, ont donné de l'oxygène à près d'un million de ménages qui risquaient de tomber dans la précarité énergétique.

Le Service de Médiation a reçu 10 583 plaintes recevables en 2022.

En 2022, le Service de Médiation a pu compléter et clôturer un total de 2 584 dossiers de plaintes recevables :

- 4 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2018 ;

- 22 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2019 ;
- 91 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2020 ;
- 933 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2021 ;
- 1 534 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2022 ;

Sur les 2 584 plaintes recevables clôturées en 2022, le Service de Médiation en a considéré :

- 64 % fondées ;
- 13,8 % partiellement fondées ;
- 22,2 % non fondées.

Pour 2022, cela signifie un résultat de 20,2 % de clôtures pour les plaintes recevables, soit 2.584 clôtures sur un total de 2.234 plaintes recevables ouvertes à la fin de 2021 plus 10.583 nouvelles plaintes recevables au cours de l'année 2022. Par conséquent, 10.051 plaintes recevables étaient encore en cours de traitement au 31 décembre 2022. Sur le nombre total de plaintes recevables (40.456) reçues depuis la création du Service de Médiation, ce chiffre représente 24,8 % des plaintes recevables restant à traiter.

En outre, le Service de Médiation continue à offrir ses services pour des plaintes qui, en principe, relèvent des compétences exclusives du Régulateur d'énergie de la Région flamande (VREG). Si l'on tient compte des plaintes non autorisées et irrecevables pour lesquelles le Service de Médiation assure un suivi, 90,4 % des plaintes déposées ont été traitées depuis sa création. En pratique, cela signifie que sur un total de 104.429 plaintes reçues, 10.051 dossiers étaient encore en cours de traitement par le Service de Médiation au 31 décembre 2022.

La compétence du Service de Médiation n'est pas limitée aux clients finals résidentiels ou aux particuliers. Des clients professionnels d'entreprises d'énergie peuvent également déposer plainte auprès du Service de Médiation. En 2022, 4,3 % des plaintes (au total 1.047 plaintes) concernaient des clients finals professionnels tels que des entreprises individuelles, des sociétés et 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 2022, la VREG a reçu 16 plaintes de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et des GRD. 6 plaintes ont été reçues à l'encontre de Fluvius.

En 2022, 10 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 2022, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 3 347 demandes écrites réparties de la manière suivante :

- 1 904 demandes de médiation « classique » ;
- 68 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 1 352 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 20 dossiers de contestation en matière d'indemnisation ;
- 0 conciliation ;
- 3 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 énumère²⁴² 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).

Pour l'année 2022, les GRD ont rapporté à la CWAPE 3 149 demandes d'indemnisations en électricité (dont 736 acceptées) et 25 demandes en gaz (dont 12 acceptées). Les fournisseurs ont rapporté à la CWAPE 25 demandes d'indemnisation (dont 18 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 des plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

²⁴² 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.

Figure 94 : type de plaintes en 2022 (en nombre)

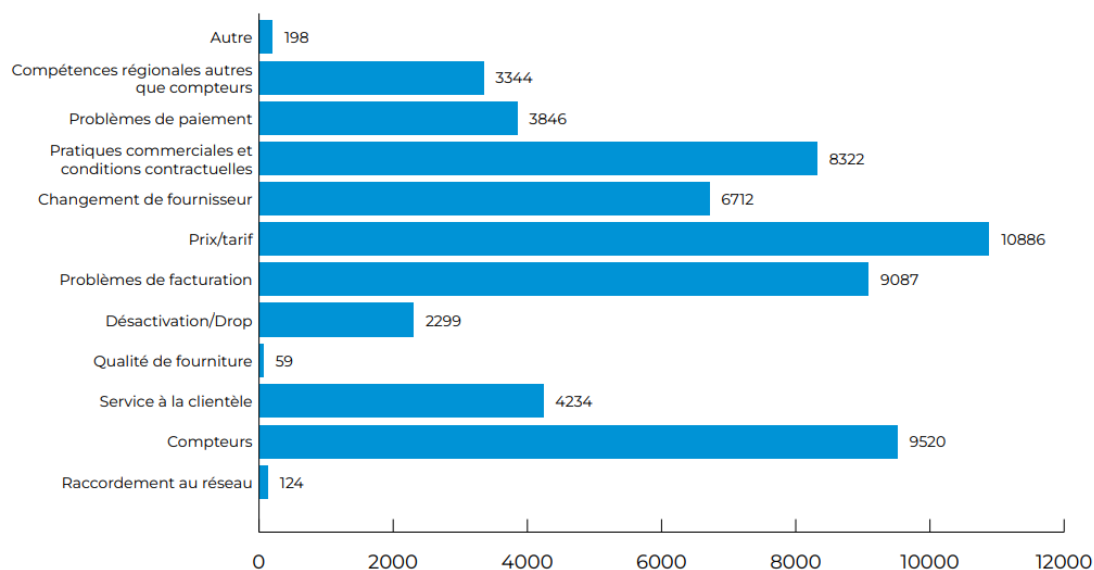
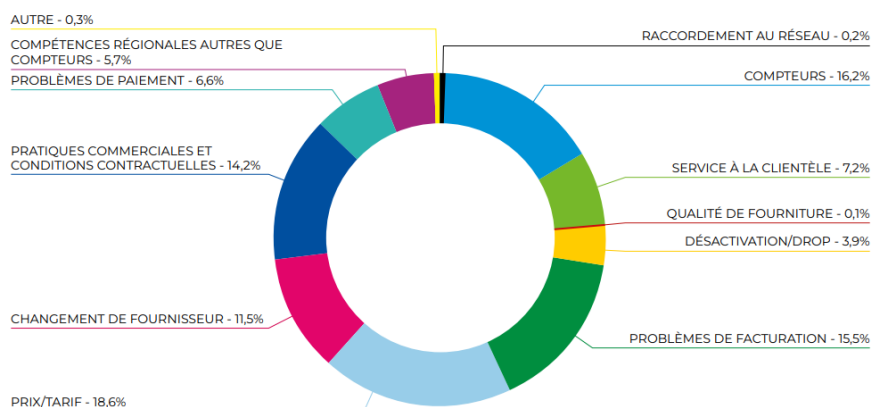


Figure 95 : Type de plaintes 2022 (en pourcentage)

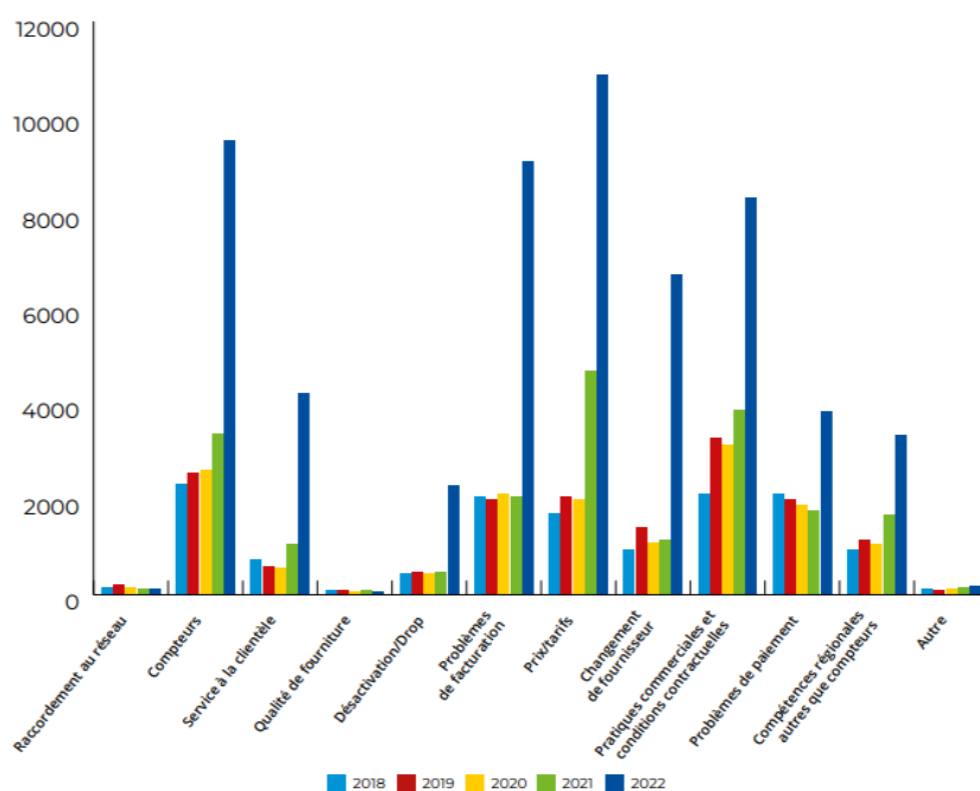


Les types de plaintes rencontrées en 2022 avaient principalement trait à des litiges concernant :

- la transparence des prix ou la clarté des prix et des tarifs appliqués sur la facture énergétique (18,6 %). Dans ce cadre, il convient de distinguer :
 - les prix de l'énergie facturés par les fournisseurs d'énergie ;
 - les tarifs sociaux imposés par les pouvoirs publics aux entreprises d'énergie pour leurs clients protégés ;
 - les redevances de réseau dues au gestionnaire de réseau qui, après approbation par le régulateur, sont facturées pour le transport et la distribution (raccordement et utilisation) de l'électricité et du gaz naturel ;
 - les taxes et redevances facturées par les différentes autorités. Le gouvernement fédéral a décidé d'une réduction de la TVA de 21 % à 6 % pour l'électricité à partir de mars 2022 et pour le gaz naturel à partir d'avril 2022.
- des problèmes liés aux compteurs (16,2%) ;
- le processus de facturation (15,5%) ;

- des pratiques commerciales et conditions (pré) contractuelles (14,2%) ;
- le changement de fournisseurs (11,5%) ;
- le service à la clientèle (7,2%) ;
- des problèmes liés au paiement (6,6%) ;
- des compétences régionales, autres qu'en matière de données de comptage (5,7%) ;
- le drop/désactivation (3,9%) ;
- le raccordement au réseau (0,2 %) ;
- la qualité de fourniture (0,1%).

Figure 96 : type de plaintes de 2018 à 2022



4.2.2.2. Région wallonne

Les tableaux 58 et 59 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2021 :

Tableau 58 : 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 59 : 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

Tableau 60 : classification des plaintes

1. Qualité des biens et services	Raccordement au réseau	Tarif
		Délai/retard
		Refus d'installation
		Autres
2. Livraison de biens/ prestation de services	Compteurs	Fonctionnement compteur
		Relevé du compteur/estimation
		Inversion du compteur
		Changement du compteur
		Mysteryswitch (inversion code EAN)
		Déménagement/décès/changement de client / combined switch
		Maison vide
		Rectification des index
		Consommation sans contrat (MOZA)
		Autres
	Service à la clientèle mauvais ou déficient	Callcenter
		Gestion électronique
		Autres
	Qualité de fourniture	Voltage
		Continuité de fourniture
		Autres
	(Des)Activation	Activation après déménagement/move in
		Reconnexion après déconnexion
		Déconnexion après non paiement ou paiement tardif
		Drop
		Compteur à budget
		Procédure d'urgence
3. Facturation et recouvrement de créance	Problèmes de facturation	facture pas claire ou pas lisible ou pas réglementaire
		Pas de facture ou avec retard
4. Prix/tarif	Prix / tarif	Transparence des prix
		Changement de prix/tarif
		Tarif social
		Facture intermédiaire
		Facture de clôture
		Tarifs de distribution ou de transport
		Cotisation fédérale

		Cotisation d'énergie, taxes, TVA
		Autres
5. Changement de prestataire	Switch fournisseur	Délai ou retard
		Switch non désiré
		Amendes
6. Pratiques commerciales déloyales	Pratiques commerciales déloyales	Information/publicité pré-contractuelle
		Conditions contractuelles
		Pratiques commerciales vente/marketing
7. Contrats et ventes	Problèmes de paiement	Plan de paiement
		Domiciliation
		Frais administratifs
		Note de crédit/remboursement
		Garantie
8. Compétence Régionale	Compétences régionales	Electricité verte/cogénération
		OSP écologiques
		Obligations de service public
		Indemnisations/compensations

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.

Lors de sa décision du 19 juillet 2022, la CREG a approuvé la proposition d'Elia portant certaines modifications des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, et a réitéré dans ce cadre sa demande de modification des *Terms and Conditions* BRP visant à transférer, dans ces *Terms and Conditions*, la méthode de calcul du prix de déséquilibre, en application du règlement (UE) 2017/2195 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique et de la décision de ACER n° 18/2020 du 15 juillet 2020. Le délai déterminé par la CREG pour introduire une telle proposition de modification était fixé au 7 octobre 2022.

Elia a introduit une plainte en réexamen contre cette décision du 19 juillet 2022, en application de l'article 28 de la loi électricité.

Par sa décision du 3 octobre 2022, la CREG a rejeté la plainte d'Elia²⁴³.

4.2.3.2. Service de Médiation de l'Énergie

Comme les années précédentes, la plupart des plaintes ont été introduites par voie électronique :

- via le formulaire web, disponible sur le site Internet www.mediateurenergie.be (16.100 plaintes) ;
- via l'adresse mail : plainte@mediateurenergie.be (9.068 plaintes) ;
- via la plateforme BELMED (13 plaintes) créée par le SPF Économie dans le cadre du Règlement en ligne des litiges (Online Dispute Resolution – ODR).

Des plaintes ont également été introduites par d'autres biais, notamment :

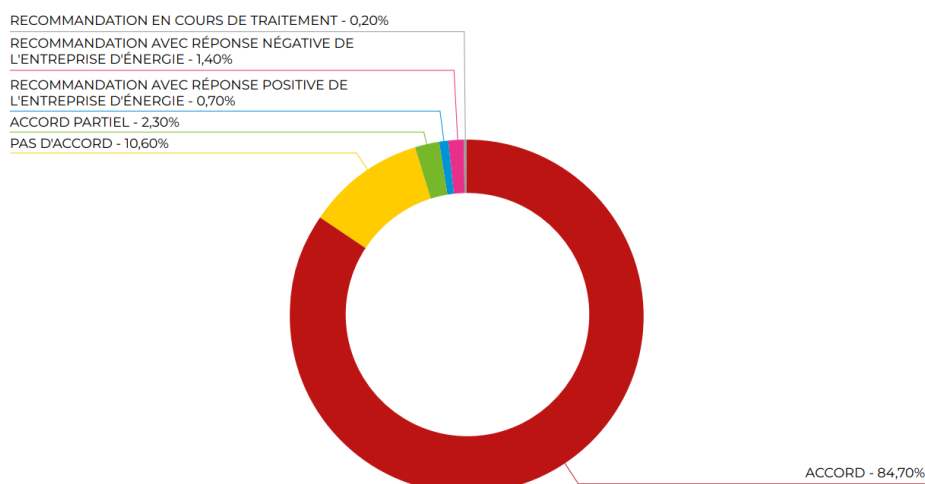
- par courrier postal (948 plaintes) ;
- par fax (101 plaintes) ;
- un nombre limité de dossiers ont été introduits en personne dans les bureaux du Service de Médiation (60 plaintes).

La durée moyenne du règlement des litiges pour les dossiers soumis au Service de Médiation depuis le 01/01/2022 est de 167 jours calendrier à compter du jour où une plainte est déclarée complète et recevable. Ce (trop) long délai de traitement est dû à l'abondance des plaintes au Service de Médiation.

Pour les plaintes recevables, le Service de Médiation dispose de 3 semaines pour évaluer la recevabilité d'un dossier, mais ce délai n'a pas toujours pu être respecté en 2022. En outre, les entreprises d'énergie ont un mois pour fournir une réponse à une plainte recevable, mais dans un certain nombre de dossiers, ce délai de réponse peut atteindre 6 mois.

Le délai légal de 90 jours calendrier pour parvenir à la médiation d'un dossier a donc été dépassé à plusieurs reprises, de sorte que le délai d'exécution est de 180 jours calendrier, délai applicable aux dossiers complexes, mais aussi, en pratique, aux dossiers de médiation ordinaires. Les 2.584 plaintes recevables clôturées en 2022 ont eu le résultat suivant.

Figure 97 : plaintes recevables clôturées en 2022



²⁴³ Décision (B)2450 sur la plainte en réexamen introduite par la SA Elia Transmission Belgium contre la décision (B)2433 du 19 juillet 2022 relative à la proposition d'Elia transmission Belgium portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-heures.

- Accord avec règlement à l'amiable : 2.188 plaintes (84,7 %) ont été clôturées avec un résultat positif grâce à un règlement à l'amiable. Dans ces cas, une issue favorable a été donnée à la plainte.
- Accord partiel : pour 60 plaintes (2,3 %), un accord partiel a été conclu 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.).
- Recommandations individuelles : le Service de Médiation a formulé 61 recommandations en 2022, car, selon le Service de Médiation, le dossier comprenait suffisamment d'éléments juridiques et factuels. Pour 56 plaintes, le Service de Médiation a reçu une réponse de l'entreprise d'énergie en 2022 à une recommandation formulée précédemment. Seulement 19 recommandations ont été suivies par les entreprises, tandis que 37 recommandations n'ont pas été suivies par l'entreprise d'énergie. Même dans ces cas, le Service de Médiation ne peut que 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.
- Absence d'accord : Finalement, absolument aucun accord n'a été trouvé pour 275 plaintes (10,6 %), principalement pour 2 raisons :
 - la plainte n'était pas fondée (aucune irrégularité n'a été constatée à l'égard de la réglementation fédérale pi régionale ;
 - il existe des différences entre les entreprises d'énergie dans leurs façons d'arriver à une résolution équitable et légitime par le biais du règlement alternatif de litiges.
- Compensations financières : conformément à l'article 27, § 1^{er} bis, deuxième alinéa, de la Loi électricité, le Service de Médiation enregistre également les compensations financières que les entreprises d'énergie ont consenties, dans le cadre des dossiers de plaintes, aux consommateurs finals. Pour les 2 584 plaintes recevables clôturées en 2022, il s'agissait d'un montant total de 255.445 €, ce qui correspond à une compensation ou correction financière moyenne de 99 € par plainte clôturée en 2022.

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.

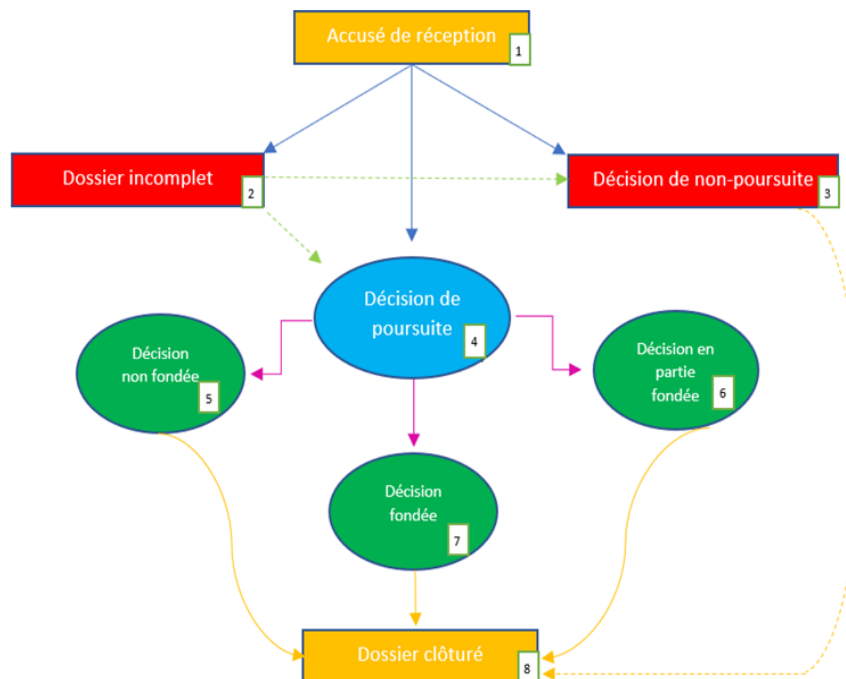
Lorsque le SRME se déclare incompétent pour traiter un litige, il redirige néanmoins le dossier vers l'institution qu'il estime la plus apte à répondre aux griefs soulevés. Dans la majorité des cas, ces dossiers faisaient état d'infractions éventuelles à des matières fédérales telles des pratiques de 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 1^{er} 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 médiation 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.