

Rapport Annuel

2022



— **CREG** —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Rapport Annuel

2022



— **CREG** —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Table des matières

1. Avant-propos	9
2. Les principales évolutions législatives nationales	11
2.1. Le tarif social électricité, gaz naturel et chaleur	12
2.2. Le mécanisme de rémunération de capacité et la réserve stratégique	13
2.3. Loi du 28 février 2022	15
2.4. Loi du 23 octobre 2022	16
2.5. Plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité	16
2.6. Diminution de la TVA et autres mesures d'aides	16
2.7. Promotion de l'électricité produite en mer du Nord	17
2.8. Nucléaire et contribution de répartition nucléaire	18
2.9. Stockage de gaz	18
2.10. Plan d'urgence	18
3. Le marché de l'électricité	19
3.1. Régulation	20
3.1.1. La production d'électricité	20
3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité	20
3.1.1.2. La production d'électricité en mer du Nord	20
3.1.1.3. Autres missions de vérification et d'avis	21
3.1.2. La fourniture d'électricité	22
3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport	22
3.1.2.2. Les prix maximaux	22
3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité	24
3.1.3. Le transport et la distribution	25
3.1.3.1. La désignation, la dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport	25
3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise	26
3.1.3.3. Les réseaux fermés industriels	26
3.1.3.4. Le fonctionnement technique	26
3.1.3.5. Les tarifs de réseau	31
3.1.3.6. Évaluation du coût des OSP fédérales	32
3.1.4. L'implémentation des règlements européens et les questions transfrontalières	33
3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	33
3.1.4.2. La cohérence du plan de développement du réseau de transport avec le plan de développement du réseau européen	35
3.1.4.3. L'implémentation des règlements européens	36
3.2. Concurrence	38
3.2.1. Le monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	38
3.2.2. Le monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	45
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée	45
3.2.2.2. La part de marché de la production de gros	45
3.2.2.3. L'échange d'énergie	47
3.2.2.4. REMIT	49
3.2.2.5. La charte pour une fourniture efficace d'informations dans le cadre de la comparaison des prix pour l'électricité et le gaz	49
3.2.2.6. Les émissions de gaz à effet de serre	49
3.3. Protection des consommateurs	50
3.4. Sécurité d'approvisionnement	51
3.4.1. Le monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	51
3.4.2. Le plan de développement du réseau de transport	52
3.4.3. La sécurité opérationnelle du réseau	52
3.4.4. Les investissements dans les interconnexions transfrontalières et le réseau haute-tension interne	54
3.4.5. La sécurité d'approvisionnement en électricité et le CRM	55

4. Le marché du gaz naturel	57	5. La CREG	73
4.1. Régulation	58	5.1. Le comité de direction et le personnel de la CREG	75
4.1.1. La fourniture de gaz naturel	58	5.2. Le Conseil consultatif du gaz et de l'électricité	75
4.1.1.1. La fourniture aux clients	58	5.3. La note de politique générale, le rapport annuel d'activités et le rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG	75
4.1.1.2. Les prix maximaux	59	5.4. Le traitement des questions et plaintes	76
4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel	59	5.5. Le développement durable au sein de la CREG	76
4.1.2. Le transport et la distribution	59	5.6. Les présentations données par la CREG	77
4.1.2.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport	59	5.7. La CREG et les autres instances	80
4.1.2.2. La gouvernance d'entreprise	60	5.7.1. La CREG et la Commission européenne	80
4.1.2.3. Le fonctionnement technique	60	5.7.2. La CREG au sein de l'ACER	81
4.1.2.4. Les tarifs de réseau et les tarifs GNL	62	5.7.3. La CREG au sein du CEER	83
4.1.3. Les questions transfrontalières et l'intégration du marché	64	5.7.4. Le European Gas Regulatory Forum	86
4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	64	5.7.5. Le European Electricity Regulatory Forum	87
4.1.3.2. La cohérence du plan d'investissements du réseau de transport avec le plan de développement du réseau européen	65	5.7.6. Le Citizens' Energy Forum	87
4.1.3.3. L'intégration du marché	65	5.7.7. Le Energy Infrastructure Forum	87
4.2. Concurrence	66	5.7.8. La CREG et les autres régulateurs nationaux	88
4.2.1. Le monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	66	5.7.9. La CREG et la FSMA	89
4.2.2. Le monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	67	5.7.10. La CREG, le Parlement et le gouvernement fédéral	89
4.3. Protection des consommateurs	67	5.7.11. La CREG et les régulateurs régionaux	89
4.4. Sécurité d'approvisionnement	67	5.7.12. La CREG et l'Autorité belge de la concurrence	90
4.4.1. Le monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	67	5.7.13. La CREG et le monde universitaire belge	90
4.4.2. Le contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport	71	5.8. Les finances de la CREG	90
4.4.3. Les prévisions de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire	71	5.8.1. L'alimentation des fonds	90
4.4.4. La couverture des prélèvements de pointe	72	5.8.2. Les fonds	92
		5.8.3. Les comptes 2022	93
		5.8.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	98
		5.9. La liste des actes adoptés par la CREG en 2022	100

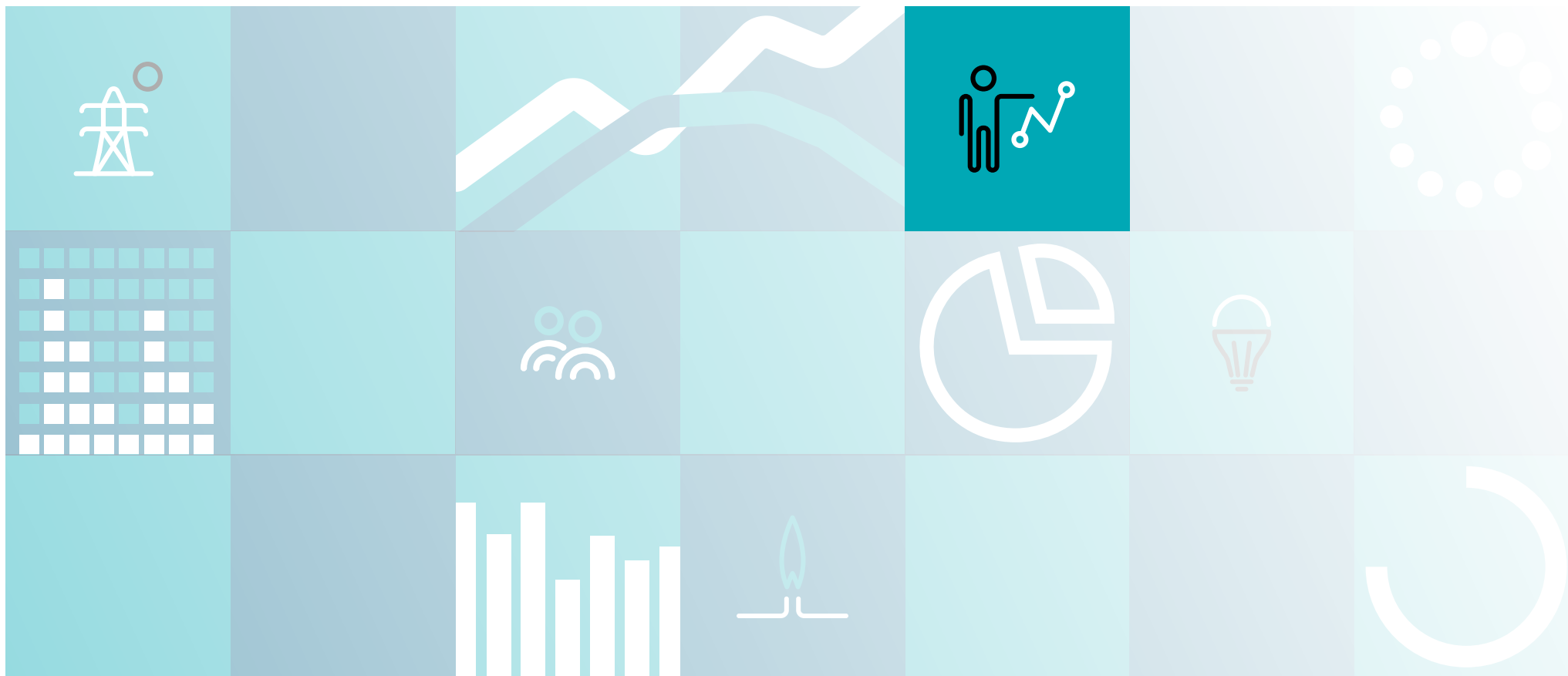
LISTE DES FIGURES

1	Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2022	21	13	Énergie échangée et prix moyen sur la bourse intraday	48
2	Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2022	21	14	Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme	49
3	Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix EPEX SPOT DAM au cours de la période 2013-2022	30	15	Évolution entre 2015 et 2022 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas	53
4	Moyennes mensuelles des échanges transfrontaliers journaliers de la Belgique dans la région CWE/Core et vers la Grande-Bretagne en 2022, y compris les nominations à long terme	33	16	Transactions nettes de gaz naturel entre le marché belge (Belux) de gaz naturel ZTP et les marchés frontaliers de 2013 à 2022 (gaz H et gaz L)	65
5	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	34	17	Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés day-ahead et year-ahead	66
6	Rentes de congestion journalière brutes du couplage des marchés	35	18	Répartition par segments d'utilisateurs de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2021 et 2022	68
7	Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2022 pour un client type résidentiel (client type = 3 500 kWh/an) (composante énergie)	42	19	Évolution de la consommation de gaz naturel par segments d'utilisateurs pendant la période 1990-2022 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques	69
8	Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2022 pour un client type résidentiel (client type = 23 260 kWh/an) (composante énergie)	42	20	Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2022	70
9	Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2022 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante énergie)	42	21	Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2022	70
10	Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2022 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante énergie)	42	22	Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2022	70
11	Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2013 à 2022	45	23	Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2022 (parts en %)	70
12	Prix moyens mensuels pour la période 2015-2022 du marché journalier pour la fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE	48	24	Répartition du prélèvement de pointe par segments d'utilisateurs en 2022	72
			25	Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2022	72

LISTE DES TABLEAUX

1	Énergie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2013 à 2022	22
2	Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2013-2022 (en €/MWh)	30
3	Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination nette moyenne par année pour la Belgique (en MW)	34
4	Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions d'euros)	35
5	Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité	46
6	Parts de marché de gros dans l'énergie produite	46
7	Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2013-2022	51
8	Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2022	52
9	Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2022 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia	52
10	Entreprises actives en 2022 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Évolution par rapport à 2021	58
11	Répartition par segments d'utilisateurs de la demande belge de gaz naturel entre 2013 et 2022 (en TWh)	68
12	Aperçu des présentations données par les membres de la CREG en 2022	77
13	Répartition entre les fonds gérés par la CREG des surplus de cotisation fédérale électricité des gestionnaires de réseau de distribution (en €)	92
14	Différences entre les charges 2022 et les dépenses 2022 (en €)	94
15	Répartition du bénéfice comptable au 31 décembre 2022 (en €)	94
16	Résultat de l'exercice en comptabilité générale 2022 (en €)	94
17	Synthèse du compte d'exécution du budget 2022 (en €)	94
18	Synthèse du compte d'exécution du budget 2022 (résultat SEC) (en €)	94
19	Compte de résultats au 31 décembre 2022 (en €)	95
20	Bilan au 31 décembre 2022 (en €)	96

1 Avant-propos



Alors qu'une sortie progressive de la pandémie de COVID-19 pouvait être escomptée avec un retour à la normale en 2021, l'année 2022 a été marquée par une envolée et une volatilité spectaculaires des prix de l'énergie avec le déclenchement, le 24 février 2022, du conflit russo-ukrainien.

Outre l'émergence d'un drame humanitaire au cœur même de l'Europe, ce conflit, dont l'issue et la durée demeurent encore incertaines, a lourdement affecté le secteur de l'énergie. À court terme, de nombreuses autorités publiques ont été contraintes d'adopter des mesures pour contenir l'impact du renchérissement historique des prix de l'énergie, diversifier les sources d'énergie et optimiser, dans la mesure du possible, le potentiel d'efficacité énergétique. À moyen et long termes, la réduction de la dépendance énergétique de l'Union européenne à l'égard de producteurs de gaz naturel situés en dehors de l'UE-27 s'est imposée comme une priorité stratégique, de même qu'un réexamen de l'organisation des marchés afin de garantir la sécurité d'approvisionnement et d'accélérer la transition vers une économie à faible teneur de carbone.

Aussi, l'analyse de la situation exceptionnelle observée sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au niveau mondial, européen et national a figuré parmi les priorités absolues de la CREG en 2022, que ce soit au niveau des dynamiques de l'offre et de la demande sur les marchés de gros, de la formation des prix ou des conséquences sur le bon fonctionnement des marchés de gros et de détail et leur interrelation.

C'est aussi dans ce contexte sous tension que la CREG a continué à mettre son expertise et ses forces de proposition au service des autorités publiques en vue notamment de l'élaboration et de l'adoption, dans les délais requis, de la 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. Depuis lors, la CREG s'est aussitôt investie dans l'exécution de la nouvelle mission légale qui lui a été confiée, au-delà du rôle de gendarme des marchés traditionnellement assigné au régulateur, à savoir la mise en œuvre effective

du système de prélèvement des recettes excédentaires des producteurs d'électricité (surprofits) dans le respect des délais légaux impartis pour leur collecte et redistribution aux consommateurs finaux impactés par la crise énergétique.

La protection des intérêts des consommateurs, toutes tailles confondues, est également restée au cœur des préoccupations, réflexions et actions de la CREG durant l'année écoulée. Des efforts ont été consentis pour les informer aussi clairement que possible afin d'accroître la transparence et préserver leur confiance dans le marché, à travers la publication de nombreux actes spécifiques et l'amélioration continue du CREG SCAN. La mise en place d'un monitoring accru et continu avec les régulateurs régionaux dans le contexte de flambée des prix de l'énergie a également été assurée afin d'anticiper et d'éviter les éventuels effets de cascade liés au risque de faillite de l'un ou l'autre opérateur de marché. La contribution continue de la CREG aux évolutions liées au système des tarifs sociaux a également constitué un chantier de travail important en 2022, sans oublier l'attention portée à la problématique de la précarité énergétique, dont les prix de l'énergie constituent un facteur explicatif décisif.

Parallèlement, la CREG a contribué au programme de travail et aux livrables de l'ACER et du CEER dictés par l'actualité énergétique européenne, ainsi qu'aux échanges d'informations et de bonnes pratiques au sein de ces instances. Elle a ainsi eu l'occasion de suivre et de contribuer activement aux développements européens en cours et de promouvoir une meilleure compréhension/application de ceux-ci, notamment en ce qui concerne l'impact de la crise énergétique sur le développement du marché du gaz et de l'électricité et les enjeux de la sécurité d'approvisionnement dans le contexte d'une réduction accélérée de la dépendance européenne vis-à-vis des sources d'énergie fossiles. Les initiatives européennes dans le cadre du Green Deal, l'implémentation des règlements européens, la transposition des directives européennes du Clean Energy Package et le train des propositions du « Fit for 55 package » ont également retenu toute l'attention en raison de leur impact décisif sur le paysage énergétique de demain.

Engagée depuis plusieurs années dans une démarche de dialogue constructif, la CREG a également poursuivi sa collaboration avec les parties prenantes pour l'ensemble des autres dossiers stratégiques au niveau belge tels que, entre autres, l'adoption des nouvelles méthodologies tarifaires 2024-2027, le bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de la capacité instauré par la loi du 22 avril 2019, le développement de l'énergie éolienne offshore, le développement d'un cadre légal pour les nouveaux gaz, en ce compris l'hydrogène, et le développement de la flexibilité sur le marché.

Le présent rapport rend compte, de manière plus circonstanciée, des activités de la CREG pour l'exercice 2022 et des efforts déployés au quotidien par son personnel, dont l'engagement et le professionnalisme ont su rendre possible une régulation de qualité, adaptée au plus près des réalités plurielles rencontrées dans un contexte de crise exceptionnel.

Je vous en souhaite une bonne lecture.



Koen Locquet

Président f. f. du comité de direction
Mars 2023

2 Les principales évolutions législatives nationales



2.1. Le tarif social électricité, gaz naturel et chaleur

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 », entré en vigueur le 1^{er} février 2021, a été maintenu et prolongé à plusieurs reprises. À 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 » (voir le point 3.1.2.2 du présent rapport).

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 Économie à la CREG, qui le répartit ensuite de manière proportionnelle entre les fournisseurs, sur la base du nombre de clients résidentiels protégés⁶. À la demande de la ministre 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.

À 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 de 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.

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 (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).

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).

■ *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.

■ *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 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.

2.2. Le mécanisme de rémunération de capacité et la réserve stratégique

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.

■ *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-ci 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.

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).

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).

■ 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. À 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.

■ 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.

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.

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 7undecies, § 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 7undecies, § 8, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 4 avril 2022).

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.

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.

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'État 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'Énergie, 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 Économie, la CREG constate que l'application de la méthodologie d'ACER pour déterminer la norme de fiabilité aboutit à une norme de fiabilité de 5h 15min. L'arrêté royal du 4 septembre 2022 fixe la norme de fiabilité à 3h³².

2.3. Loi du 28 février 2022

La loi du 28 février 2022³³ a apporté plusieurs modifications aux lois gaz et électricité.

■ La norme énergétique

La loi du 28 février 2022 met en place une norme énergétique pour les citoyens et les entreprises afin de garantir le pouvoir d'achat et la compétitivité par rapport aux pays voisins. Dans ce cadre, il est prévu que la CREG, en coopération avec les régulateurs régionaux si nécessaire, publie une étude annuelle portant sur les différents éléments de coût de la facture de gaz naturel qui comprend au moins une comparaison avec les pays voisins : France, Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni.

Le Roi est chargé, sur proposition de la CREG, de déterminer les catégories de consommateurs, en fonction du type d'activité économique et du montant de la consommation qui seront utilisés pour établir l'étude annuelle précitée. Enfin, il est également prévu que la CREG, après avoir obtenu l'avis du Conseil consultatif du gaz et de l'électricité et du Conseil central de

l'économie, rende un avis au ministre avec des recommandations des mesures visant à préserver la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des consommateurs.

■ Facture d'acompte

Parmi les mesures visant à accroître la transparence sur le marché, les lois gaz et électricité ont été modifiées afin de prévoir une obligation à charge du fournisseur de convenir avec le client résidentiel du mode de calcul relatif aux acomptes. Ces derniers peuvent être modifiés à tout moment moyennant justification. En outre, le fournisseur ne peut appliquer l'ajustement de l'acompte que si le client résidentiel ne s'y est pas opposé dans les 15 jours suivant la notification. Toute clause ou condition dans un contrat entre le fournisseur et le client qui déroge à cette règle est nulle de plein droit.

■ Redevance fixe

S'agissant des contrats d'énergie à prix variable, les lois gaz et électricité prévoient désormais que la résiliation d'un tel contrat après un délai de six mois doit être facturée au prorata du nombre de jours de fourniture. Celui-ci ne peut donc plus conduire à la facturation de la totalité de la redevance fixe forfaitaire.

■ Tarif social chaleur, suppression progressive du tarif social pour les BIM et produit équivalent le moins cher

Le lecteur est renvoyé au point 2.1 du présent rapport.

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 de la 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).

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

2.4. Loi du 23 octobre 2022

La loi du 23 octobre 2022³⁴ 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.

2.5. Plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

La loi du 16 décembre 2022³⁵ assure l'exécution partielle du Règlement 2022/1854³⁶ 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 Économie 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.

2.6. 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 2022³⁷ 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 2022³⁸ 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 2022³⁹ 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

34 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).

35 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).

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

37 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).

38 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).

39 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).

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'électricité⁴⁰. 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 2022⁴¹ 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.

La loi du 30 octobre 2022⁴² 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 2022⁴³ 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'État pour certains crédits contractés par les fournisseurs et les intermédiaires de gaz naturel et d'électricité

À 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'État pour certains crédits contractés par les fournisseurs et intermédiaires de gaz naturel et d'électricité suite à la crise énergétique⁴⁴.

L'arrêté royal du 26 octobre 2026⁴⁵ 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 2022⁴⁶ 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.

2.7. Promotion de l'électricité produite 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'État.

Il convenait en conséquence de remplacer les dispositions de l'arrêté royal du 16 juillet 2022, 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.

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

41 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 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).

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

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

44 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

45 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).

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

Conformément à la loi électricité, la CREG a formulé une proposition en ce sens le 7 avril 2022⁴⁷. L'arrêté royal modifiant l'arrêté du 16 juillet 2002 a été promulgué le 20 juillet 2022⁴⁸.

2.8. Nucléaire et contribution de répartition nucléaire

L'arrêté royal du 9 octobre 2022 fixe le montant de la contribution de répartition pour l'année 2022 à 135 164 806,55 euros. Après application du mécanisme de dégressivité, les montants à payer sont fixés à 108 546 801,20 euros pour la SA Electrabel et à 6 278 067,37 euros pour la SA Luminus⁴⁹.

2.9. 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 stockage⁵⁰. 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.

2.10. Plan d'urgence

Un nouveau plan d'urgence a été fixé par arrêté ministériel du 19 avril 2022⁵¹. Celui-ci fait suite à l'urgence motivée par une menace de crise sur le marché de gaz et du fait que le plan d'urgence défini par l'arrêté ministériel du 18 décembre 2013 n'est pas conforme à la situation actuelle du marché et aux responsabilités en situation de crise attribuées aux acteurs pour lesquels une répartition des tâches plus efficace est nécessaire⁵². L'arrêté ministériel du 19 avril 2022 a par la suite été abrogé et remplacé par l'arrêté ministériel du 8 septembre 2022⁵³.

47 Proposition (C)2371 du 7 avril 2022.

48 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).

49 L'arrête royal du 9 octobre 2022 fait suite à l'avis de la CREG (A)2413 du 16 juin 2022 relatif à la marge de profitabilité de la production industrielle d'électricité par fission de combustibles nucléaires par les centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pour l'année 2021.

50 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).

51 Arrêté ministériel du 19 avril 2022 établissant le plan d'urgence pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel visé à l'article 15/13, § 6, alinéa 7, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et visé aux articles 8 et 10 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 (Moniteur belge du 21 avril 2022).

52 Arrêté ministériel du 19 avril 2022 établissant le plan d'urgence pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel visé à l'article 15/13, § 6, alinéa 7, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et visé aux articles 8 et 10 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 (Moniteur belge du 21 avril 2022).

53 Arrêté ministériel du 8 septembre 2022 établissant le plan d'urgence pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel visé à l'article 15/13, § 6, alinéa 7, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et visé aux articles 8 et 10 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 (Moniteur belge du 19 avril 2022).

3 Le marché de l'électricité



3.1. Régulation

3.1.1. La production d'électricité

3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité

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.

En 2022, la CREG a rendu sept avis⁵⁴ dans ce cadre et la ministre fédérale de l'Énergie a octroyé six autorisations individuelles⁵⁵.

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.

3.1.1.2. La production d'électricité en mer du Nord

• Facteur de correction

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

- 15,31 % pour Rentel pour la période du 1^{er} octobre 2022 au 30 septembre 2023⁵⁶
- 15,53 % pour Northwester 2 pour la période du 5 octobre 2022 au 4 octobre 2023⁵⁷
- 16,84 % pour Norther pour la période du 14 décembre 2022 au 13 décembre 2023⁵⁸
- 22,14 % pour Mermaid pour la période du 3 décembre 2022 au 2 décembre 2023⁵⁹
- 20,66 % pour Seastar pour la période du 3 décembre 2022 au 2 décembre 2023⁶⁰

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.

• Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore et de l'électricité verte

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 1.

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 2. 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.

54 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 Coe, 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.

55 Par arrêté ministériel du 23 août 2022 à TotalEnergies Renewables (Anvers), par arrêté ministériel du 23 août 2022 à Corsica Sole Deux Acres (Deux-Acres), par arrêté ministériel du 1^{er} septembre 2022 à RWE Energy Solutions Belgium (Dilsen-Stokkem), par arrêté ministériel du 1^{er} septembre 2022 à TotalEnergies Renewables (Feluy), par arrêté ministériel du 8 septembre 2022 à Electrabel (Coe) et par arrêté ministériel du 14 septembre 2022 à Electrabel (Coe).

56 Décision (B)2416 du 30 juin 2022 relative à la fixation du facteur de correction pour la période du 1^{er} 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.

57 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.

58 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.

59 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.

60 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 1 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2022 (source : CREG)

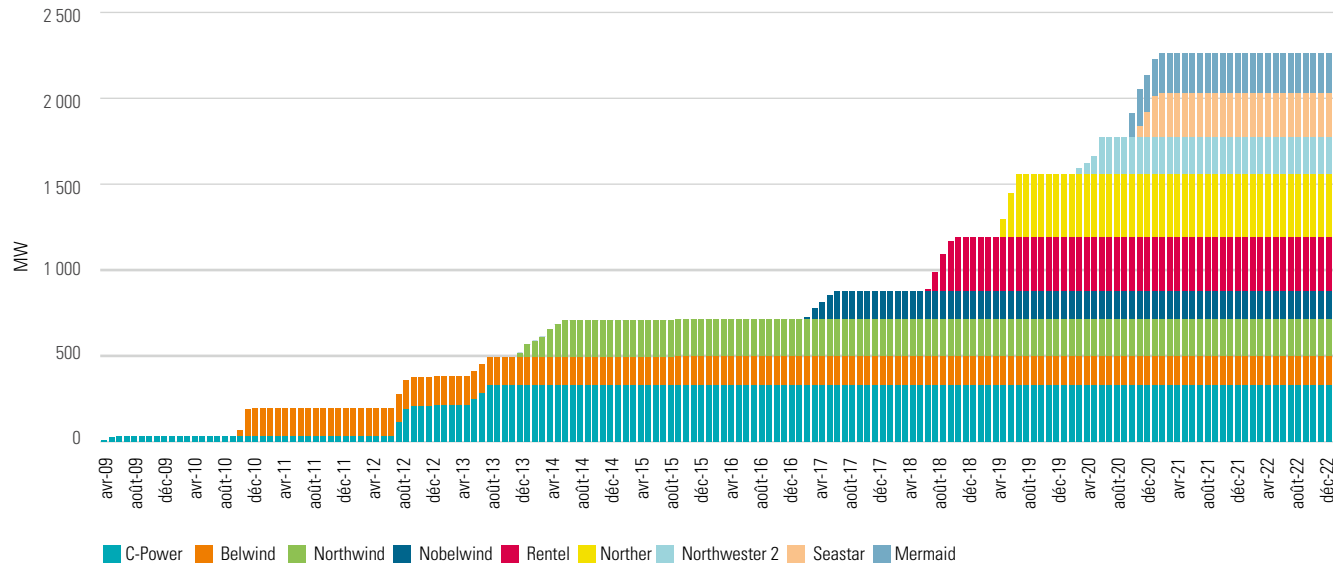
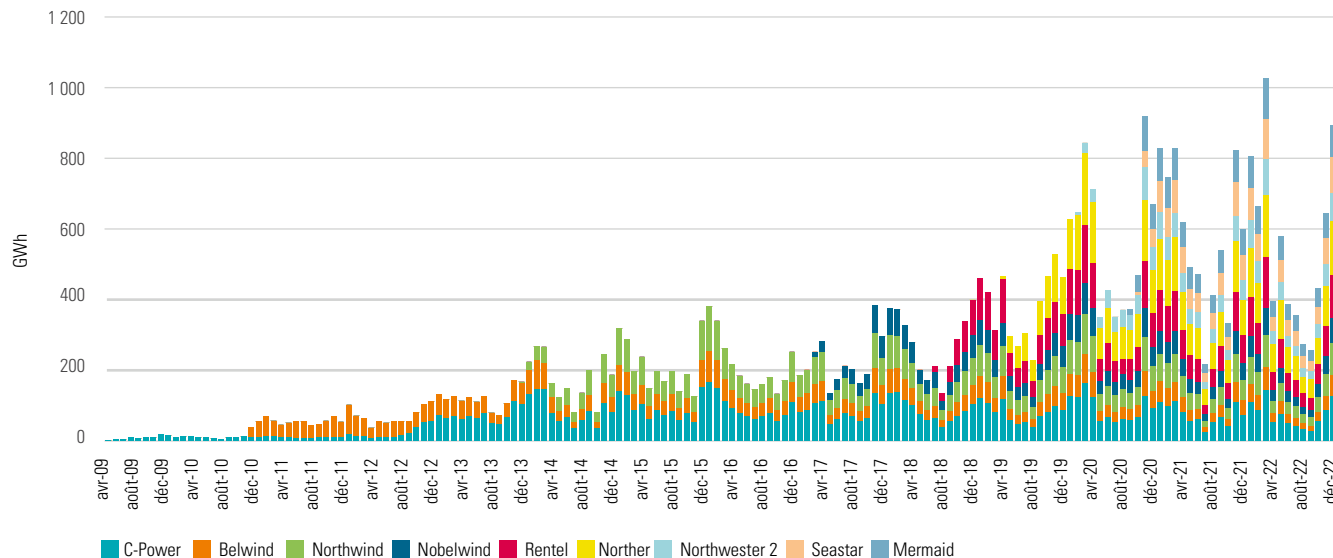


Figure 2 : Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2022 (source : CREG)



• Les garanties d'origine

En 2022, la CREG a continué d'assurer la gestion de la banque de données de garanties d'origine. Cette banque de données délivre des garanties d'origine aux producteurs d'énergie éolienne offshore, que ces derniers peuvent ensuite exporter vers d'autres marchés. Dans ce cadre, la CREG est restée un membre actif de l'Association of Issuing Bodies (AIB), une association qui gère le hub dans lequel la majorité des banques de données européennes sont reliées entre elles. Au sein du Gas Scheme Group de l'AIB, la CREG a contribué aux discussions sur le standard pour les garanties d'origine de gaz et d'hydrogène.

3.1.1.3. Autres missions de vérification et d'avis

• Mission de vérification dans le cadre de la prolongation de la durée de vie de la centrale de Tihange 1

Le 23 juin 2022, la CREG a rendu son rapport (RA)2414 sur la vérification des revenus et des coûts réels de la centrale nucléaire de Tihange 1 pour la période du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 conformément à la Convention relative à la prolongation de la durée de vie de Tihange 1 datée du 12 mars 2014 et à la modification de la Convention relative à la prolongation de la durée de vie datée du 31 mars 2017.

• Certificats verts wallons

Les 21 avril, 15 juillet, 15 septembre et 22 décembre 2022, la CREG a transmis ses observations à (la demande de) la direction de l'organisation des Marchés régionaux de l'Énergie du Service public Wallonie sur les propositions d'Elia de ne pas réaliser d'opération de temporisation les trois derniers trimestres de 2022 et le premier trimestre 2023.

Ces propositions sont notamment la conséquence des bons résultats de la mise aux enchères de certificats verts organisée par Solar Chest en février 2022.

3. Le marché de l'électricité

Le 2 novembre 2022, la CREG a donné un avis positif sur le (projet de) décret par lequel le Gouvernement wallon a cédé à Elia, par décret, 700 000 certificats verts temporisés au sein de l'Agence wallonne de l'air et du climat (AWAC).

3.1.2. La fourniture d'électricité

3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport

• Volume total d'énergie prélevée sur le réseau de transport

Le tableau suivant reprend la part de marché d'Electrabel et des autres fournisseurs relative à la fourniture nette d'électricité aux gros clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (tension supérieure à 70 kV)⁶¹.

Par rapport à 2021, le volume total d'énergie prélevée en 2022 par les clients finals du réseau de transport a diminué de 3,2 % (382 GWh). Après une baisse en 2019 et 2020, et une augmentation en 2021, le volume d'énergie prélevée directement sur le réseau de transport fédéral a ainsi connu une diminution en 2022, repassant à 11 572 GWh.

Selon une première estimation, la part de marché d'Electrabel sur le réseau de transport en 2022 a fortement augmenté par rapport à 2021, pour s'élever à 72,6 %. Le nombre de points d'accès d'Electrabel a augmenté en 2022 tandis que celui des autres fournisseurs est resté le même. Malgré cela, les volumes livrés par point d'accès chez Electrabel restent largement supérieurs aux volumes moyens par point d'accès chez les autres fournisseurs.

Tableau 1 : Énergie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2013 à 2022 (sources : Elia, CREG)

Fournisseurs	Electrabel SA		Autres fournisseurs		Total	
Points d'accès au	01-01-22	54	42		96	
	31-12-22	56	42		98	
	2013	7 484	57,6 %	5 519	42,4 %	13 003
	2014	8 598	62,6 %	5 130	37,4 %	13 728
	2015	6 465	50,6 %	6 318	49,4 %	12 783
	2016	4 133	37,8 %	6 787	62,2 %	10 920
	2017	4 947	43,7 %	6 362	56,3 %	11 309
	2018	7 278	62,1 %	4 442	37,9 %	11 720
	2019	6 462	58,9 %	4 503	41,1 %	10 965
	2020	7 389	69,4 %	3 263	30,6 %	10 652
	2021	7 918	66,2 %	4 037	33,8 %	11 954
	2022	8 399	72,6 %	3 173	27,4 %	11 572

• Autorisations fédérales de fourniture

Les autorisations fédérales de fourniture d'électricité visant à approvisionner les clients raccordés directement au réseau de transport sont octroyées par le ministre de l'Énergie sur proposition de la CREG pour une période de cinq ans.

En 2022, la CREG a transmis à la ministre de l'Énergie trois propositions d'octroi dans le cadre des demandes d'autorisation de fourniture d'électricité émanant d'ArcelorMittal Energy SCA, de Next Kraftwerke GmbH et de Société Européenne de Gestion de l'Énergie SA⁶².

La CREG a par ailleurs proposé à la ministre de l'Énergie de retirer l'autorisation individuelle de fourniture d'électricité de TotalEnergies Gas & Power Limited⁶³. L'arrêté royal du 2 avril 2003 relatif aux autorisations de fourniture d'électricité par des intermédiaires et aux règles de conduite applicables à ceux-ci stipule que l'autorisation ne peut être octroyée qu'à une personne physique ou morale établie dans un des États faisant

partie de l'Espace économique européen. Or, depuis la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne et de l'Espace économique européen, cette condition n'est plus remplie par TotalEnergies Gas & Power Limited.

En 2022, la ministre de l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture d'électricité à ArcelorMittal Energy, Next Kraftwerke et Société Européenne de Gestion de l'Énergie.

3.1.2.2. Les prix maximaux

• 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 drossés ») 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

61 Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale ni des clients situés au Grand-Duché de Luxembourg.

62 Proposition (E)2392 du 28 avril 2022, proposition (E)2452 du 29 septembre 2022 et proposition (E)2472 du 10 novembre 2022.

63 Proposition (E)2345 du 10 février 2022.

CREG est également chargée du suivi des modalités de calcul de la marge.

• 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)⁶⁴. 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 BIM⁶⁵. 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 BIM⁶⁶. 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 BIM⁶⁷. 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

64 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.

65 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.

66 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.

67 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.

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 (voir le point 2.1 du présent rapport).

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 explicative⁶⁸.

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 protégée⁶⁹.

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'électricité.⁷⁰

• 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.

3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité

Dans le cadre de ses missions générales de monitoring, la CREG tient à jour des bases de données sur les prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique, dans les trois régions (Bruxelles, Wallonie et Flandre) et dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni).

Sur cette base, la CREG a poursuivi en 2022 la publication de son tableau de bord mensuel. Il montre les évolutions importantes intervenues sur les marchés de gros (production et consommation, évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel, échanges transfrontaliers...) et les marchés de détail (évolution, par région, du prix all-in de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages, les petits professionnels et les clients sociaux, comparaison avec les prix dans les pays voisins...).

Sur la base d'une enquête menée auprès des gestionnaires de réseau de distribution, des principaux fournisseurs d'énergie et de consommateurs des trois régions du pays, la CREG a décidé d'adapter son profil standard de consommation de gaz naturel pour le secteur résidentiel. La réalité du marché du gaz naturel pour les ménages de quatre personnes nous a appris qu'une consommation annuelle de 17 000 kWh est plus représentative. Ce changement de 23 260 kWh/an à 17 000 kWh/an est effectif depuis le 1^{er} avril 2022 et appliqué dans toutes les publications de la CREG.

La CREG analyse et publie par ailleurs tous les six mois les résultats tirés de la comparaison internationale des prix de l'énergie entre la Belgique, ses régions et les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni).

L'analyse semestrielle montre également l'évolution des diverses composantes des factures d'énergie.

Depuis 2019, la Belgique a une facture d'électricité totale (toutes composantes confondues) plus élevée par rapport à la moyenne des pays voisins. L'écart par rapport à cette moyenne s'était réduit en 2020 (les prix en Belgique avaient davantage baissé par rapport aux pays voisins) mais a, tout comme en 2021, de nouveau augmenté en 2022. Cette augmentation vaut aussi bien pour un client résidentiel que pour une PME. Ce sont principalement les coûts de la composante énergie pure qui ont conduit à cette évolution.

68 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.

69 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.

70 Étude (F)2284 du 10 mars 2022 sur la conformité du tarif social au cadre légal européen.

Dans toutes les régions belges et tous les pays voisins (certes de façon moins prononcée en France et au Royaume-Uni), un client résidentiel et une PME paient considérablement plus pour l'électricité au second semestre 2022 qu'au second semestre 2021.

Cette évolution suit celle des marchés de gros où le prix de l'électricité connaît également une forte hausse. Cette augmentation s'explique d'une part par la reprise de l'activité économique après la forte baisse de la demande provoquée par la crise du coronavirus en 2020 et d'autre part par la guerre en Ukraine et les tensions géopolitiques mondiales qui ont des conséquences importantes sur les cotations du gaz naturel et les prix des émissions de CO₂, qui à leur tour font grimper les prix de l'électricité.

Concernant le gaz naturel, à partir du premier semestre 2022, la Belgique a eu une facture totale plus chère par rapport à la moyenne des pays voisins. C'est surtout la composante énergie pure qui a causé cette hausse.

Dans toutes les régions belges et tous les pays comparés, sauf en France (pour un client résidentiel), le gaz naturel est plus cher au second semestre 2022 par rapport au même semestre de l'année d'avant, tant pour un client résidentiel que pour une PME.

Cette évolution suit l'évolution des marchés de gros où le prix du gaz naturel affiche également une hausse prononcée. Cette augmentation s'explique d'une part par la reprise de l'activité économique après la forte baisse de la demande provoquée par la crise du coronavirus en 2020 mais d'autre part également par la guerre en Ukraine et les tensions géopolitiques mondiales ayant des conséquences importantes sur les cotations du gaz naturel.

Afin de comprendre les écarts de prix entre ces pays au niveau du marché de détail, la CREG a commandé une étude auprès d'un consultant externe (VaasaETT) sur la fixation des prix des produits énergétiques résidentiels (ménages et PME) en Belgique et dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni) afin d'en obtenir un meilleur aperçu. Cette étude vise à comprendre les différentes évolutions des prix dans les différents pays en obtenant des informations plus détaillées sur les stratégies de fixation des prix des produits énergétiques sur le marché de détail (ménages et PME), sur la relation entre les prix de détail et les évolutions sur le marché de gros et sur d'autres aspects qui influencent les prix de détail⁷¹.

Le rapport confirme les écarts de prix identifiés par la CREG entre la Belgique et les pays voisins.

Les principales raisons de ces écarts de prix sont les suivantes : organisation du marché, fixation des prix par les fournisseurs, présence de prix régulés ou non ou d'autres formes de régulation des prix, lien avec les prix de gros, décalage entre les prix de gros et adaptation des prix de détail.

La Belgique est le marché le plus libéralisé avec très peu d'intervention dans la fixation des prix (mais une intervention via les tarifs sociaux) et avec des prix de détail qui suivent très rapidement l'évolution des prix de gros.

En Allemagne, l'organisation du marché avec les Stadtwerke, l'absence d'ownership unbundling et les parts de marché encore élevées des incumbents peuvent entraîner des prix plus élevés.

En France, le tarif réglementé a encore un impact important sur les prix de détail, où il est toujours utilisé comme référence (également pour le segment de marché libéralisé : ces

fournisseurs ont tendance à proposer des prix indexés sur les tarifs réglementés). Combiné à ce tarif régulé, l'accès à l'ARENH est également un facteur déterminant en ce qui concerne le niveau des prix sur le marché de détail en France.

Aux Pays-Bas, un contrat type est utilisé avec une adaptation des prix variables le 1/1/x et le 1/7/x.

Au Royaume-Uni, un price cap a été fixé (deux fois par an) sur le Standard Variable Tariff (SVT).

Un certain nombre de différences importantes entre les différents marchés peuvent également être notées :

- composition de la facture énergétique et rapport entre les différentes composantes (part importante des prélèvements en Allemagne, faible part de la composante énergétique au Royaume-Uni) ;
- différentes stratégies parmi les fournisseurs concernant la stratégie d'achat, la couverture et la stratégie de prix ;
- régulation de la formation des prix mais aussi liberté contractuelle.

3.1.3. Le transport et la distribution

3.1.3.1. La désignation, la dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport

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. 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 électricité⁷².

71 *Analysis of the price setting of energy products (electricity and natural gas) in retail markets (households and small enterprises) for Belgium, Netherlands, Germany, France and the United Kingdom*, juillet 2022.

72 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.

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 (voir également le point 3.1.3.2 ci-après). Elle n'a pas constaté d'incompatibilités par rapport aux exigences légales de dissociation et d'indépendance.

3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités 2021 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 2021. 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.

3.1.3.3. Les réseaux fermés industriels

Sur proposition de la direction générale 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 Énergie.

3.1.3.4. Le fonctionnement technique

A. Le code de bonne conduite

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 électricité⁷³.

B. Raccordement

• Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et 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.

• 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,

73 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.

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 conséquence⁷⁴.

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 conséquence⁷⁵.

• Dérogation au 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 raccordement de 110 kV ou plus. Celles-ci ne doivent pas passer par la procédure de modernisation substantielle⁷⁶.

C. Accès

• Contrat type d'accès

La CREG a approuvé la proposition d'Elia de contrat type d'accès, telle que soumise le 27 juillet 2022. En même temps, elle a soulevé quelques commentaires et demandé à Elia d'y donner suite dans la prochaine proposition de modification du contrat type d'accès approuvée⁷⁷.

• Raccordement avec accès flexible

Le 19 janvier 2022, la CREG a reçu pour la première fois d'Elia une demande d'approbation pour un raccordement avec accès flexible. La demande concernait le raccordement d'une unité de production supplémentaire PGM de type D, à savoir une turbine à gaz à cycle ouvert. À l'occasion de ce premier

dossier, la CREG a consulté publiquement les critères utilisés pour évaluer la demande. La CREG a approuvé cette première demande ainsi qu'une deuxième demande reçue d'Elia le 5 mai 2022⁷⁸.

D. Les 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 2023⁷⁹. 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 :

74 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).

75 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).

76 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.

77 Décision (B)2396 du 22 août 2022 relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat type d'accès introduite par Elia Transmission Belgium SA le 27 juillet 2022.

78 Décision (B)2335 du 31 mars 2022 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production au réseau de transport, plus précisément une OCGT supplémentaire et décision (B)2404 du 30 juin 2022 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production au réseau de transport.

79 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.

- 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 suite⁸⁰.

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 fréquence⁸¹.

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 manuelle⁸².

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 standard⁸³. La proposition prévoyait que l'achat de capacité d'équilibrage mFRR 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 négative⁸⁴. 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 distancée de la proposition d'Elia et a fixé une nouvelle date d'évaluation⁸⁵.

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 précédentes⁸⁶.

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 2023⁸⁷.

• 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 de la loi du 23 octobre 2022⁸⁸, si la CREG juge les prix manifestement déraisonnables, elle peut imposer une obligation de service public pour la fourniture du service aux candidats concernés.

80 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.

81 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.

82 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).

83 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 au sein de la zone de déséquilibre.

84 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.

85 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).

86 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.

87 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.

88 Voir également le point 2.4 du présent rapport.

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 black-start, 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 candidats⁸⁹.

• Le balancing (équilibre du réseau)

Le gestionnaire du réseau de transport a pour mission de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir l'équilibre entre

l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, entre autres suite à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. Elia doit soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de règles de fonctionnement du marché destinée à compenser les déséquilibres quart-horaires.

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 plateforme 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 proposition⁹⁰.

• 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 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).

• Le 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.

89 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.

90 Décision (B)2366 du 24 mars 2022 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR).

3. Le marché de l'électricité

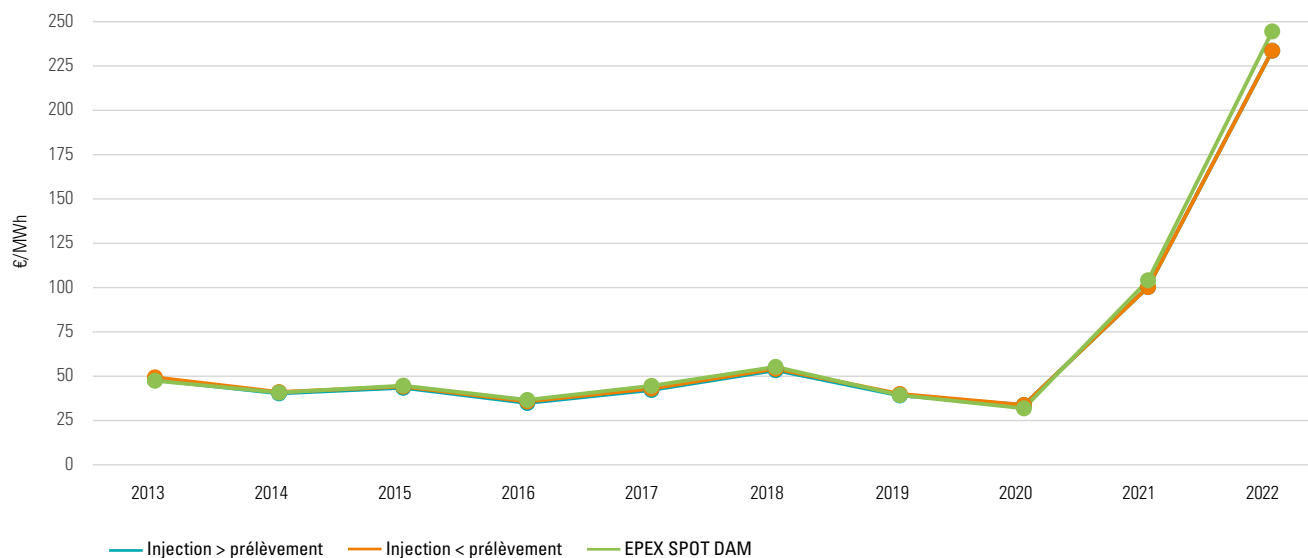
Le tableau 2 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d'accès pour la période 2013-2022.

La figure 3 permet de comparer ces tarifs moyens avec l'évolution des tarifs moyens du marché day-ahead de BELPEX/EPEX SPOT sur la même période.

Tableau 2 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2013-2022 (en €/MWh) (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

Figure 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix EPEX SPOT DAM au cours de la période 2013-2022 (sources : données Elia et BELPEX/EPEX SPOT)



3.1.3.5. Les tarifs de réseau

A. Réseau de transport

a) Méthodologie tarifaire

Période régulatoire 2020-2023

Comme évoqué dans le rapport annuel 2018, le 28 juin 2018, la CREG a approuvé l'arrêté définitif fixant la méthodologie tarifaire applicable au gestionnaire du réseau de transport pour la période régulatoire 2020-2023.

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 2016⁹¹.

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 2020-2023⁹². 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

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.

b) Tarifs de transport 2020-2023

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 2022.⁹³

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 1^{er} janvier 2023⁹⁴. Depuis le 1^{er} 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.

c) 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.

91 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.

92 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.

93 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.

94 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 1^{er} janvier 2023.

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'Elia⁹⁵.

B. Réseaux de distribution

Dans son étude annuelle (n° 2407) sur les composantes des prix (voir également le point 3.2.1 du présent rapport), la CREG fait les constats suivants en ce qui concerne les tarifs de distribution 2021 :

■ Client résidentiel

Électricité (Dc – bi-horaire) :

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.

Gaz naturel (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

Électricité (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.

Gaz naturel (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).

3.1.3.6. Évaluation du coût des OSP 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 2022⁹⁶ et 2023⁹⁷.

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.
- 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 2020-2021⁹⁸, à savoir :

95 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.

96 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.

97 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).

98 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.

- 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.

3.1.4. L'implémentation des règlements européens et les questions transfrontalières

3.1.4.1. L'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

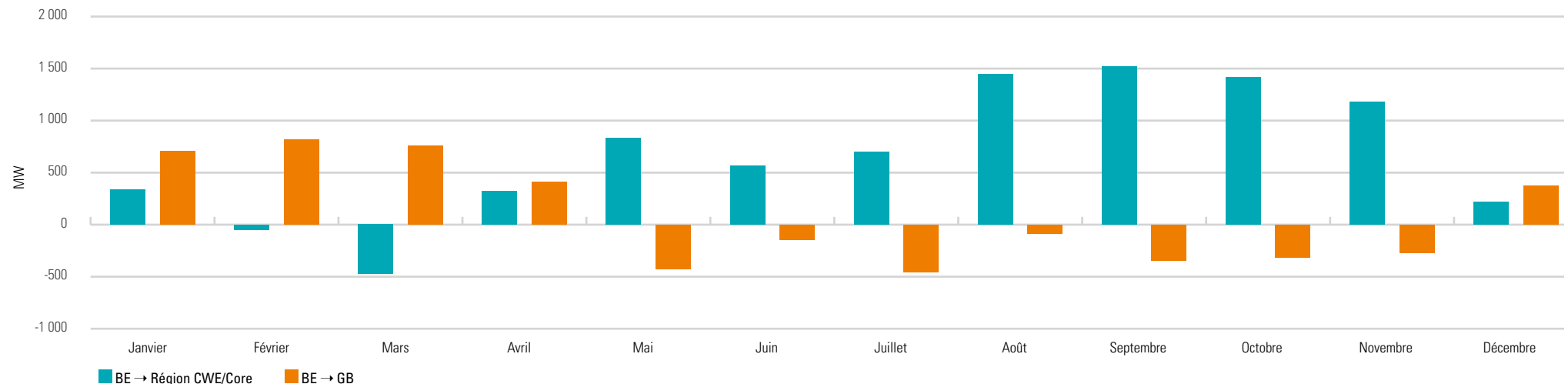
décembre 2021. Elia a publié chaque jour le calcul de la capacité minimale pour le couplage de marchés journalier fondé sur les flux CWE et Core à travers le Joint Allocation Office (JAO).

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 4 : Moyennes mensuelles des échanges transfrontaliers journaliers de la Belgique dans la région CWE/Core 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)



3. Le marché de l'électricité

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).

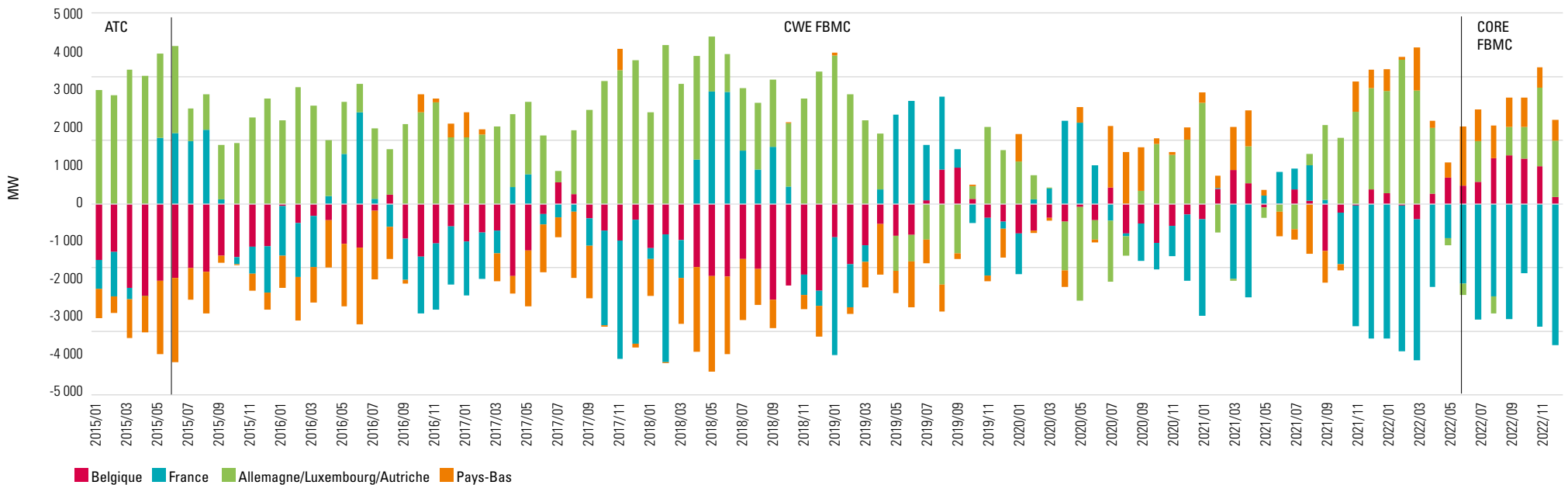
Le tableau 3 présente les mêmes informations exprimées en valeurs annuelles moyennes. En 2022, les exportations nettes moyennes⁹⁹ se sont élevées à 720 MW.

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 5 qui montre l'évolution des positions nettes mensuelles de toutes les zones de dépôt des offres de la région CWE.

Tableau 3 : Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination nette moyenne par année pour la Belgique (en MW) (sources : données Elia, calculs CREG)

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne d'exportation nette
2013	2 821	- 3 933	- 1 109
2014	2 697	- 3 562	- 1 910
2015	2 545	- 3 291	- 2 379
2016	-	-	- 732
2017	-	-	- 736
2018	-	-	- 2 029
2019	-	-	182
2020	-	-	124
2021	-	-	868
2022	-	-	720

Figure 5 : 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)



99 La CREG a convenu d'utiliser une valeur négative pour les importations et une valeur positive pour les exportations. Une diminution des importations nettes moyennes doit dès lors être interprétée comme une augmentation des exportations nettes ou comme une diminution de la valeur négative des exportations nettes dans ce tableau.

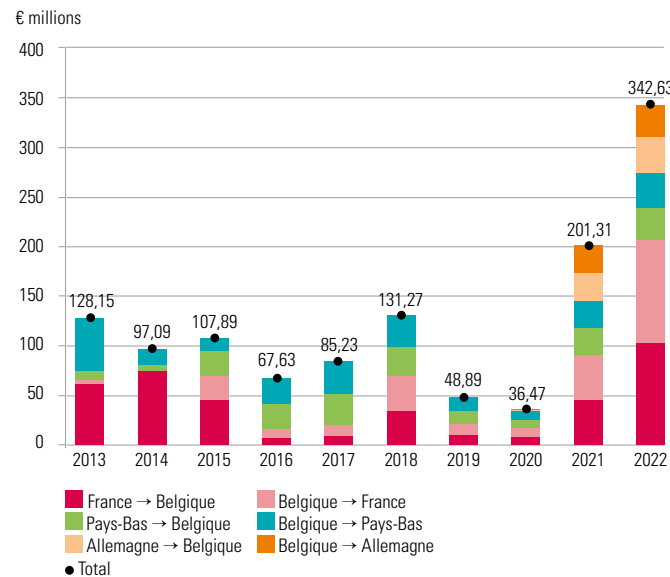
Le tableau suivant illustre l'évolution des revenus annuels des capacités d'importation et d'exportation sur les frontières belges avec la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Royaume-Uni, acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le 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 4 : Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions d'euros) (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 6 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 6 : Rentes de congestion journalière brutes 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.

3.1.4.2. La cohérence du plan de développement du réseau de transport avec le plan de développement du réseau européen

Dans le cadre de son avis relatif au projet du plan de développement fédéral (voir aussi le point 3.4.2 du présent rapport), la CREG a analysé la cohérence du plan de développement du réseau de transport établi par Elia avec la version provisoire du plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne de 2022 (TYNDP 2022). Les scénarios élaborés dans le cadre du plan de développement fédéral se basent notamment sur les trois scénarios détaillés du TYNDP 2022. Concernant les données d'entrée du plan de développement fédéral, celles-ci prennent en compte des informations plus récentes que les données récoltées pour les besoins du TYNDP 2022. Enfin, en ce qui concerne l'identification des besoins du système, Elia a réalisé une étude complémentaire (étude KARI) à l'étude d'identification des besoins du système menée par ENTSO-E pour le TYNDP 2022.

Conformément aux exigences légales, la CREG a analysé, à la demande de l'ACER, la cohérence des projets repris dans la version provisoire du TYNDP 2022 et des investissements correspondants avec ceux repris dans le plan de développement fédéral 2024-2034. Pour la Belgique, la CREG a relevé plusieurs incohérences entre la version provisoire du TYNDP 2022 et le plan de développement fédéral, principalement en ce qui concerne les dates de mise en service des investissements.

Cela concerne dix investissements repris dans la version provisoire du TYNDP 2022.

La CREG a indiqué ne pas être d'accord avec l'inclusion dans le TYNDP 2022 de deux investissements liés au projet Brabo II car celui-ci a déjà été mis en service. De plus, la CREG a recommandé d'intégrer les investissements liés aux projets « Belgique-Allemagne-Luxembourg perspectives de long terme », « Deuxième interconnecteur Belgique-Allemagne », « Interconnecteur Belgique-Pays-Bas : Renforcement Van Eyck – Maasbracht » et « Triton Link » avec le statut « à l'étude » dans la mesure où ceux-ci n'ont pas été soumis pour approbation ou n'ont pas encore reçu d'approbation dans le cadre du plan de développement fédéral. Enfin, le projet « Cronos » qui prévoit une interconnexion HVDC entre le Royaume-Uni et la Belgique ne figure pas dans le plan de développement fédéral.

Pour la plupart des investissements repris dans la version provisoire du TYNDP 2022, la CREG n'a pas été en mesure d'analyser la cohérence avec le plan de développement fédéral en ce qui concerne les coûts d'investissement, les bénéfices des différents investissements et leurs caractéristiques techniques, dans la mesure où ces informations ne sont pas fournies dans le plan de développement fédéral.

3.1.4.3. L'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. CACM¹⁰⁰, FCA¹⁰¹, EB¹⁰², SO¹⁰³, ER¹⁰⁴, RfG¹⁰⁵ et 2019/943¹⁰⁶), la CREG doit, avec d'autres autorités de régulation, prendre des décisions au sujet de plusieurs propositions des gestionnaires de réseau de transport et des opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) européens. Ces propositions comportent des méthodologies qui sont essentielles à la facilitation de l'harmonisation, l'intégration et l'efficacité du marché de l'électricité européen et l'achèvement du marché intérieur de l'énergie pleinement intégré.

■ 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 marché¹⁰⁷. 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 2022¹⁰⁸. 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 continentale¹⁰⁹.

La CREG a approuvé la proposition de convention de collaboration type avec les gestionnaires d'un réseau public de distribution soumise par Synergrid et Elia¹¹⁰. 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 régulateurs¹¹¹.

100 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.

101 Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

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

103 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.

104 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.

105 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.

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

107 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.

108 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.

109 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.

110 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.

111 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.

■ Règlement européen ER

Plan de défense et plan de reconstitution

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'Elia¹¹². 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 pour 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 modifications¹¹³.

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 infrajournalières¹¹⁴.

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'Elia¹¹⁵.

Ces modifications sont liées à 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 prenantes¹¹⁶.

■ Monitoring de l'implémentation des méthodologies adoptées

Capacités de transport 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 2021¹¹⁷.

Il ressort des analyses qu'entre le 1^{er} 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.

112 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.

113 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.

114 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.

115 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 ».

116 Décision (B)2473 du 24 novembre 2022 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones.

117 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.

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 concernées.¹¹⁸

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 2022¹¹⁹.

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 capacité¹²⁰.

3.2. Concurrence

3.2.1. Le monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

• Évolutions marquantes sur les marchés de gros belges en 2021

Le 27 janvier 2022, la CREG dressait un premier aperçu des évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2021, au niveau des prix mais aussi de la consommation, de la production, des échanges transfrontaliers, du stockage de gaz, des activités GNL et des approvisionnements¹²¹.

• Fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité – rapport de monitoring 2021

La CREG a analysé certaines tendances historiques et évolutions récentes importantes, en se concentrant sur l'année 2021¹²².

Le rapport traite successivement de la consommation d'électricité, de la production et de la capacité installée et des importations et exportations d'électricité de la Belgique.

Le fonctionnement des différents marchés de l'électricité (long terme, journalier, infrajournalier, équilibrage et services auxiliaires) est ensuite illustré au moyen d'une analyse approfondie des données disponibles.

Les conclusions importantes de ce rapport sont que :

- la diminution temporaire mais forte de la demande d'électricité en 2020, due aux mesures prises contre la pandémie de covid-19, a été largement compensée par une augmentation en 2021. Les chiffres continuent cependant de confirmer la tendance à la baisse à long terme, non seulement en Belgique mais aussi dans les pays voisins.
- la capacité de production installée a encore augmenté en 2021 pour atteindre 25,7 GW, principalement suite à la mise en service de nouvelles éoliennes (onshore et offshore) et de panneaux solaires. Grâce à la grande disponibilité de nombreuses unités, notamment du parc nucléaire, une quantité record d'électricité (93,3 TWh) a été produite en 2021.
- l'augmentation de la production des centrales nucléaires et la diminution de la production au gaz, combinées à une production plus ou moins constante des éoliennes et des panneaux solaires, ont encore réduit l'intensité carbone de la production. En moyenne, cette intensité était de 161 gCO₂eq par kWh en 2020. Il s'agit d'une diminution de 55 % depuis 1990.
- en 2021, une quantité record d'électricité a été exportée (20,1 TWh bruts exportés contre 12,5 TWh bruts importés). Le bilan net total s'est donc élevé à + 7,6 TWh (exportés), principalement en raison d'une position nette fortement positive vis-à-vis de la France et du Royaume-Uni.
- sur tous les marchés observés (long terme, journalier, infrajournalier et équilibrage), la CREG observe de fortes hausses de prix depuis le second semestre 2021. Celles-ci résultent, entre autres, de la hausse des prix du gaz naturel et du CO₂.
- dans ce contexte, l'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs est frappante par rapport aux années précédentes, contrairement à ce qui s'est passé dans les pays voisins. La volatilité et la convergence (moyenne) des prix ont également augmenté : les prix entre pays voisins sont

118 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.

119 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.

120 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.

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

122 Étude (F)2355 du 12 mai 2022 relative au fonctionnement et à l'évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité – rapport de monitoring 2021.

plus souvent identiques (en raison d'un meilleur couplage des marchés) mais lorsqu'ils divergent, les différences entre ces prix sont plus importantes.

- le coût total de la capacité d'équilibrage a fortement augmenté en 2021 par rapport aux années précédentes, pour atteindre 182,4 millions d'euros. Le déséquilibre observé dans le système et l'activation de l'énergie d'équilibrage ont également augmenté (légèrement).

• Fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique

La CREG a analysé les contrats de fourniture d'électricité et le comportement de prélèvement de grands clients industriels belges en 2021¹²³. 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 Luminus¹²⁴.

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 les 50 % de clients médians ont en 2021 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 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.

• Comparaison européenne des prix pour les clients résidentiels, les petits professionnels et les grandes industries

À la demande conjointe des quatre régulateurs de l'énergie, PWC a mené une étude comparative des prix de l'électricité et du gaz naturel observés en Belgique et dans les pays qui nous entourent (Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni)¹²⁵. Cette étude porte sur les prix de janvier 2022 et établit également une comparaison avec les prix de l'année précédente.

Voici les principales conclusions de l'étude :

- l'augmentation considérable des prix sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel au second semestre 2021 se traduit par une forte hausse des factures de gaz naturel et d'électricité pour la grande majorité des ménages et des entreprises en Belgique et dans les pays voisins. Pour les ménages qui paient le tarif social, cette augmentation de prix est clairement plus modérée.
- comme les années précédentes, les ménages et petites entreprises belges raccordés en basse tension paient une facture d'électricité élevée en comparaison avec les pays voisins.
- dans l'ensemble, les entreprises non électro-intensives raccordées en moyenne ou haute tension paient une facture d'électricité un peu moins élevée en Belgique que dans les pays voisins.

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

124 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.

125 « A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers », 13 mai 2022.

- tous les pays, à l'exception du Royaume-Uni, octroient des réductions de taxes sur la facture d'électricité aux entreprises électro-intensives. En Belgique, une exonération du nouveau droit d'accise spécial est possible depuis 2022. Néanmoins, les réductions potentielles octroyées aux Pays-Bas, en Allemagne et en France sont plus importantes, de sorte que le coût de l'électricité est généralement plus élevé pour les entreprises électro-intensives de Bruxelles et de Wallonie. La Flandre est plus proche des pays voisins en raison de son « supercap ».
- contrairement à l'année passée, la facture de gaz naturel des ménages belges est relativement élevée en comparaison avec nos pays voisins.
- pour les entreprises belges, la facture de gaz naturel est généralement moins élevée que celle de leurs homologues étrangères. Les différences entre les pays sont relativement faibles.

• Prix du marché de l'énergie pour les ménages et les petits consommateurs professionnels

Constats pour 2022

Dans son rapport sur les prix de janvier 2022¹²⁶, 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.

Dans son rapport sur les prix de février 2022¹²⁷, 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 2022¹²⁸, 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 2022¹²⁹, 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 2022¹³⁰, 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 2022¹³¹, 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 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 2022¹³², la CREG observe que le niveau des prix pour les produits variables sur

126 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.

127 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.

128 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.

129 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.

130 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.

131 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.

132 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.

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 2022¹³³, 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 2022¹³⁴, 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 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.

Bases de données des prix de l'énergie

Depuis 2012, la CREG établit une base de données répertoire, d'une part, tous les produits ayant une composante énergie fixe et, d'autre part, toutes les méthodologies appliquées par les fournisseurs actifs en Belgique pour calculer les prix variables de l'énergie. La base de données reprend notamment toutes les formules d'indexation et tous les paramètres appliqués par les fournisseurs.

La CREG se base sur les informations disponibles sur les sites Internet des fournisseurs et sur celles que les fournisseurs sont tenus de lui transmettre chaque mois.

Tous les éléments constitutifs de la formule de prix de la composante énergie (abonnement, paramètres d'indexation et coefficients y afférents, contributions certificats verts et de cogénération) sont repris séparément dans la base de données.

La composante énergie est ensuite calculée pour certains clients-types au moyen des consommations annuelles pertinentes.

133 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.

134 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.

3. Le marché de l'électricité

Figure 7 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2022 pour un client type résidentiel (client type = 3 500 kWh/an) (composante énergie) (source : CREG)

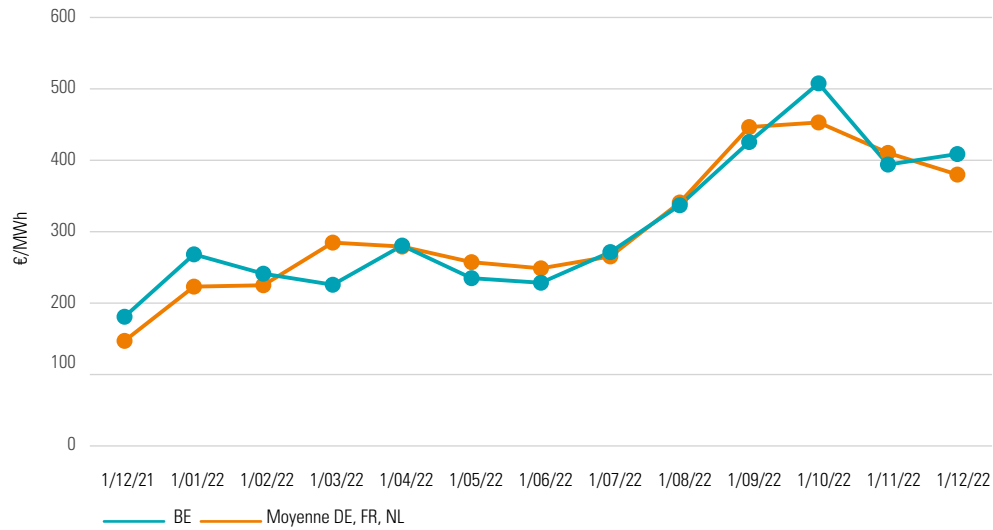


Figure 8 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2022 pour un client type résidentiel (client type = 23 260 kWh/an) (composante énergie) (source : CREG)

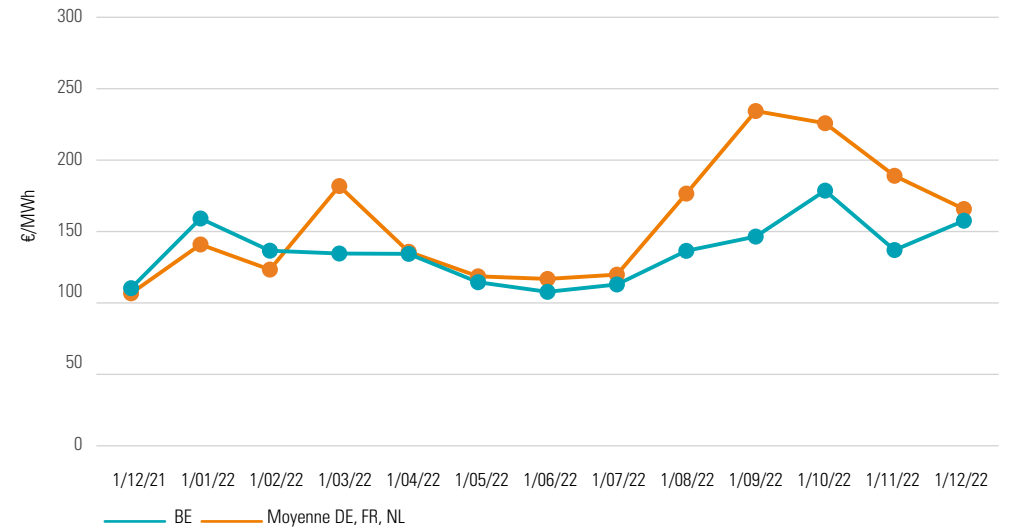


Figure 9 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2022 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante énergie) (source : CREG)

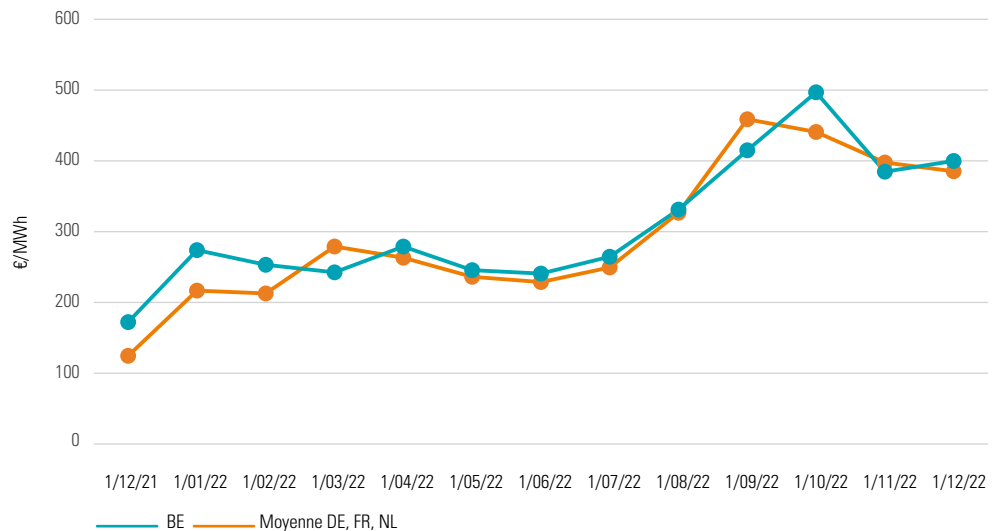
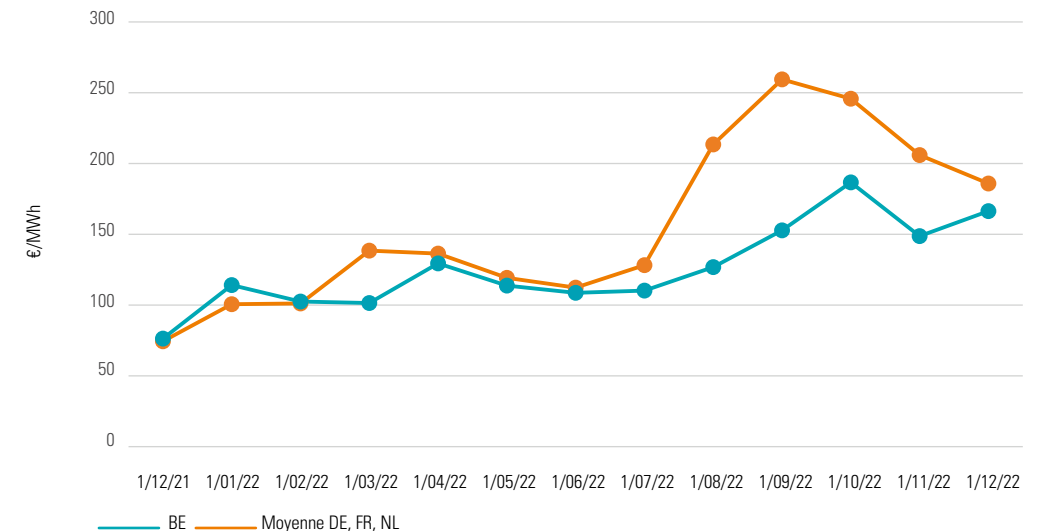


Figure 10 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2022 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante énergie) (source : CREG)



Les résultats sont comparés par échantillonnage à ceux ressortant des modules de calcul des fournisseurs et des modules de comparaison de prix existants.

Dans le cadre de ses missions générales de contrôle, la CREG a en outre établi en 2012 une base de données permanente des prix de l'énergie dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas) et au Royaume-Uni.

Outre la composante énergie, la CREG suit également mensuellement depuis 2012 les prix all-in (facture totale) belges et des pays voisins.

Les résultats obtenus par la CREG sont par ailleurs vérifiés pour chaque pays voisin en les comparant aux résultats obtenus via leurs simulateurs de prix.

En outre, dans un souci d'améliorer à la fois le contenu et la clarté de sa communication, la CREG publie des infographies donnant un aperçu clair du nombre de fournisseurs actifs et de leur offre de produits, ainsi que des économies potentielles à réaliser.

• Composantes des prix

Dans le cadre de sa compétence relative au prix final de l'électricité et du gaz, la CREG a présenté les résultats de la mise à jour annuelle de son étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel¹³⁵. Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. À l'évolution du prix de base de l'énergie, qui suit les prix des marchés de gros, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les surcharges.

Concernant l'électricité, le prix moyen facturé au client résidentiel belge entre 2007 et 2021 a augmenté de 83,71 %. Concrètement, il s'agit d'une hausse moyenne de 576,48 €/période en Flandre, de 343,83 €/période à Bruxelles et de 486,40 €/période en Wallonie pour une consommation moyenne de 3 500 kWh/an. Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté, de 53,96 %.

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

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

Concernant le gaz naturel, le prix moyen facturé au client résidentiel belge entre 2007 et 2021 a augmenté de 58,38 %. Il s'agit d'une hausse moyenne de 558,66 €/période en Flandre, de 577,40 €/période à Bruxelles et de 814,58 €/période en Wallonie pour une consommation moyenne de 23 260 kWh/an. Le prix moyen facturé aux clients professionnels en Belgique a augmenté de 71,63 %.

Les évolutions proviennent principalement des composantes suivantes : l'énergie, les tarifs du réseau de distribution, les surcharges publiques et la taxe sur l'énergie et la TVA (cette

dernière uniquement pour le client résidentiel). L'importance de ces différentes composantes dans le changement total varie selon la région, ainsi que par type de client.

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

• Impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a analysé les conséquences de la persistance des prix de gros élevés pour le gaz et l'électricité.

Elle a pointé les acteurs du marché qui connaissent des difficultés financières et regardé si certains acteurs du marché pouvaient être particulièrement exposés à ces difficultés en raison du maintien de prix de gros élevés pour le gaz et l'électricité.

La CREG a aussi analysé quels acteurs du marché profitent du niveau actuel des prix du marché de gros pour le gaz et l'électricité et s'il peut y avoir des bénéfices excessifs.

Enfin, la CREG a évalué les coûts de soutien des parcs éoliens offshore pour 2022 et a fourni une estimation de ces coûts jusqu'en 2026¹³⁶.

Fin août, la CREG a mis à jour son étude. Elle y propose également des recommandations concrètes aux autorités belges et européennes et aux consommateurs¹³⁷.

135 Étude (F)2407 du 2 juin 2022 relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

136 Étude (F)2336 du 1^{er} février 2022 sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité.

137 Étude (F)2442 du 31 août 2022 sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité.

- **Recommandations pour la sauvegarde de la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels**

Dans le cadre de la norme énergétique et sur la base des constats tirés dans la comparaison européenne des prix publiée avec les régulateurs régionaux en mai 2022, la CREG a transmis des recommandations au gouvernement visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels. Elle recommande ainsi de prendre en priorité des mesures visant à aider les ménages en précarité qui ne bénéficient actuellement pas du tarif social et les PME raccordées au réseau basse tension¹³⁸.

- **Les portefeuilles de produits des fournisseurs et le potentiel d'économies pour les particuliers**

La CREG a réalisé une étude en juillet 2022 fournissant un aperçu de la composition des portefeuilles de produits des différents fournisseurs présents sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages, répartis dans les trois régions¹³⁹. Les parts de marché des fournisseurs et les prix de leurs produits d'énergie donnent une idée de la composition réelle du marché de l'énergie.

À cette date, en ce qui concerne l'électricité, les chiffres globaux pour la Belgique indiquent que quelque 60 % des

ménages disposent d'un produit avec une composante énergétique fixe. La CREG constate une baisse considérable de ce pourcentage pour la première fois depuis des années. Cette baisse de 70 % à 60 % s'explique essentiellement par le fait que depuis la fin 2021, l'offre de produits fixes a commencé à reculer, pour devenir quasiment inexistante au premier trimestre 2022. Mois après mois, les clients ayant souscrit à des contrats à prix fixe voient leur contrat arriver à échéance, ce qui fait que plus le temps passe, plus la proportion de contrats à prix fixe en cours diminue.

En Wallonie, sur la base de tous les contrats, le potentiel d'économies sur une base annuelle pour quelque 845 000 ménages est compris entre 100 € et 360 € pour l'électricité. Pour le gaz naturel, le potentiel d'économies sur une base annuelle pour quelque 200 000 ménages se situe entre 125 € et 540 €. Les 10 produits d'électricité les plus chers représentent 39 % de l'ensemble du marché, tandis que les moins chers occupent une part d'à peine 10 %. Les 10 produits de gaz naturel les plus chers représentent 36 % de l'ensemble du marché, tandis que les 10 moins chers occupent une part d'à peine 12 %.

En Flandre, sur la base de tous les contrats, le potentiel d'économies sur une base annuelle pour quelque 480 000 ménages est compris entre 100 € et 360 € pour l'électricité. Pour le gaz naturel, le potentiel d'économies sur une base annuelle pour quelque 570 000 ménages se situe entre 125 € et 540 €. Les

10 produits d'électricité les plus chers représentent 27 % de l'ensemble du marché, tandis que les moins chers occupent une part de 12 %. Les 10 produits de gaz naturel les plus chers représentent 30 % de l'ensemble du marché, tandis que les 10 moins chers occupent une part de 9 %.

À Bruxelles, sur la base de tous les contrats, le potentiel d'économies sur une base annuelle pour quelque 70 000 ménages est compris entre 100 € et 130 € pour l'électricité. Pour le gaz naturel, le potentiel d'économies sur une base annuelle pour quelque 44 000 ménages se situe entre 100 € et 160 €. Les 5 produits d'électricité les plus chers représentent 22 % de l'ensemble du marché, tandis que les 5 moins chers occupent une part d'à peine 7 %. Les 5 produits de gaz naturel les plus chers représentent 42 % de l'ensemble du marché, tandis que les 5 moins chers occupent une part d'à peine 2 %.

La CREG conseillait à cette date aux ménages qui ont opté avant septembre 2021 pour un produit à prix fixe avec une durée plus longue de conserver leur contrat en cours dans le contexte actuel de prix très élevés. Pour les produits fixes à durée indéterminée, la garantie de prix n'est souvent valable qu'un an. Les consommateurs qui concluent des contrats à durée indéterminée doivent en avoir conscience et comparer, à la fin de la garantie de prix, les nouvelles conditions de leur contrat avec l'offre du moment.

138 Avis (A)2424 du 30 juin 2022 relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels.

139 Étude (F)2430 du 7 juillet 2022 sur la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et potentiel d'économies pour les particuliers sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel.

3.2.2. Le monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché

3.2.2.1. L'énergie électrique appelée

Selon les données transmises à la CREG, la charge du réseau d'Elia¹⁴⁰, hors pompage des centrales de pompage-turbinage, en d'autres termes le prélèvement net plus les pertes du réseau, a été estimée à 64 000 GWh en 2022, contre 70 941 GWh en 2021, soit une diminution de 9,8 % d'une année à l'autre. La pointe de charge quart-heure a été estimée à 12 297 MW en 2022 contre 12 570 MW en 2021 (source : Elia, pour 2022 : données provisoires, février 2023).

La figure 11 illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle pour les années 2013 à 2022. Par rapport à 2017, la baisse de la charge moyenne s'élève à 17,3 % en 2022. Par rapport à 2022, la baisse de la charge moyenne s'élève à 12,6 %. Ces chiffres n'ont pas été pondérés par les données météorologiques.

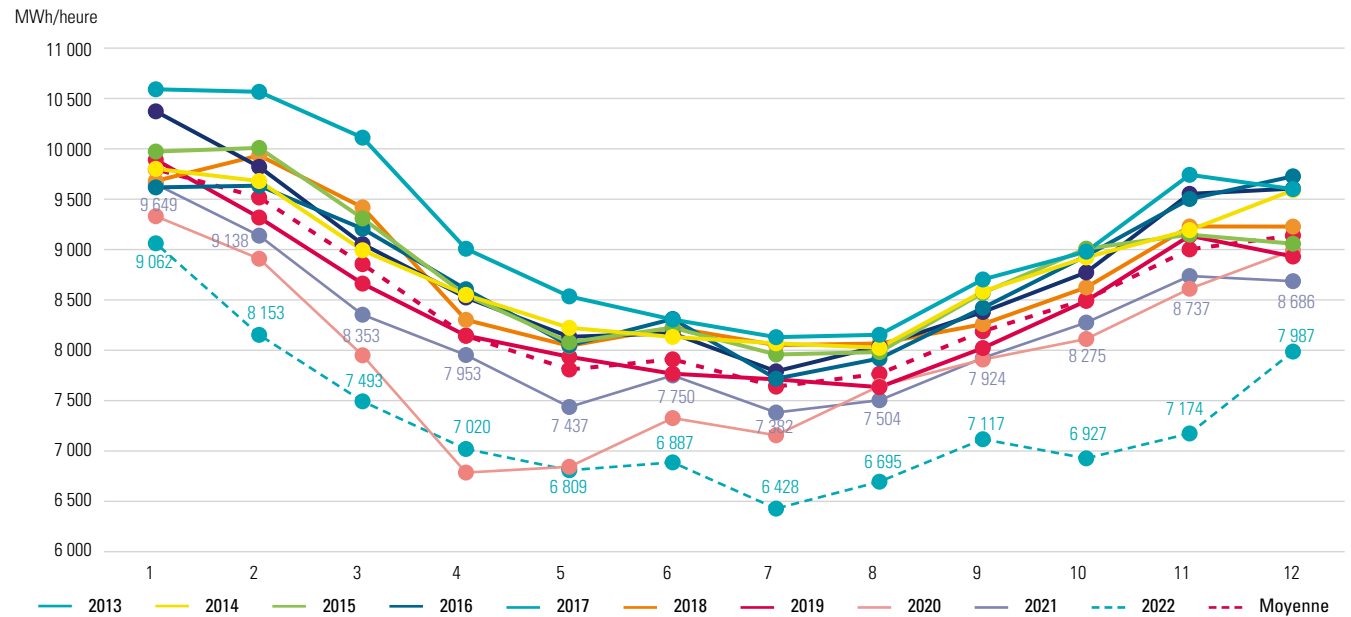
La production locale des sites connectés au réseau d'Elia n'a pas été entièrement prise en compte dans ces données. Synergrid a estimé cette production locale à 9,5 TWh en 2022.

3.2.2.2. La part de marché de la production de gros

Le tableau 5 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

Figure 11 : Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2013 à 2022 (sources : données Elia, calculs CREG)



par ordre d'importance est Luminus, qui détient une part de marché de 14 % en capacité de production.

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 6 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, 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.

140 Le réseau d'Elia comprend les réseaux à une tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg. La charge du réseau Elia est un calcul basé sur les injections d'énergie électrique dans le réseau Elia. Elle comprend la production nette mesurée des centrales (locales) qui injectent à une tension d'au moins 30 kV et le bilan des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau Elia soit mesurée. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage connectées au réseau Elia est soustraite. Les injections de la production décentralisée qui injectent de l'énergie à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution ne sont pas toutes incluses dans la charge du réseau Elia. Or, la part de ce segment dans la production a fortement augmenté ces dernières années. C'est pourquoi Elia a décidé de compléter sa publication avec une prévision de la charge totale de Belgique (source : Elia).

3. Le marché de l'électricité

Tableau 5 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (sources : données Elia, calculs CREG)

	Capacité de production (GW)																			
	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

Tableau 6 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (sources : données Elia, calculs CREG)

	Énergie produite (TWh)																			
	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%
T-Power	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

3.2.2.3. L'échange d'énergie

Le prix moyen sur le marché journalier belge était de 244,5 €/MWh en 2022. Il s'agit d'une augmentation exceptionnelle forte par rapport aux années précédentes. Ces hausses de prix explosives sont le résultat, entre autres, des fortes augmentations des prix du gaz et du CO₂ qui ont entraîné à leur tour une forte hausse des coûts d'exploitation des unités de production marginales de la région CWE (principalement des centrales électriques au gaz et au charbon) au cours du second semestre de 2021 et de l'année 2022. Ces augmentations se sont également manifestées dans une mesure similaire dans d'autres zones de dépôt des offres de la région CWE : 235,4 €/MWh en Allemagne, 241,9 €/MWh aux Pays-Bas, 261,4 €/MWh en Autriche et 276,3 €/MWh en France.

La convergence des prix entre les différentes zones de dépôt des offres de la région CWE a fortement diminué en 2022 par rapport aux années précédentes. Cette diminution confirme la tendance à la baisse de la convergence des prix, mesurée comme le nombre d'heures pendant lesquelles tous les prix entre les zones de dépôt des offres concernées (Belgique, Pays-Bas, France, Allemagne/Luxembourg et Autriche) divergent de moins de 1 €/MWh. Cette détérioration est due à l'augmentation de la capacité transfrontalière disponible résultant d'un certain nombre d'améliorations dues aux conditions générales du marché, à savoir, d'une part, des volumes

d'échanges record mettant à rude épreuve les algorithmes de couplage des marchés et, d'autre part, l'absence de progrès dans la mise à disposition de marges minimales pour les échanges transfrontaliers.

En 2022, la convergence des prix entre toutes les zones de dépôt des offres de la région CWE était de 35,4 % (contre 49,6 % en 2021). En 2015, ce taux n'était encore que de 20,9 %. Ce chiffre a augmenté d'année en année depuis lors (avec l'exception de 2022). La CREG calcule que les prix convergent en 2022 avec ceux de la France pour 40,0 % des heures, des Pays-Bas pour 43,6 % et de l'Allemagne pour 42,0 %. La Belgique n'a connu de convergence des prix avec aucune autre zone de dépôt des offres de la région CWE pendant 51,4 % des heures, contre 33,2 % en 2021.

EPEX SPOT et Nord Pool facilitent tous deux le marché journalier et infrajournalier en Belgique. Le volume total sur le marché journalier EPEX SPOT était de 21,2 TWh en 2022, contre 20,9 TWh en 2021. Le volume total sur le marché journalier Nord Pool s'est élevé à 3,2 TWh en 2022, contre 2,5 TWh en 2021. Les deux marchés journaliers représentent ensemble environ 29,9 % du prélèvement total du réseau Elia.

Le marché infrajournalier permet aux acteurs du marché de régler via un marché public les changements de leur prévision d'injection ou de prélèvement apparaissant de manière

imprévue après la clôture du marché journalier. Ces changements inattendus sont par exemple l'indisponibilité imprévue d'une centrale de production ou des modifications résultant de prévisions actualisées des injections d'énergie éolienne et solaire. L'application du projet XBID en juin 2018 a facilité les échanges sur le marché infrajournalier belge en couplant le marché belge avec les marchés de 23 autres États membres de l'Union européenne.

Le volume négocié total sur le marché infrajournalier d'EPEX SPOT est monté en 2022 à 3 962,5 GWh contre 2 600,1 GWh en 2021. Le volume négocié total sur le marché infrajournalier de Nord Pool a augmenté en 2022 à 472,4 GWh contre 407,6 GWh en 2021. Le prix infrajournalier pondéré (sur le marché d'EPEX SPOT) a monté de 140 % pour atteindre 247,0 €/MWh en 2022 (contre seulement 102,0 €/MWh en 2021).

Les prix sur les marchés de gros pour les contrats à long et à court terme ont fortement augmenté en 2022. Les contrats de fourniture pour l'année suivante affichaient un prix de 255,6 €/MWh en 2022, contre 86,6 €/MWh en 2021. En 2022, le prix moyen du marché journalier était inférieur au prix moyen du contrat annuel pour fourniture en 2022 (c.-à-d. négocié en 2021). Le prix moyen sur le marché journalier était de 244,5 €/MWh en 2022, contre 86,5 €/MWh pour les contrats négociés en 2021 pour l'année suivante.

3. Le marché de l'électricité

Figure 12 : Prix moyens mensuels pour la période 2015-2022 du marché journalier pour la fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE (sources : EPEX SPOT, calculs CREG)

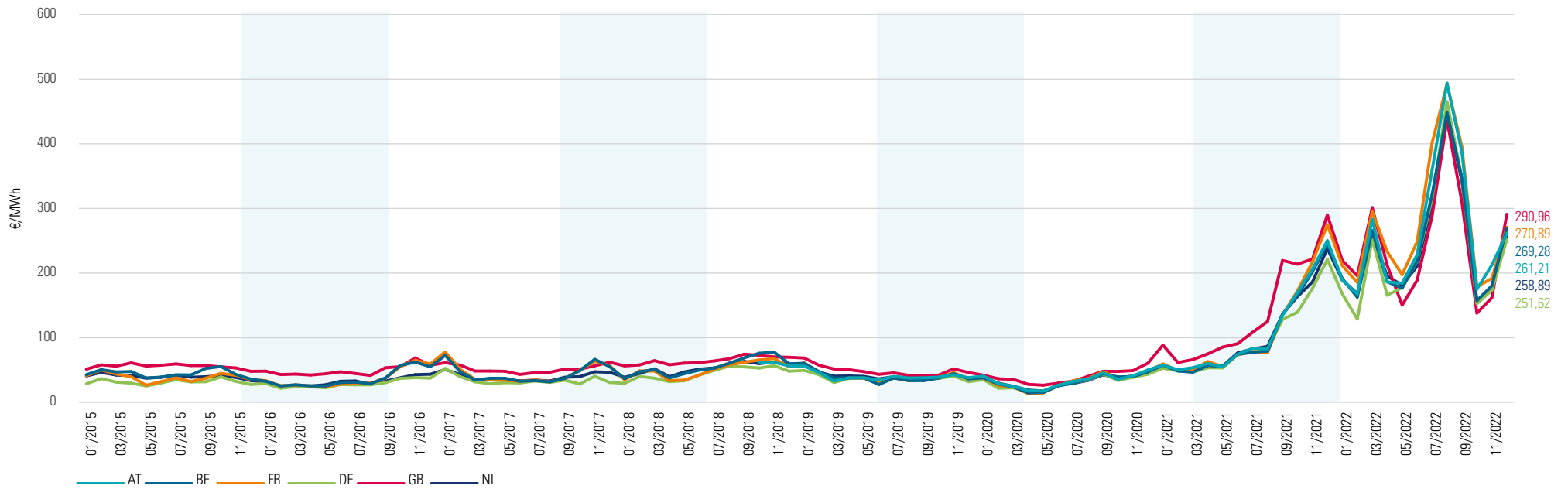


Figure 13 : Énergie échangée et prix moyen sur la bourse intraday (sources : EPEX SPOT, Nord Pool, calculs CREG)

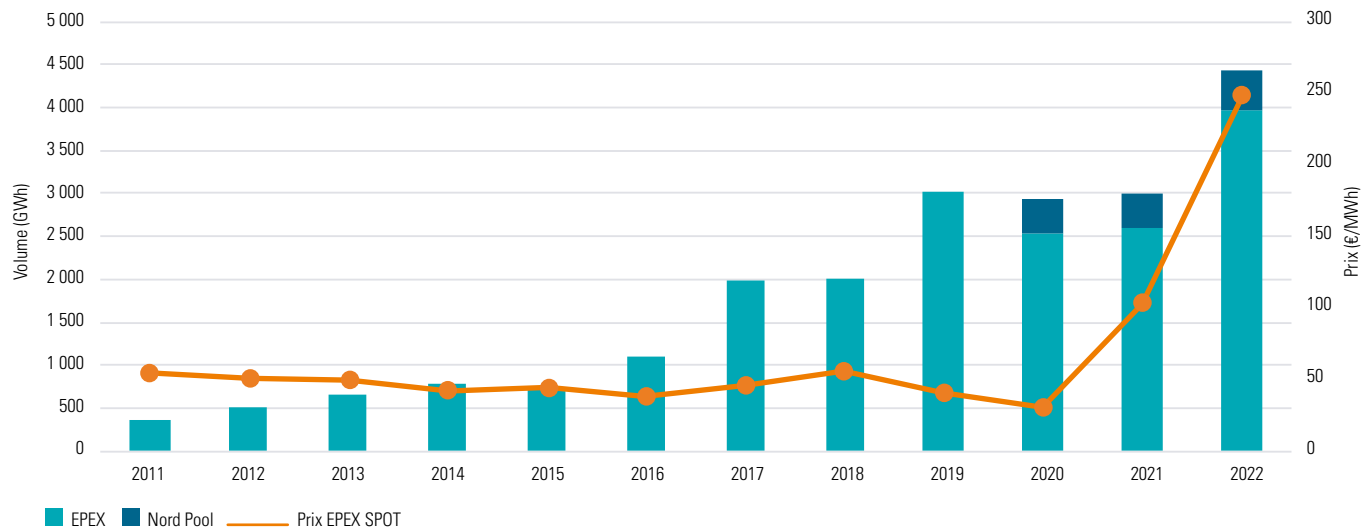
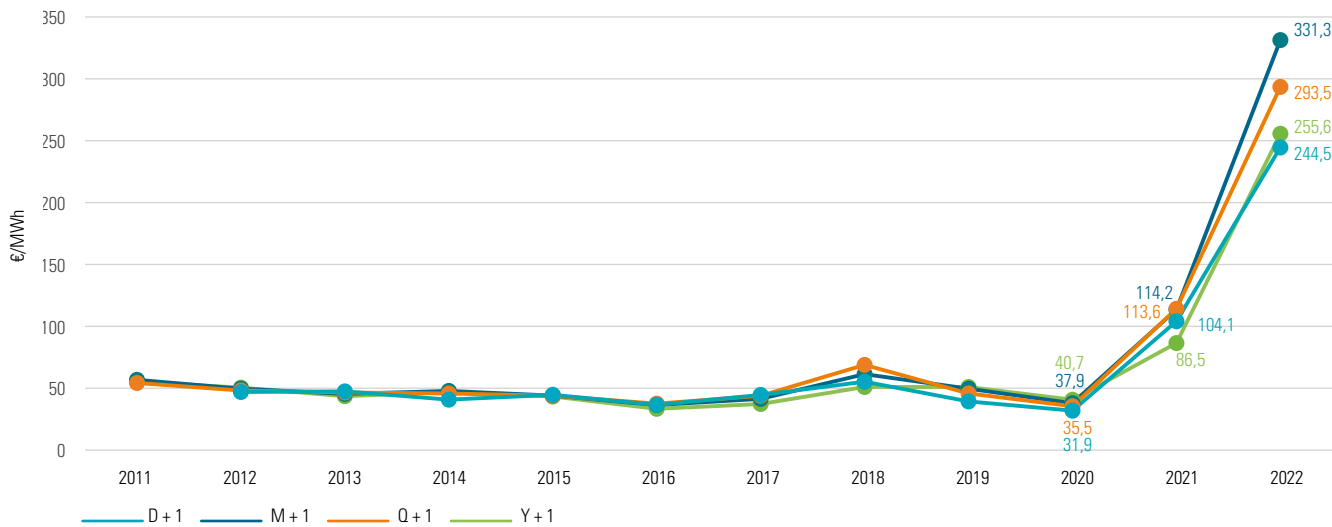


Figure 14 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (sources : EPEX SPOT, ICE Endex, calculs CREG)



3.2.2.4. REMIT

Le règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (ci-après, « REMIT », pour Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency) fixe une série de règles en vue de prévenir et sanctionner les manipulations et les délits d'initiés sur le marché de gros de l'électricité et du gaz.

Les acteurs du marché doivent dans ce cadre s'enregistrer sur une plateforme et tenir à jour leurs données d'enregistrement avant de placer des ordres sur le marché de gros et de réaliser des transactions. Ces ordres et transactions devront être déclarés à ACER. Les acteurs du marché doivent également publier leurs informations privilégiées sur une plateforme dédiée à cet usage.

En cas d'infractions au REMIT, la CREG peut infliger des amendes administratives de maximum 10 % du chiffre d'affaires réalisé par le contrevenant sur le marché belge de l'électricité ou du gaz durant le dernier exercice clôturé. La CREG a publié une méthodologie pour clarifier sur la base de quels critères est déterminée l'amende.¹⁴¹

En 2022, la CREG a poursuivi les procédures d'investigations et de sanctions en cours et a initié différentes enquêtes et analyses ad hoc suite à des questions des acteurs du marché ou de sa propre initiative, relatives à de potentielles violations du REMIT.

Enfin, la CREG a assisté les acteurs du marché dans leurs démarches ou pour d'autres questions relatives à REMIT.

3.2.2.5. La charte pour une fourniture efficace d'informations dans le cadre de la comparaison des prix pour l'électricité et le gaz

Le label de qualité CREG est octroyé aux prestataires de services qui respectent la charte pour une fourniture efficace d'informations dans le cadre de la comparaison des prix pour l'électricité et le gaz. Cette charte vise à garantir au consommateur que le prestataire de services qui propose une comparaison des prix de l'électricité et du gaz naturel fournit des informations objectives et de qualité.

En vertu de cette accréditation, le prestataire de services a le droit d'utiliser le label de la charte CREG pendant une période de deux ans. Durant cette période, il est tenu de respecter rigoureusement toutes les dispositions de la charte et de satisfaire aux contrôles de la CREG.

Le label de qualité CREG octroyé à Pricewise BV en tant qu'intermédiaire en achats groupés a expiré en mai 2022.

Les comparateurs de prix en ligne qui avaient encore en 2022 le label de qualité CREG sont Comparateur-Energie.be, Monenergie.be et l'intermédiaire en achats groupés Wikipower.

3.2.2.6. Les émissions de gaz à effet de serre

La CREG a approuvé l'étude de Compass Lexecon qui détermine le facteur d'émission pour la Belgique, fondé sur le marché¹⁴².

La CREG a réalisé une étude sur le fonctionnement du système d'échange de quotas d'émission européen et son impact sur le marché de l'électricité¹⁴³.

141 Méthodologie de détermination des amendes dans le cadre de REMIT, 9 décembre 2021.

142 Décision (B)2364 du 28 avril 2022 d'approbation de l'étude relative à la détermination du facteur d'émission CO₂ pour la Belgique fondé sur le marché.

143 Étude (F)2408 du 16 juin 2022 sur le fonctionnement du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne et son impact sur les marchés de gros de l'électricité.

3.3. Protection des consommateurs

La CREG a continué en 2022 à mettre l'accent sur l'aspect de la protection des consommateurs dans le cadre de ses travaux.

• 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 où seule l'offre actuelle est présentée.

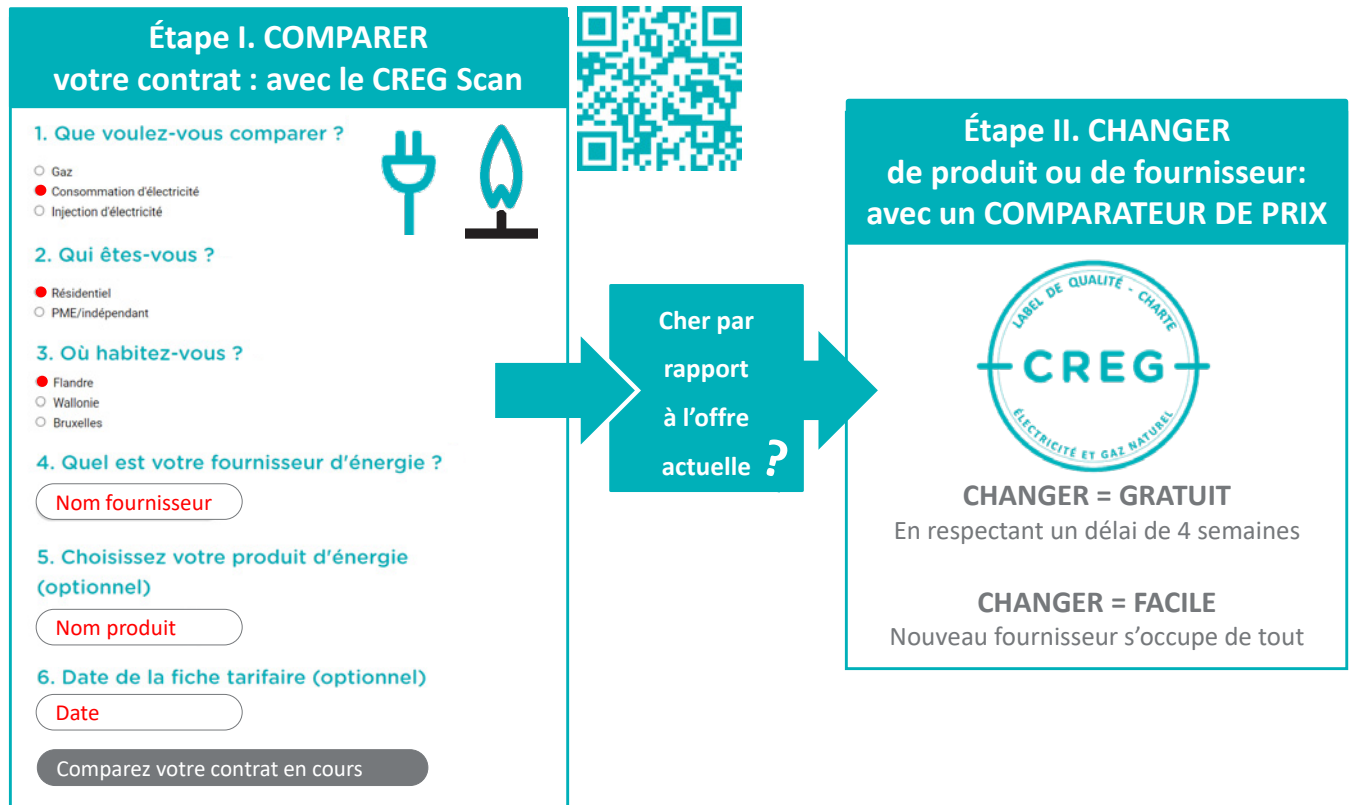
Au total, le CREG Scan a comparé en 2022 9 962 produits (actifs et dormants), là où les autres comparateurs de prix ne prennent en compte que les 299 produits actifs sur le marché.

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.

• Information aux consommateurs

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 (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- de l'étude annuelle sur l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel (voir les points 3.1.2.3 et 3.1.3.5.B du présent rapport) ;
- 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 (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- 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 (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- de l'étude sur les prix du marché de l'énergie pour les ménages et les petits consommateurs professionnels (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- des infographies et tableaux de bord mensuels électricité et gaz naturel (voir les points 3.2.1 et 3.1.2.3 du présent rapport) ;
- 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 (voir le point 5.4 du présent rapport). 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.

Le lecteur est également invité à se référer aux travaux réalisés par la CREG dans le cadre des groupes de travail européens traitant des aspects relatifs à la protection des consommateurs dans le domaine énergétique (voir le point 5.7 du présent rapport).

3.4. Sécurité d'approvisionnement

3.4.1. Le monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

• Demande¹⁴⁴

La charge du réseau d'Elia représentait 64,0 TWh en 2022 contre 70,9 TWh en 2021, ce qui correspond à une baisse de 9,8 % entre 2021 et 2022.

Tableau 7 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2013-2022 (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

144 La demande considérée ici est la charge du réseau d'Elia, calculée comme le bilan des productions nettes injectées sur le réseau d'Elia, des importations et des exportations, duquel est soustraite l'énergie pompée par les centrales de pompage-turbinage. C'est donc la somme des prélèvements nets et des pertes.

• Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2022, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique est restée constante 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 8 : 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 9 : 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.

3.4.2. Le plan de développement du réseau de transport

La CREG a rendu son avis relatif au projet de plan de développement fédéral pour la période 2024-2034 tel que transmis par Elia¹⁴⁵. Dans ce plan, le gestionnaire de réseau de transport de l'électricité identifie les besoins en capacité du réseau à haute tension belge pour ladite période et décrit le programme d'investissements pour y parvenir.

Elia n'a pas fourni d'estimation du coût total des investissements proposés dans le plan de développement. La CREG demande ainsi à Elia de transmettre ces informations préalablement à la demande d'approbation auprès de la ministre. De plus, la CREG demande à ce que les conditions pour la réalisation du projet Triton Link (dont l'approbation est conditionnelle) soient clarifiées et quantifiées.

Par ailleurs, la CREG estime que certaines informations manquent dans le projet de plan transmis par Elia pour lui permettre de rendre un avis étayé sur la nécessité et la valeur ajoutée des différents projets ainsi que pour approuver les investissements proposés dans le plan de développement, notamment :

- des informations quantitatives sur les études réalisées dans le cadre de l'identification des besoins du système, aussi bien sur la méthodologie que les résultats de ces études ;
- des informations sur la méthodologie de l'analyse coûts-bénéfices et les hypothèses retenues pour chaque projet faisant l'objet d'une telle analyse ;
- une présentation de l'ensemble des solutions envisagées et envisageables (et pas uniquement les solutions retenues pour répondre aux besoins identifiés) ainsi que des explications sur la manière dont les critères d'évaluation sont pris en compte dans l'élaboration de la solution et sur la manière dont ces critères sont éventuellement quantifiés ;
- des explications sur la contribution actuelle et/ou future des projets R&D (sur lesquels Elia travaille actuellement) aux besoins du système identifiés.

3.4.3. La sécurité opérationnelle du réseau

La figure 15 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-Uni¹⁴⁶. 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

145 Avis (A)2445 du 15 septembre 2022 relatif au projet de plan de développement 2024-2034 de la S.A. Elia Transmission Belgium.

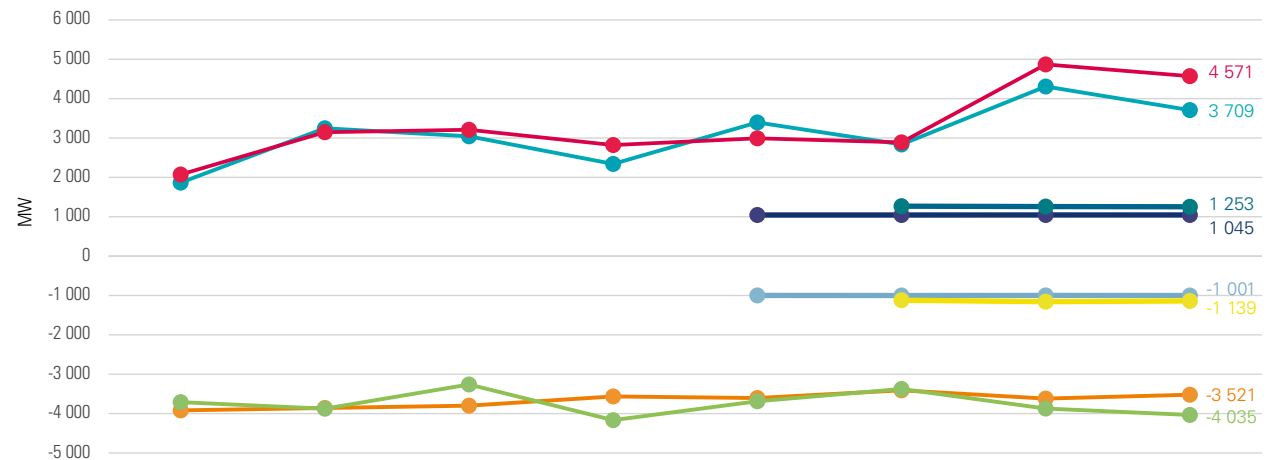
146 La charge physique est mesurée sur base horaire.

3. Le marché de l'électricité

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.

Figure 15 : 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

3.4.4. Les investissements dans les interconnexions transfrontalières et le réseau haute-tension interne

Le réseau haute tension doit continuellement évoluer pour répondre aux besoins des consommateurs et du marché et garantir la sécurité d'approvisionnement. Le renforcement des interconnexions au niveau européen constitue l'un des principaux défis à relever pour atteindre ces objectifs. De même, le renforcement du réseau haute tension interne doit être capable de transporter les flux d'électricité de ces interconnexions et, par exemple, des éoliennes en mer.

■ Renforcements prévus de la frontière nord

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.

En 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 et Brabo 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 (qui concerne principalement la phase III) sont aussi prises en compte.

Brabo II, à savoir le renouvellement et le renforcement en 380 kV de la ligne à haute tension 150 kV existante entre Zandvliet et Liefkenshoek (Beveren), a été lancé en 2017 et la dernière partie a été mise en œuvre le 27 novembre 2020. En 2022, Elia a commencé les travaux de renforcement en 380 kV de la ligne à haute tension 150 kV existante entre Liefkenshoek et le poste à Mercator (Brabo III). Brabo III, qui a comme objectif d'augmenter la capacité d'exportation et importation à la frontière nord, devrait être réalisé mi-2025.

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 (technologie *High Temperature Low Sag* ou HTLS), 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 passée de 2022 à 2024.

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 (technologie HTLS), 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.

■ Renforcements prévus de la frontière sud

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-Achène-Gramme

Ce projet porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achène/Gramme (Belgique) et Lonny (France). Il sera réalisé en plusieurs phases.

La première phase de ce renforcement est nécessaire afin de permettre une meilleure répartition des flux attendus à la frontière sud d'ici 2025 en prévision de la sortie du nucléaire. La solution de référence consiste à installer un transformateur déphaseur du côté belge.

La seconde phase consistera en un renforcement supplémentaire. La solution de référence consistant à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif 380 kV entre Achène/Gramme (Belgique) et Lonny (France) par des conducteurs à haute performance, à installer un second transformateur déphaseur et à restructurer les postes d'Achène et de Gramme. Cette seconde phase du projet est actuellement en phase d'étude. Sa mise en service est prévue pour 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.

■ Interconnexions prévues entre la Belgique et le Royaume-Uni

Le projet NEMO est le premier câble sous-marin de 1 000 MW en courant continu entre la Belgique et le Royaume-Uni, reliant 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 acteurs du marché ont la possibilité d'acheter des capacités allant jusqu'à 1 000 MW dans les deux sens, GB-BE ou BE-GB, via des enchères explicites.

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 2028 au plus tôt.

■ Interconnexions prévues entre la Belgique et l'Allemagne

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.

■ Renforcements prévus du réseau haute-tension interne

Dans le plan de développement fédéral 2020-2030, Elia présente deux voies pour renforcer le réseau haute-tension interne, à savoir le renforcement des lignes aériennes existantes avec la technologie HTLS et la réalisation de nouvelles connexions.

La technologie HTLS permet de presque doubler la capacité de transport des lignes aériennes. En 2009, Elia était un des premiers gestionnaires de réseau à adopter cette technologie sur le projet pilote Mol-Beringen (150 kV). Depuis lors, Elia a complété les travaux de renforcement HTLS sur des lignes Zutendaal-Van Eyck, Horta-Eeeklo, Lixhe-Herderen et Mercator-Horta. Le renforcement HTLS sur la ligne Avelgem-Avelin était initialement prévu pour 2021 a été finalisé en 2022. Ensuite, entre 2021 et 2024, est prévu le renforcement des lignes 380 kV sur les lignes Massenhoven-Meerhout-Van Eyck. Enfin, entre 2025 et 2035, est prévu le renforcement des lignes sur les axes Mercator-Bruegel-Courcelles-Gramme-VanEyck, Mercator-Massenhoven et Mercator-Lint.

En ce qui concerne les nouvelles liaisons en Belgique, le projet de plan de développement fédéral 2024-2034 détaille les projets « Boucle du Hainaut » et « Ventilus », qui étaient également repris dans le plan de développement fédéral 2020-2030.

Le projet Boucle du Hainaut 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 (voir supra), 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 Modular Offshore Grid - phase 2 (MOG II). La mise en service de la Boucle du Hainaut est à l'heure actuelle prévue pour 2029-2030.

Le projet Ventilus vise la réalisation d'un nouveau corridor de 6 000 MW entre les postes Stevin et Avelgem en Flandre occidentale afin de permettre une augmentation de la capacité de production offshore. Sa mise en service est à l'heure actuelle également prévue pour 2028-2030.

3.4.5. La sécurité d'approvisionnement en électricité et le CRM

• Réglementation

Les lois et arrêtés pris dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (CRM) ainsi que les actes de la CREG donnés dans ce cadre sont détaillés dans le point 2.2 du présent rapport.

• 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 T4 de 2021 couvrant la période de fourniture 2025-2026¹⁴⁷ ainsi qu'une proposition de courbe de la demande pour cette enchère¹⁴⁸.

• Dérégulation 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 CRM¹⁴⁹. 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 CRM¹⁵⁰. 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 (voir également le point 2.2. du présent rapport).

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

La CREG a émis un avis sur les recommandations formulées par la direction générale Énergie à la suite de son analyse technico-économique des offres et du résultat de l'enchère CRM de 2021¹⁵¹.

• Contrat type de capacité

La CREG a approuvé la proposition révisée de contrat de capacité introduite par Elia¹⁵². La plupart des modifications apportées à la version initiale du 20 août 2021 (voir rapport annuel 2021) sont purement formelles. Il s'agit par 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 Y4 pour la période de fourniture de capacité 2025-2026¹⁵³.

La CREG a validé les résultats de la mise aux enchères Y4 pour la période de fourniture de capacité 2026-2027 organisée par Elia¹⁵⁴.

• 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.

147 Avis (A)2327 du 1^{er} 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.

148 Proposition (C)2326 du 1^{er} 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.

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

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

151 Avis (A)2406 du 16 juin 2022 sur l'analyse technico-économique des offres et du résultat de l'enchère CRM de 2021 réalisée par la Direction Générale de l'Énergie.

152 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.

153 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.

154 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.

4 Le marché du gaz naturel



4.1. Régulation

4.1.1. La fourniture de gaz naturel

4.1.1.1. La fourniture aux clients

• Autorisations fédérales

La fourniture de gaz naturel à des clients (entreprises de distribution ou clients finals dont les prélèvements de gaz en chaque point de fourniture atteignent en permanence un minimum d'un million de m³ par an) établis en Belgique est soumise à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le ministre de l'Énergie (sauf lorsqu'elle est effectuée par une entreprise de distribution sur son propre réseau de distribution).

Les dossiers de demande d'autorisation fédérale de fourniture de gaz naturel sont adressés à la CREG qui, après examen des critères, transmet son avis à la ministre fédérale de l'Énergie.

En 2022, la CREG a rendu un avis dans le cadre d'une demande d'autorisation de fourniture de gaz naturel émanant de Wingas GmbH¹⁵⁵.

La CREG a par ailleurs proposé à la ministre de l'Énergie de retirer les autorisations individuelles de fourniture de gaz naturel de TotalEnergies Gas & Power Limited, Ineos Energy Trading Limited et Gazprom Marketing & Trading Limited¹⁵⁶. L'arrêt royal du 12 juin 2001 relatif aux conditions générales de fourniture de gaz naturel et aux conditions d'octroi des autorisations de fourniture de gaz naturel stipule qu'une autorisation de fourniture de gaz naturel ne peut être octroyée qu'à une personne physique ou morale établie dans un des États membres de l'Union européenne. Or, depuis la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne et de l'Espace économique européen, cette condition n'est plus remplie par ces trois sociétés.

Tableau 10 : Entreprises actives en 2022 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Évolution par rapport à 2021 (source : CREG)

VOLUME ACHEMINÉ EN BELGIQUE (en TWh)*	2021		2022		Δ2022/2021	
	TWh	%	TWh	%	(%)**	(%-point)***
PARTS DE MARCHÉ EN BELGIQUE (en %)						
Antargaz SAS	2,82	1,48	1,32	0,82	-53	-0,7
ArcelorMittal Energy SCA	5,02	2,64	3,76	2,33	-25	-0,3
Axpo Solutions AG	1,07	0,56	0,58	0,36	-46	-0,2
BASF Antwerpen NV			0,81	0,50		
Belgian Eco Energy NV	0,15	0,08	0,09	0,06	-38	0,0
Eneco Energy Trade BV	9,89	5,20	7,72	4,79	-22	-0,4
Energy Global Handel BV	1,13	0,59	0,88	0,55	-22	0,0
Engie SA - Electrabel SA/NV	75,27	39,56	66,50	41,23	-12	1,7
Eni SpA	17,07	8,97	16,79	10,41	-2	1,4
Enovos Luxembourg SA	0,44	0,23				
Equinor ASA	4,77	2,51	5,36	3,32	12	0,8
Essent Sales Portfolio Management BV	2,32	1,22				
European Energy Pooling BVBA	5,71	3,00	3,09	1,92	-46	-1,1
GETEC Energie GmbH	0,27	0,14	0,27	0,17	0	0,0
Lampiris SA	0	0,00				
Luminus NV	21,15	11,12	20,60	12,77	-3	1,7
Novatek Gas & Power GmbH	0,33	0,17				
OMV Gas Marketing & Trading GmbH	3,62	1,90	4,28	2,65	18	0,8
Power Online SA	1,4	0,74	2,21	1,37	58	0,6
Progress Energy Services	0,93	0,49				
RWE Supply & Trading GmbH - UK Desk	2,27	1,19				
Scholt Energy Control NV	0,07	0,04	0,14	0,09	100	0,1
Soc. Europ. de Gestion de l'Énergie SA	1,2	0,63	2,38	1,48	98	0,8
TotalEnergies Electricité et Gaz France SA	1,69	0,89	1,10	0,68	-35	-0,2
TotalEnergies Gas & Power Ltd	17,46	9,18				
TotalEnergies Gas & Power Limited, London, Meyrin-Geneva Branch			13,08	8,11		
TotalEnergies Power & Gas Belgium SA			0,03	0,02		
Uniper Global Commodities SE	0,49	0,26	0,46	0,28	-6	0,0
Wingas GmbH	13,73	7,22	9,83	6,10	-28	-1,1
TOTAL FINAL	190,3	100	161,3	100	-15	

* Ces chiffres concernent les fournitures aux clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Pour des statistiques distinctes sur la fourniture aux clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution, le lecteur est invité à consulter le rapport commun des quatre régulateurs énergétiques sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique, sur le site Internet de la CREG (www.creg.be).

** Évolution relative 2022 par rapport à 2021 (la base est 2021).

*** Évolution absolue de la part de marché.

¹⁵⁵ Avis (A)2441 du 31 août 2022 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Wingas GmbH.

¹⁵⁶ Propositions (E)2341, (E)2342 et (E)2343 du 10 février 2022.

• Volume acheminé en Belgique

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. C'est dans ce contexte qu'il convient de considérer l'évolution suivante 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 %.

4.1.1.2. Les prix maximaux

• Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié

Le lecteur est renvoyé au point 3.1.2.2 du présent rapport qui s'applique également au gaz naturel.

• 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.

Le lecteur est également renvoyé au point 3.1.2.2 du présent rapport.

4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel

Le lecteur est renvoyé au point 3.1.2.3 du présent rapport.

Il est à noter que le 1^{er} avril 2022, la CREG a porté le profil standard de consommation de gaz naturel pour le secteur résidentiel à 17 000 kWh, contre 23 260 kWh précédemment. Cette adaptation est issue d'une enquête menée auprès des gestionnaires de réseau de distribution, des principaux fournisseurs d'énergie et de consommateurs des trois régions du pays.

4.1.2. Le transport et la distribution

4.1.2.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau 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° 1775/2005¹⁵⁷.

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

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

4.1.2.2. La gouvernance d'entreprise

A. 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 2025¹⁵⁸.

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.

B. 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 engagements¹⁵⁹.

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.

C. Interconnector Limited

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.

4.1.2.3. Le fonctionnement technique

A. Les autorisations de transport de gaz naturel

La construction et l'exploitation de toute installation de transport de gaz naturel sont soumises à l'octroi préalable d'une autorisation délivrée par le ministre fédéral de l'Énergie après avis de plusieurs instances, dont la CREG.

En 2022, la CREG a rendu six avis favorables dans ce cadre¹⁶⁰.

B. Le modèle d'équilibrage

Les évolutions du modèle d'équilibrage basé sur le marché et en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2012 repris dans notre rapport annuel d'activités 2013 (pages 55-56) restent d'actualité en 2022.

C. Les règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture

En exécution de l'article 86 du code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel met en œuvre un

système de suivi qui veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport et des services de transport de gaz naturel fournis.

Ce système de suivi permet notamment de déterminer les paramètres de qualité en matière de :

- fréquence des interruptions et/ou réductions
- durée moyenne des interruptions et/ou réductions
- cause de et remède à ces interruptions et/ou réductions
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts

En 2022, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

D. Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et les réparations

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.

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.

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

159 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.

160 Avis (A)2347 et (A)2348 du 17 février 2022, avis (A)2369 du 24 mars 2022, avis (A)2461 du 6 octobre 2022, avis (A)2467 du 13 octobre 2022 et avis (A)2502 du 22 décembre 2022.

E. Le code de bonne conduite

La loi du 21 juillet 2021 a modifié l'article 15/5undecies 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 2022¹⁶¹. Il est entré en vigueur le 20 septembre 2022.

• Fluxys Belgium

En 2022, la CREG a approuvé plusieurs modifications, à la demande de Fluxys Belgium, aux documents réglementaires pour le transport de gaz naturel contrat de transport.

Les modifications concernent notamment :

- la possibilité d'injecter de l'hydrogène (H2) dans le réseau de gaz naturel et l'alignement du service de conversion H/L

sur le programme en cours de conversion des clients du gaz L au gaz H¹⁶² ;

- l'adaptation des spécifications de qualité toujours afin de permettre l'injection d'hydrogène dans le réseau de transport de gaz naturel et la possibilité pour le client final d'avoir des informations sur la capacité de sortie souscrite par son affréteur¹⁶³ ;
- la souscription et l'allocation des services d'entrée depuis le terminal GNL de Dunkerque afin de permettre aux utilisateurs du réseau réservant des capacités d'émission nouvellement souscrites au terminal GNL de Dunkerque d'acquérir en même temps des services d'entrée sur le réseau de transport entrée/sortie de Fluxys Belgium¹⁶⁴ ;
- l'intégration dans le contrat standard de stockage et le règlement d'accès pour le stockage de l'objectif de remplissage et de la trajectoire de remplissage imposés par le règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022¹⁶⁵ ;
- l'abaissement de l'indice de Wobbe minimum applicable à certains points d'interconnexion (virtuels) et la modification du processus d'allocation du gaz naturel par le gestionnaire de réseau de distribution¹⁶⁶.

• 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 GNL¹⁶⁷.

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'acostage 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 camions¹⁶⁸. 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 naturel¹⁶⁹ 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)¹⁷⁰.

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

162 Décision (B)2331 du 3 février 2022 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel modifiés.

163 Décision (B)2332 du 17 février 2022 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du contrat standard de raccordement - client final.

164 Décision (B)2419 du 16 juin 2022 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel.

165 Décision (B)2470 du 27 octobre 2022 sur la demande de la S.A. Fluxys Belgium d'approuver la proposition de modification du contrat standard de stockage, du glossaire de définitions, des annexes B, C1, C2, D1 et F du règlement d'accès au stockage et du programme de services pour le stockage.

166 Décision (B)2474 du 17 novembre 2022 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de services pour le transport de gaz naturel.

167 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.

168 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.

169 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.

170 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).

F. Les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement

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 2022¹⁷¹ et le règlement sur la réduction de la demande du 5 août 2022¹⁷². 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 2022¹⁷³ 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. Pour être complet, mentionnons également un quatrième règlement d'urgence (temporaire) daté du 22 décembre 2022¹⁷⁴ 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.

4.1.2.4. Les tarifs de réseau et les tarifs GNL

A. Le réseau de transport, le stockage et le GNL

a) Méthodologie tarifaire

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 tarifaire¹⁷⁵.

171 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.

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

173 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.

174 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.

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

4. Le marché du gaz naturel

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 période réglementaire 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 objectifs¹⁷⁶. Cette décision a été précédée d'une consultation publique.

b) Tarifs

■ Tarifs de transport

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

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 (voir également le point 2.8 du présent rapport). Le manque à gagner 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 €/MWh¹⁷⁷.

■ Tarifs du terminal GNL

Comme indiqué dans notre précédent rapport annuel d'activités, le 27 juin 2019, la CREG approuvait de nouveaux tarifs pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebruges pour la période 2020-2044.

■ 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 proposées¹⁷⁸.

c) Soldes

■ Fluxys Belgium

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.

176 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.

177 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.

178 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.

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 2022¹⁷⁹.

■ Fluxys LNG

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 2021¹⁸⁰.

■ Interconnector

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 2021¹⁸¹.

B. Les réseaux de distribution

Le lecteur est invité à se référer au point 3.1.3.5.B du présent rapport.

4.1.3. Les questions transfrontalières et l'intégration du marché

4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

Le règlement européen RTE-E révisé (UE) 2022/869 du 30 mai 2022¹⁸² 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 compte¹⁸³. 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 du 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.

179 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.

180 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.

181 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.

182 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.

183 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.

4. Le marché du gaz naturel

4.1.3.2. La cohérence du plan d'investissements du réseau de transport avec le plan de développement du réseau européen

Le lecteur est invité à se référer au point 4.4.2 du présent rapport.

4.1.3.3. L'intégration du marché

La Belgique et ses pays voisins représentent près de 60 % du marché européen du gaz naturel. Située au cœur des principaux corridors gaziers d'Europe du Nord-Ouest, la Belgique est impliquée dans un grand nombre d'échanges transfrontaliers de gaz naturel.

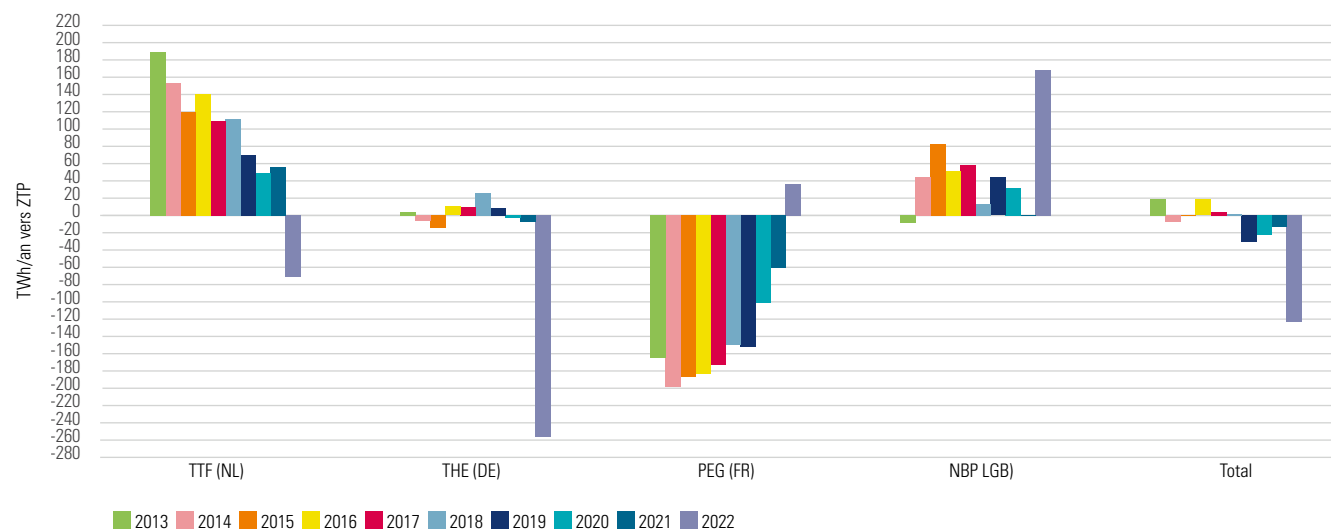
La guerre en Ukraine a entraîné un remaniement majeur des transactions transfrontalières, le gaz naturel en provenance de Russie étant largement remplacé par le gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL).

En 2022, les transactions nettes de gaz naturel en provenance du Royaume-Uni via la canalisation Interconnector vers Zeebruges se sont élevées à 168,2 TWh. En comparaison, le flux net de gaz naturel vers le Royaume-Uni était de 0,9 TWh en 2021. 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. Les transactions vers l'Allemagne constituent une alternative aux fournitures de gaz naturel russe pour le marché allemand. Les exportations vers l'Allemagne se sont élevées à 256,4 TWh, ce qui correspond à 1,6 fois la consommation totale de gaz naturel de la Belgique. 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. 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. 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 aux 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.

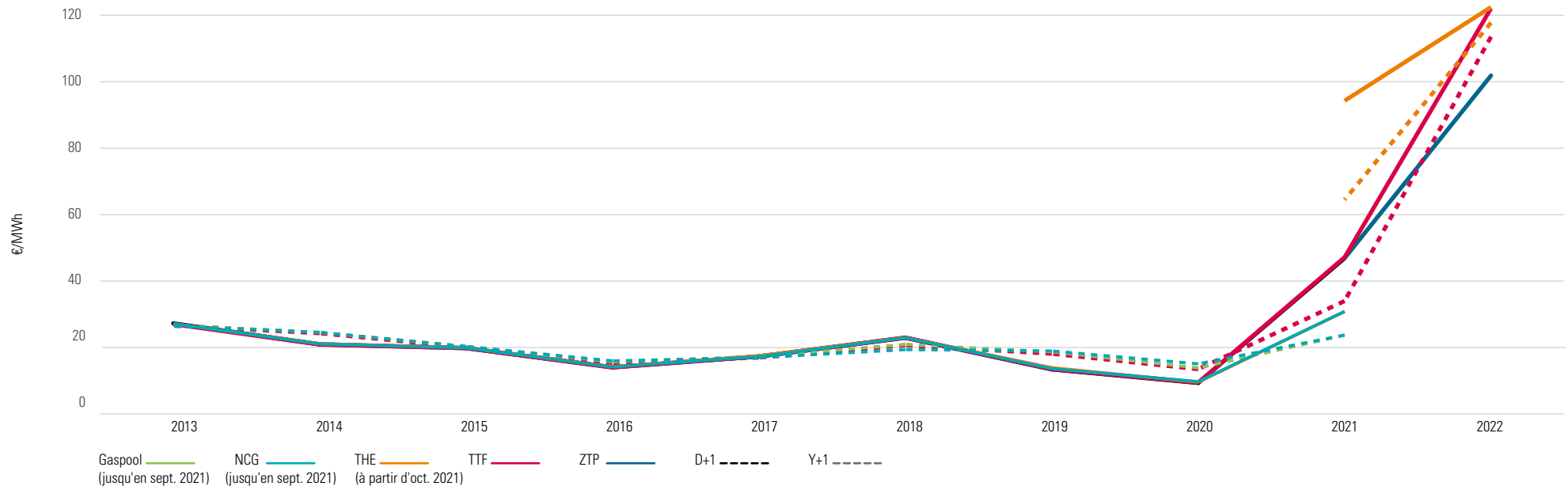
Les courbes de prix de la figure 17 rendent compte du prix moyen day-ahead annuel du gaz naturel (D+1) respectivement pour le marché Belux (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (NCG, Gaspool qui ont été unifiées en THE depuis le 1/10/2021)¹⁸⁴ (en €/MWh). Ces lignes coïncident presque. Cela indique qu'un échange de gaz naturel transfrontalier fluide est possible entre la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne, qui entraîne une convergence des prix. Les lignes pointillées illustrent le prix annuel moyen year-ahead du gaz (Y+1) pour les Pays-Bas et l'Allemagne. Compte tenu de la bonne convergence des prix sur le marché à court terme, le prix à long terme des Pays-Bas et de l'Allemagne peut également servir de référence pour le marché belge. Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a plus que doublé en 2022 dans les trois hubs de gaz naturel. Sur ZTP, le prix moyen du gaz naturel D+1 est passé de 46,9 €/MWh en 2021 à 101,9 €/MWh en 2022. Le

Figure 16 : Transactions nettes de gaz naturel entre le marché belge (Belux) de gaz naturel ZTP et les marchés frontaliers de 2013 à 2022 (gaz H et gaz L) (sources : CREG, données gasdata.fluxys.com)



184 La fusion des zones de marché du gaz allemandes Gaspool (GPL) et Netconnect Germany (NCG) en une nouvelle zone de marché unique, appelée Trading Hub Europe (THE), a eu lieu le 1^{er} octobre 2021. Par conséquent, les chiffres pour Gaspool et NCG pour 2021 ont été calculés sur une base de 9 mois (janvier à septembre) tandis que les chiffres pour THE ont été calculés sur une base de 3 mois (octobre à décembre).

Figure 17 : Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés day-ahead et year-ahead (sources : calculs CREG, sur la base de Gaspool, NCG, TTF, ZTP et TTF)



prix moyen du gaz sur le marché à long terme a augmenté encore plus fortement. Sur TTF, le prix moyen du gaz naturel Y+1 est passé de 34,0 €/MWh en 2021 à 113,5 €/MWh (x 3,3). Derrière ces prix moyens se cachent d'importantes fluctuations de prix (volatilité) qui reflètent les échanges mais aussi les incertitudes dans lesquelles le marché fonctionne. Le signal de prix qui en résulte est d'une valeur irremplaçable à la fois pour répartir efficacement la pénurie relative du gaz naturel, faire en sorte que les consommateurs fassent des choix efficaces en matière d'économies et d'investissements dans des solutions de remplacement et attirer de nouveaux flux d'énergie. Ce mécanisme de prix a continué à fonctionner pendant la crise du gaz naturel.

4.2. Concurrence

4.2.1. Le monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

• Fourniture de gaz naturel aux grands clients industriels

La CREG a réalisé une nouvelle étude relative à la fourniture de gaz naturel aux grands clients industriels en Belgique en 2021¹⁸⁵. 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

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

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.

• Prix du gaz pratiqués sur le marché belge en 2021

La CREG a analysé 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 2021¹⁸⁶.

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 de détail étaient inférieurs aux prix de la clientèle industrielle raccordée au réseau de transport. Ceci s'explique par le fait que 60 % des clients retail avaient un contrat 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.

• Autres études

Le lecteur est également invité à se référer au point 3.2.1 du présent rapport.

4.2.2. Le monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché

• REMIT

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.2.4 du présent rapport.

• La charte pour une fourniture efficace d'informations dans le cadre de la comparaison des prix pour l'électricité et le gaz

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.2.5 du présent rapport.

4.3. Protection des consommateurs

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3 du présent rapport.

4.4. Sécurité d'approvisionnement

4.4.1. Le monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

A. La demande de gaz naturel

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).

186 Étude (F)2503 du 22 décembre 2022 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2021.

Figure 18 : Répartition par segments d'utilisateurs de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2021 et 2022 (source : CREG)

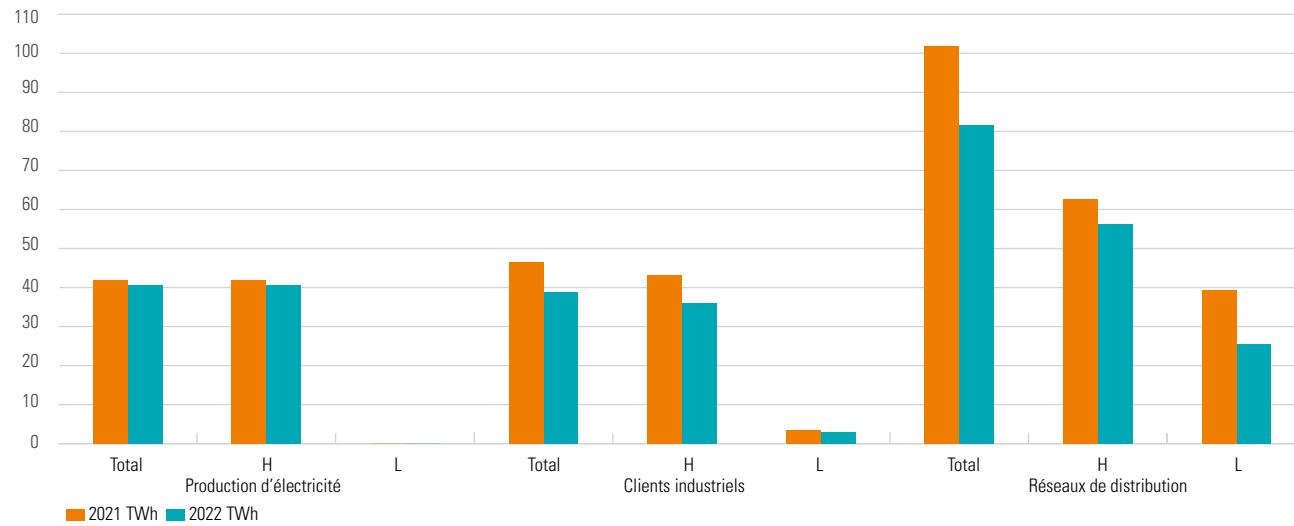
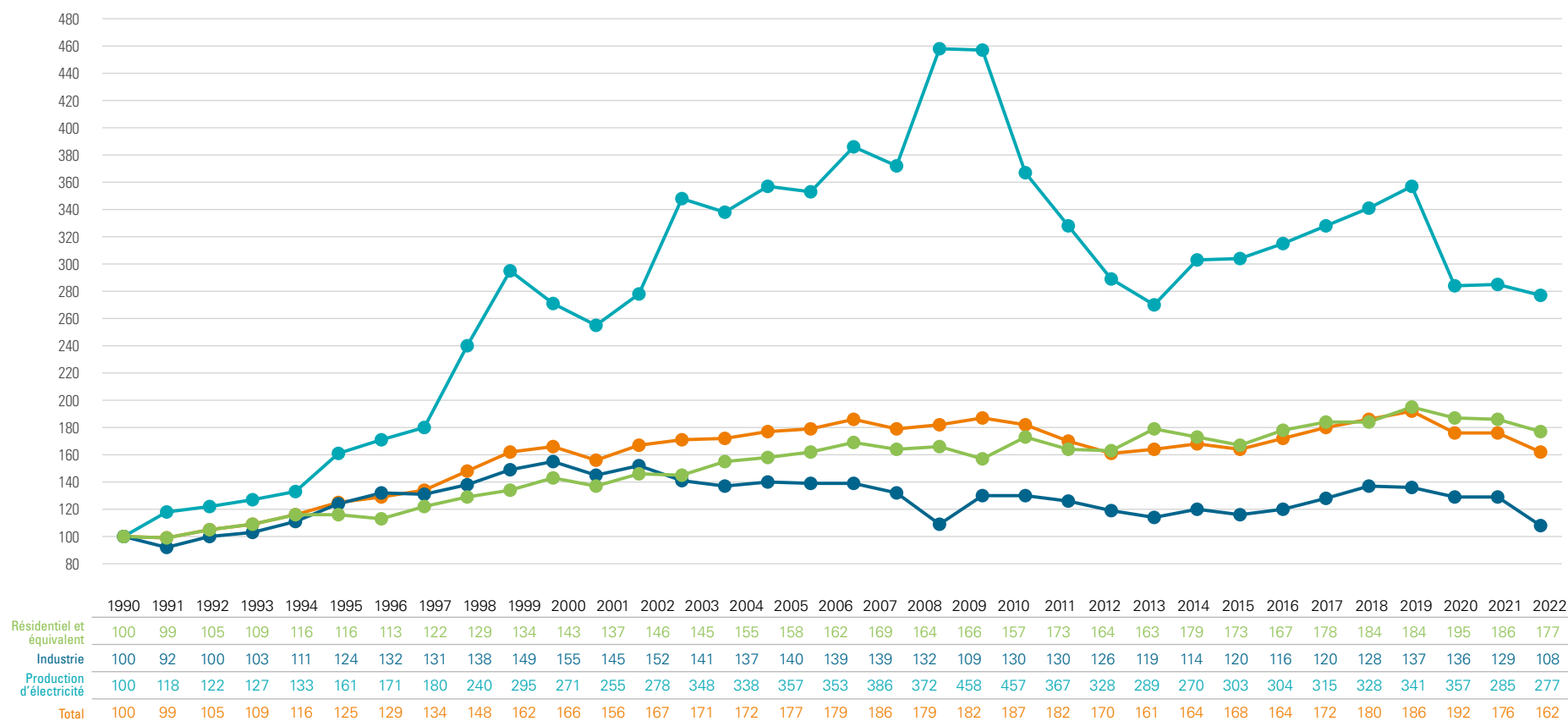


Tableau 11 : Répartition par segments d'utilisateurs de la demande belge de gaz naturel entre 2013 et 2022 (en TWh) (source : CREG)

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 %

4. Le marché du gaz naturel

Figure 19 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segments d'utilisateurs pendant la période 1990-2022 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (source : CREG)



B. L'approvisionnement en gaz naturel

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.

4. Le marché du gaz naturel

Figure 20 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2022 (source : calculs CREG, sur la base de données gasdata.fluxys.com)

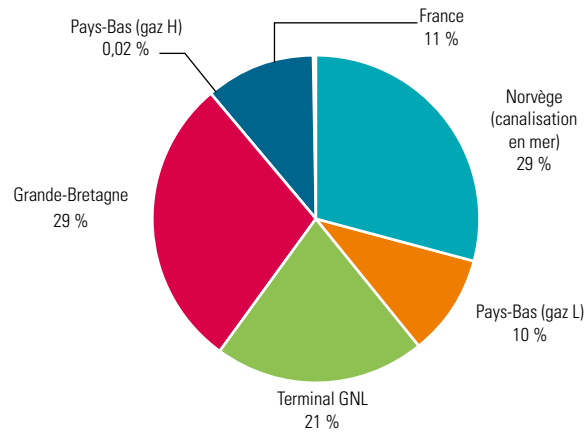


Figure 21 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2022 (source : données fournisseurs provisoires, consolidation CREG)

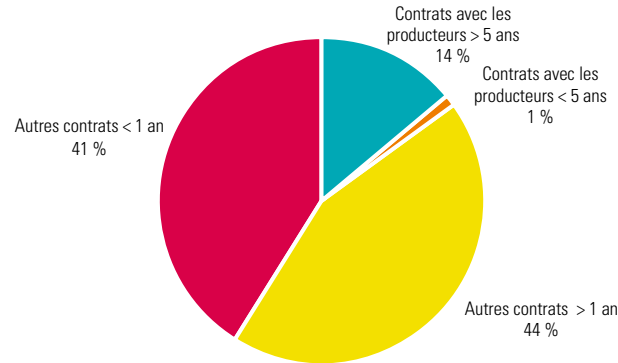


Figure 22 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2022 (source : données fournisseurs, consolidation CREG)

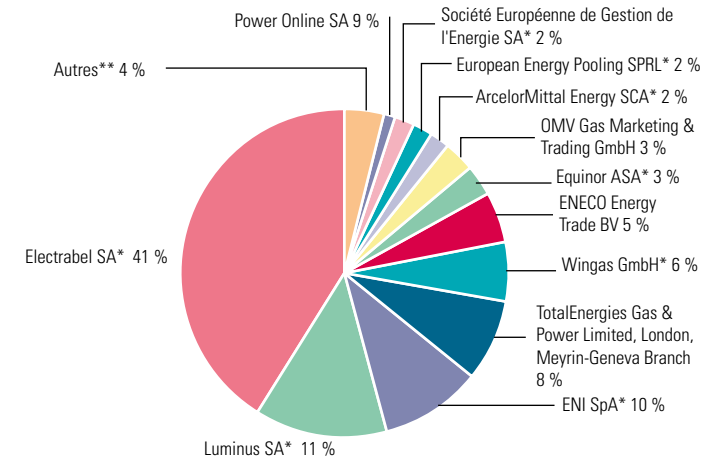
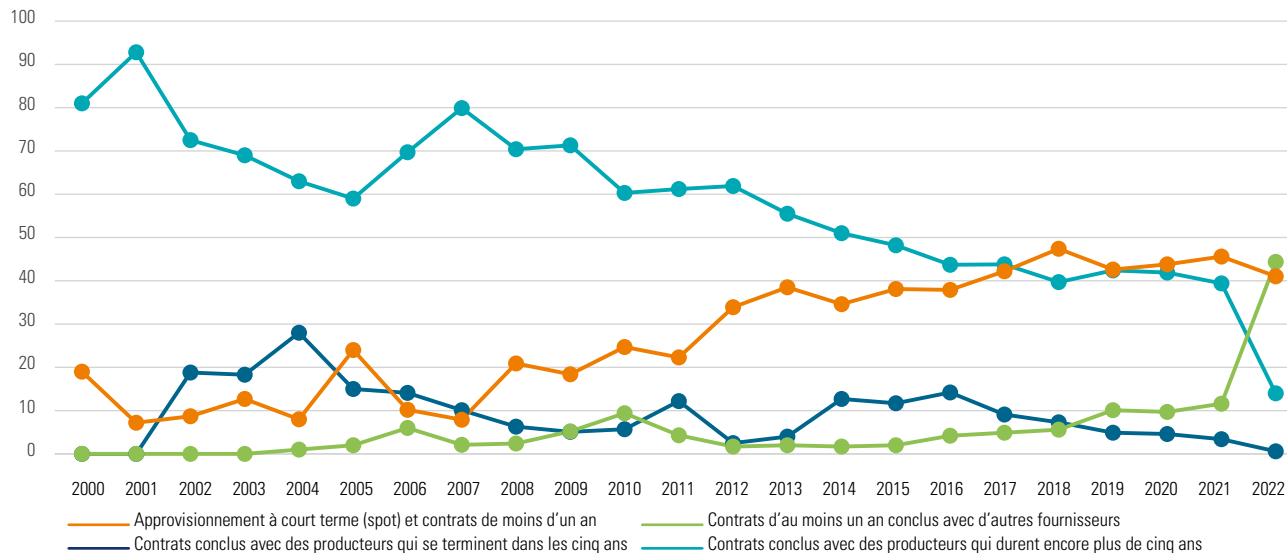


Figure 23 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2022 (parts en %) (source : données fournisseurs provisoires, consolidation CREG)



* Titulaires d'une autorisation fédérale de fourniture au cours de l'année 2022.

** Entreprises de fourniture actives sur le réseau de transport présentant chacune une part de marché inférieure à 1 % : Axpo Solutions AG, Belgian Eco Energy NV, Energy Global Handel B.V., Enovos Luxembourg S.A., GETEC Energie GmbH, Lampiris SA, Novatek Gas & Power GmbH, Power Online SA, Progress Energy Services, Scholt Energy Control NV, Société Européenne de Gestion de l'Énergie S.A., TotalEnergies Electricité et Gaz France et Uniper Global Commodities SE

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 naturel¹⁸⁷. 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.

187 Note (Z)2351 du 25 février 2022 sur l'approvisionnement en gaz naturel et sur la dépendance au gaz naturel de la Belgique.

4.4.2. Le contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport

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 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.

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'europpéen. Fluxys Belgium et la CREG analysent conjointement les possibilités d'utiliser de manière

optimale l'infrastructure de gaz naturel existante pour la transition énergétique.

4.4.3. Les prévisions 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 (voir le point 4.4.2 du présent rapport). 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.

4.4.4. La couverture des prélèvements de pointe

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.

Figure 24 : Répartition du prélèvement de pointe par segments d’utilisateurs en 2022 (source : CREG)

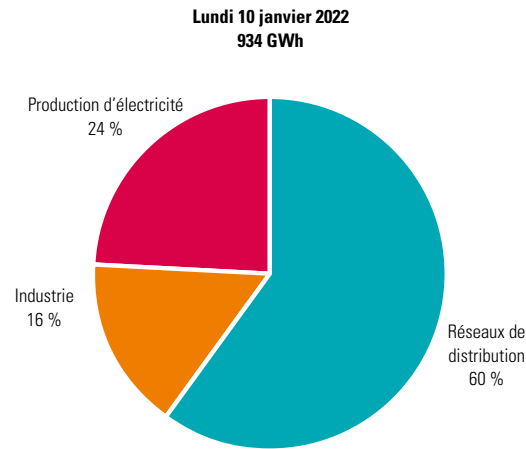
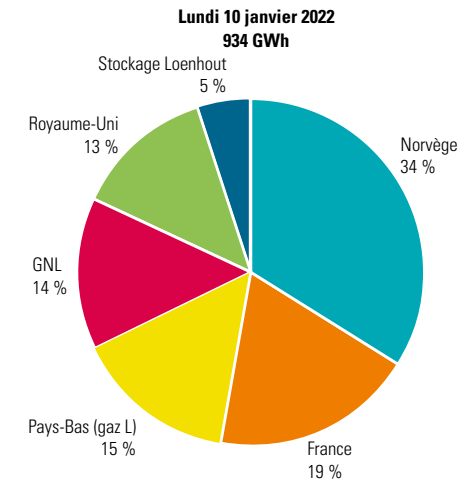


Figure 25 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2022 (source : calculs CREG, sur la base de données gasdata.fluxys.com)



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 Zeebrugge 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 Zeebrugge, 13 % via la Grande-Bretagne par l’Interconnector à Zeebrugge et 5 % du stockage souterrain de Loenhout.

5 La CREG





5.1. Le comité de direction et le personnel de la CREG

Le comité de direction assure la gestion opérationnelle de la CREG et accomplit tous les actes nécessaires ou utiles à l'exécution des missions qui lui sont confiées par la loi électricité et la loi gaz.

Il est présidé par monsieur Koen Locquet qui assure également la direction des affaires générales. Les deux autres directeurs sont monsieur Laurent Jacquet, directeur du contrôle des prix et des comptes, et monsieur Andreas Tirez, directeur du fonctionnement technique des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Au 31 décembre 2022, outre les trois membres du comité de direction, la CREG comptait 66 collaborateurs.

5.2. Le Conseil consultatif du gaz et de l'électricité

Le Conseil consultatif du gaz et de l'électricité est une instance d'avis et un forum de discussion, créé auprès de la CREG et du ministre fédéral de l'Énergie.

Il a pour missions, d'initiative ou à la demande du ministre, de définir des orientations pour l'application de la loi électricité et de la loi gaz et de leurs arrêtés d'exécution, de formuler un avis sur toute question qui lui est soumise par le comité de direction de la CREG et d'être un forum de discussion sur les objectifs et les stratégies de la politique énergétique.

Le Conseil consultatif s'est réuni huit fois en plénière en 2022. Sa présidence a été assurée par monsieur Peter Claes et sa vice-présidence par monsieur Mathieu Verjans¹⁸⁸.

La participation de la ministre fédérale de l'Énergie ou d'un représentant de la ministre a permis au Conseil consultatif d'orienter ses travaux sur les aspects les plus urgents et d'être tenu informé périodiquement des préoccupations gouvernementales en matière de gaz et d'électricité. Les questions posées par les membres à la ministre et à son représentant ont également permis d'informer ces derniers des préoccupations du Conseil consultatif.

Le Conseil consultatif a émis un avis en 2022, à savoir l'avis CC220922-076 « relatif à l'Hydrogène ». Le Conseil consultatif a également publié une étude qu'il a commanditée à la Flanders Business School portant sur la zone maritime Princesse Elisabeth.¹⁸⁹

Un nouvel arrêté royal relatif à la composition et au fonctionnement du Conseil consultatif a été publié au Moniteur belge du 7 mars 2022 et un arrêté ministériel du 16 mai 2022 a nommé ses membres¹⁹⁰.

5.3. La note de politique générale, le rapport annuel d'activités et le rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG

Conformément à la loi électricité, la CREG a établi, le 20 octobre 2022, sa note de politique générale pour l'année 2023¹⁹¹. La note de politique générale étaye les objectifs qui seront poursuivis par la CREG au cours de l'année 2023 dans le respect de ses tâches légales et dans le cadre des orientations stratégiques en matière d'énergie élaborées par le parlement fédéral et le gouvernement fédéral. Chaque objectif spécifique poursuivi est détaillé, ainsi que les activités qui en découlent pour l'année 2023, avec une liste de livrables mentionnant un délai indicatif de réalisation.

La note de politique générale accompagne le projet de budget de la CREG pour l'année 2023. Tous deux ont été transmis au président de la Chambre des représentants et au président de la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat (ci-après, la commission Énergie) et présentés lors d'une audition de la CREG devant ladite commission le 29 novembre 2022.

Un rapport comparatif¹⁹² a également été établi entre les objectifs formulés dans la note de politique générale pour l'année 2021 et leur réalisation effective en 2021. Ce rapport a été transmis, accompagné du rapport annuel d'activités 2021 de la CREG, le 29 avril 2022 à la ministre fédérale de l'Énergie, au président de la Chambre des représentants et aux membres effectifs de la commission Énergie. Dans sa note de politique générale pour l'année 2021, la CREG avait identifié 14 thèmes dont les multiples objectifs devaient être atteints au travers de

¹⁸⁸ La liste complète des membres du Conseil consultatif est disponible sur le site web de la CREG.

¹⁸⁹ L'avis et l'étude sont disponibles sur <http://www.creg.info/AR-CC/fr/publications.html>

¹⁹⁰ Arrêté ministériel du 16 mai 2022 portant nomination des membres auprès du Conseil consultatif du gaz et de l'électricité (Moniteur belge du 13 juin 2022).

¹⁹¹ Note (Z)2437 de politique générale pour l'année 2023, 20 octobre 2022.

¹⁹² Rapport comparatif (Z)2353 des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2021, 21 avril 2022.

différents livrables. Le rapport comparatif indique pour chaque action le degré de réalisation atteint et mentionne une justification en cas de réalisation partielle ou de non-réalisation. Il constitue une annexe du rapport annuel de la CREG.

5.4. Le traitement des questions et plaintes

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 le plus fréquemment en ce qui concerne les prix de l'énergie.

5.5. Le développement durable au sein de la CREG

Pour ancrer durablement ses actions dans le contexte de la transition énergétique, la CREG a mené une réflexion interne sur les objectifs de développement durable (ci-après dénommés « ODD »).

En 2020, elle a créé en son sein un groupe de travail sur le développement durable en vue de développer une politique de durabilité systématique.

Au début de cet exercice, ce groupe de travail, appuyé par l'ensemble du personnel, a, par le biais d'une série d'ateliers interactifs, identifié les ODD les plus pertinents pour la CREG.

Un ODD principal, quatre ODD centraux et deux objectifs transversaux connexes ont ainsi été sélectionnés :

- ODD 7 : Énergie propre et d'un coût abordable (ODD principal)
- ODD 13 : Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques
- ODD 9 : Industrie, innovation et infrastructure
- ODD 12 : Consommation et production responsables
- ODD 1 : Pas de pauvreté
- ODD 16 : Paix, justice et institutions efficaces (transversal)
- ODD 17 : Partenariat pour la réalisation des objectifs (transversal)

La question de l'ODD qui pourrait avoir le plus grand impact sur (le travail de) la CREG a été décisive à cet égard.

L'objectif final est d'intégrer progressivement ces ODD, tout en les développant, dans le fonctionnement de la CREG (à un niveau interne et opérationnel) et dans l'exécution de ses

tâches et activités à un niveau plus stratégique. À cette fin, un nouveau volet sur la durabilité a été intégré mi-2022 dans le document d'aperçu du dossier attaché à chaque point soumis au comité de direction.

Le groupe de travail a également entamé l'exécution du premier plan de développement durable (rédigé et approuvé par le comité de direction en 2021). Celui-ci comprend un certain nombre d'objectifs stratégiques de développement durable (SDD) et une voie pour le développement et l'intégration de ces objectifs tant dans le fonctionnement opérationnel interne que dans la politique stratégique de la CREG.

En matière de collaboration, en 2022, la CREG a notamment participé aux rencontres « Climate Tables Energy » organisées par le SPF Environnement et la DG Énergie dans le cadre de la mise à jour du National Energy and Climate Plan 2021-2030. Elle a aussi contribué activement à la mise à jour du NECP 2021-2023.

En 2022, la CREG a également collaboré à une consultation sur le « développement durable énergie » menée pour la ministre de l'Énergie dans le but d'identifier les thèmes de durabilité sur lesquels la ministre de l'Énergie devra se concentrer dans les années à venir. Il s'agit de mettre en œuvre la décision du Conseil des ministres d'intégrer les objectifs de développement durable dans les notes de politique générale des ministres sur la base de matrices de durabilité. Dans ce cadre, la CREG a été désignée par la ministre comme l'une des parties prenantes prioritaires pour cet exercice.

Enfin, le groupe de travail a également développé une série de communications internes dans le domaine de l'éducation et la sensibilisation afin de familiariser davantage et de manière dynamique le personnel de la CREG avec l'Agenda 2030, les ODD et les SDD de la CREG (mise en œuvre de l'étape 1 du SDG Compass).

5.6. Les présentations données par la CREG

Tableau 12 : Aperçu des présentations données par les membres de la CREG en 2022

POUVOIR ORGANISATEUR	ÉVÉNEMENT	TITRE DE LA PRÉSENTATION	DATE
Conseil consultatif - Adviesraad	GT ad-hoc Energy Crisis Ad-hoc werkgroep Energy Crisis	La gestion des prix de l'énergie : les conséquences pour les ménages et les entreprises Beheer van de energieprijzen: gevolgen voor de huishoudens en de ondernemingen	12/01
		Update European Gasmarket and impact on Gas and electricity price	12/01
CREG	Beweging.academie vzw	De stijgende energieprijzen	17/01
CEER	GA	Energy price developments	20/01
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés gaz et électricité WG marktwerking gas en elektriciteit	Étude (F)2307 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2020	24/01
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés gaz et électricité WG marktwerking gas en elektriciteit	Étude 2285 sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2020	24/01
		Scarcity pricing: an introduction & incentives	24/01
SPF FOD Économie	Stakeholder Conference Belgian Offshore energy from and for everyone	Study on the eligibility and award criteria to be recommended and the financial conditions for the competitive tendering procedure for the Princess Elisabeth Area	28/01
FORBEG	Fournisseurs sur le marché - Leveranciers op de markt	Update Gas Market	14/02
ACER	EFM Policy paper meeting	Electricity Forward market - CREG suggestions	21/02
	Rencontre du RWADE, de la FDSS et d'IGE	Étude relative à la hausse des prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique	22/02
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés gaz et électricité WG marktwerking gas en elektriciteit	Note (Z)2328 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2021 Nota (Z)2328 over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2021	23/02
ELIA	Energy Management Strategy workshop (EMS)	Accepted market practices according to REMIT	24/02
Chambre - Kamer	Audition - Hoorzitting	Proposition de la CREG sur la capacité à acheter et le prix (courbe de demande) et avis de la CREG sur les paramètres d'enchère (facteurs de réduction, IPC...) CREG-voorstel over aan te kopen capaciteit en prijs (vraagcurve) en CREG-advies over veilingparameters (reductiefactoren, IPC,...)	09/03
Chambre - Kamer	Audition - Hoorzitting	La tarification sur le marché de l'énergie De prijsvorming in de energiemarkt	15/03
C.P.A.S.	Journée Inter-C.P.A.S.	Comprendre la crise énergétique actuelle et ses enjeux pour l'avenir	15/03
Conseil consultatif - Adviesraad	GT énergie renouvelable WG hernieuwbare energie	Avis sur le Modular offshore Grid phase 2 : projet d'extension du réseau de transport en mer	16/03
ODE	O(DE)Nmoetingen (maandelijkse webinar)	Extreme prijzen in day-aheadmarkten: observaties, theorie en analyse	18/03
ABC/BMA	GT windfall profits	Étude sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité	21/03
FORBEG	Leveranciers op de markt - Fournisseurs sur le marché	Gasmarkt stand van zaken	22/03

POUVOIR ORGANISATEUR	ÉVÉNEMENT	TITRE DE LA PRÉSENTATION	DATE
Conseil consultatif - Adviesraad	GT composants des prix WG prijzencomponenten	Quatrième rapport de monitoring de l'extension des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux BIM Vierde monitoringverslag over de uitbreiding van de sociale tarieven elektriciteit en aardgas naar BVT	29/03
Core TSOs	Core consultative group	Observation on the Core DA FB MC Interpretation of the parallel run results	29/03
Conseil consultatif - Adviesraad	GT composants des prix et fonctionnement marchés gaz et électricité WG prijzencomponenten & marktwerking gas en elektriciteit	Étude (F)2336 sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité Studie (F)2336 over de gevolgen van de aanhoudende hoge groothandelsmarktprijzen voor gas en elektriciteit	29/03
ACV/CNE	Comprendre la crise énergétique actuelle	Comprendre la crise énergétique actuelle	31/03
ELIA	WG EMD & SO (Electricity Market Design & System Operations).	70% MACZT COMPLIANCE REPORT - 2021	31/03
ELIA	Belgian Grid	CREG Gedragscode - Elektriciteit: Stand van zaken	01/04
SRBE-KBVE	New Concepts for Electricity Pricing	Fundamental principles - Wholesale electricity price and scarcity pricing	01/04
CPCP	Énergie, climat et précarité : un cocktail explosif ?	Les mécanismes européens de fixation des prix	19/04
IKW	Note 2351 - Nota 2351	Approvisionnement en gaz naturel et dépendance au gaz naturel de la Belgique Aardgasbevoorrading en aardgasafhankelijkheid van België	21/04
IKW	IKW Énergie	Réponses de la CREG aux questions complémentaires de la ministre de l'Énergie sur l'étude relative à la persistance de prix élevés sur le marché de gros du gaz et de l'électricité Antwoorden van de CREG op de bijkomende vragen van de minister van Energie over de studie over gevolgen van de aanhoudende hoge groothandelsmarktprijzen van gas en elektriciteit	26/04
CREG	Workshop on scarcity pricing	Wholesale electricity price and scarcity pricing	29/04
		Scarcity pricing mechanism : legal issues	29/04
		Description and Justification of the Design	29/04
Umons	Séminaire UMONS Energy Markets - édition 2022	Electricity and gas markets in Belgium: important issues regarding prices and regulation	06/05
Chambre - Kamer	Audition - Hoorzitting	Presentation and walk-through of the ACER final assessment of the EU Electricity Market Design	10/05
CWAPE	Colloque à l'occasion des 20 ans de la régulation du secteur en Wallonie	Le principe d'indépendance du régulateur : pierre angulaire de la régulation des marchés	17/05
Chambre - Kamer	Audition - Hoorzitting	Avis de la CREG sur la proposition de loi du PVDA-PTB instituant une taxe spéciale sur les surprofits dans le secteur de l'énergie Advies van de CREG over het wetsvoorstel van de PVDA-PTB tot instelling van een bijzondere overwinstentaks in de energiesector	24/05
Commission d'accompagnement Service de lutte contre la pauvreté - Begeleidingscommissie Steunpunt tot bestrijding van armoede		Les tarifs sociaux et les prix de l'énergie	09/06
École des Mines de Paris	Tarifs sociaux en pratique : cas de la Belgique	Les tarifs sociaux - cas de la Belgique	10/06
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés électricité WG marktwerking elektriciteit	Study (F) 2355 on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market - Monitoring report 2021	14/06
ELIA	Belgian Grid	CREG Code de bonne conduite - Électricité : Projet de décision et consultation publique CREG Gedragscode - Elektriciteit: Ontwerpbeslissing en openbare raadpleging -	23/06

5. La CREG

POUVOIR ORGANISATEUR	ÉVÉNEMENT	TITRE DE LA PRÉSENTATION	DATE
CREG	WG FEBEG	Work in progress gas market	05/07
Cabinet Van der Straeten	IKW Énergie	Étude sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité	06/09
		Avis (A) 2424 relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels	06/09
Kabinet Van der Straeten	Werkvergadering	Winterplan 2022-2023: 250MW reservecapaciteit voor netevenwicht	13/09
Chambre - Kamer	Audition - Hoorzitting	Étude sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité Studie over de gevolgen van de aanhoudende hoge groothandels-marktprijzen voor gas en elektriciteit	13/09
EC -DG ENER	Energy Platform Task Force - Workshop with Member States	What should be the role of the Joint Purchase Mechanism for Gas ?	16/09
CREG	Séance d'information aux fournisseurs de chaleur Informatiesessie voor warmteleveranciers	Tarif social chaleur : remboursement des créances via la CREG Sociaal tarief warmte: terugbetaling van vorderingen via de CREG	19/09
CEER	CEER specialised training on electricity market design and renewables	Analysis of the Core Day-Ahead Flow-Based Market Coupling Project's go-live	22/09
		General introduction to the training	22/09
		Fundamental principles of electricity market design	22/09
		Incentives in balancing electricity markets	23/09
Kabinet Van der Straeten	IKW Énergie	Advies 2394 over een premiesysteem voor de toepassing van het sociaal tarief bij onuitvoerbare gevallen (collectieve verwarmingsketels buiten een sociale woning)	04/10
KUL	Guest course	Organisatie van elektriciteitsmarkten en marktkoppeling in een Europese context	10/10
Febeliec	Febeliec Energy Forum	High energy prices & energy market design – a regulator's view	12/10
ELIA	WG EMD & SO	Analysis of the Core Flow-Based Market Coupling Project's go-live	14/10
ACER	Core NRA meeting	CREG's study on the Core DA FBMC and the impact of validation adjustments and allocation constraints	18/10
ACER	Future Policy TF	Alternative Hub definition	24/10
Conseil consultatif - Adviesraad	WG SOS - GT SOS	Low Carbon Tender : de nood, invloed van de low carbon vereiste op de markt en compatibiliteit met EU-kader - Enchère bas carbone : nécessité, impact de l'exigence bas carbone sur le marché et compatibilité avec cadre européen	23/11
Chambre - Kamer	Audition - Hoorzitting	Budget - Note politique générale 2023 Begroting - Algemene beleidsnota 2023	29/11
ACER	Core NRA meeting	CREG analysis over 2nd amendment van de Core Intraday Capacity Calculation Methodology	19/12
		CRE & CREG's observations on the functioning of the Core FBMC and recent capacity reductions	20/12

5.7. La CREG et les autres instances

5.7.1. La CREG et la Commission européenne

La nouvelle réalité géopolitique et les turbulences sur les marchés de l'énergie, comme les prix élevés de l'énergie et la réorganisation nécessaire de l'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe, ont amené en 2022 les institutions européennes à développer une toute nouvelle dynamique pour faire face à cette situation.

La Commission européenne a fait un premier pas dans cette direction le 8 mars 2022 en appelant à une action européenne conjointe en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable dans le plan REPowerEU¹⁹³. Suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, il a été proposé que l'Europe devienne indépendante des combustibles fossiles russes bien avant 2030, en commençant par le gaz naturel. L'Europe est confrontée à une hausse des prix de l'énergie depuis plusieurs mois, mais la situation s'aggrave en raison de la guerre.

La Commission européenne s'appuie sur la panoplie d'instruments pour la communication sur les prix de l'énergie d'octobre 2021¹⁹⁴, qui aide les États membres à atténuer l'impact des prix élevés sur les consommateurs vulnérables. Cette panoplie d'instruments reste un cadre important pour les mesures nationales, confirmant que les prix peuvent être régulés dans des circonstances exceptionnelles. Toutefois, des lignes directrices supplémentaires précisent également comment les États membres peuvent redistribuer aux consommateurs les revenus provenant de bénéfices élevés réalisés dans le secteur de l'énergie et des échanges de quotas d'émission.

La panoplie d'instruments pour les prix de l'énergie de la Commission d'octobre 2021 a aidé citoyens et entreprises à faire face aux prix élevés de l'énergie ces derniers mois. Vingt-cinq

États membres, dont la Belgique, ont ainsi pris des mesures qui réduisent déjà les factures d'énergie d'environ 70 millions de ménages et de plusieurs millions de micro, petites et moyennes entreprises.

En outre, la Commission européenne annonce étudier toutes les possibilités de mesures d'urgence, telles que des limites de prix temporaires, afin d'empêcher les prix du gaz d'influencer les prix de l'électricité. Elle évaluera également les options permettant d'optimiser la conception du marché de l'électricité, en tenant compte du rapport final de l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) sur les avantages et les inconvénients de mécanismes de fixation des prix alternatifs pour maintenir l'électricité à un prix abordable sans perturber l'approvisionnement et la poursuite des investissements dans la transition verte.

Cela a finalement abouti à certains règlements du Conseil européen au second semestre de 2022, qui étaient ciblés et prévus comme des mesures d'urgence, uniquement pour une durée limitée. Ces mesures sont à l'origine de certaines tâches supplémentaires pour la CREG, telles que :

- l'examen d'une certification supplémentaire pour Fluxys Belgium SA en tant que gestionnaire de réseau de stockage¹⁹⁵ afin de réduire les risques d'influence de tiers, et
- l'application d'un plafond sur les revenus du marché des produits énergétiques (électricité)¹⁹⁶ afin de restituer aux consommateurs les revenus excédentaires en plus du coût marginal.

Après l'invasion de l'Ukraine, les arguments en faveur d'une transition rapide vers les énergies propres n'ont jamais été aussi forts et clairs. Cette transition doit s'accélérer de manière drastique pour rendre l'Europe plus indépendante énergétiquement des fournisseurs peu fiables et des combustibles

fossiles volatils. Bien que les travaux visant à atteindre les objectifs du Green Deal européen publié en novembre 2019 aient moins occupé le devant de la scène en 2022, ces objectifs restent toujours valables. La mise en place d'un marché compétitif, durable et sûr reste donc, plus que jamais, la stratégie que l'Europe privilégie.

Dans ce cadre, la CREG a rempli son rôle de conseil en 2022 en assistant le gouvernement fédéral lors de différentes réunions sous la présidence de la Commission européenne. Il s'agissait de réunions « cross border » du comité gaz et du comité électricité visant à contrôler et à approuver les modifications apportées aux codes de réseau, de réunions du Gas Coordination Group sur la sécurité d'approvisionnement et le développement des infrastructures gazières dans l'intérêt de l'Europe et de réunions de l'Electricity Coordination Group sur la sécurité et l'adéquation de l'approvisionnement en électricité, le développement des interconnexions électriques et la cybersécurité.

La CREG a également suivi les travaux de la North Seas Energy Cooperation (NSEC) de la Commission européenne et des pays concernés de la mer du Nord. Plus précisément, la CREG, en collaboration avec la direction générale Énergie, a participé activement aux travaux de deux groupes de travail spécifiques qui font partie de la nouvelle structure NSEC : le Support Group 1 « Hybrid and joint projects » et le Support Group 4 « Delivering 2050 ». Ce dernier se concentre sur les « Challenges ahead to 2050 » qui comprennent des idées visionnaires telles que les concepts « hub-and-spoke », le « power-to-x » et d'autres technologies offshore potentielles.

Dans le cadre de ces activités, la CREG a également participé activement aux forums présidés par la Commission européenne, tels que le European Gas Regulatory Forum, le European Electricity Regulatory Forum, le Citizens' Energy

¹⁹³ [Action européenne conjointe en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable \(europa.eu\)](#).

¹⁹⁴ [EUR-Lex - 52021DC0660 - FR - EUR-Lex \(europa.eu\)](#).

¹⁹⁵ [Stockages de gaz \(europa.eu\)](#).

¹⁹⁶ [EUR-Lex - 32022R1854 - FR - EUR-Lex \(europa.eu\)](#).

Forum et l'Energy Infrastructure Forum (voir les points 5.7.4 à 5.7.7 ci-dessous).

La CREG a par ailleurs transmis le rapport national de la Belgique pour l'année 2021 à la Commission européenne et à l'ACER. Ce rapport a été élaboré en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG) et le Service fédéral de médiation de l'Énergie. Il comprend les mesures prises et les résultats obtenus pour chacune des missions légales de ces organismes.

Enfin, la CREG, en concertation avec les régulateurs régionaux le cas échéant, a participé à un certain nombre de consultations et de rapports d'instances européennes, dans le cadre de l'harmonisation et de l'intégration du marché européen du gaz et de l'électricité. En 2022, ils portaient sur les thèmes suivants (titres originaux) : *DG ENER survey on the allocation of costs and benefits for offshore infrastructure in EU sea basins*, *DG ENER online survey on NRA independence* et *DG ENER survey on energy storage*.

5.7.2. La CREG au sein de l'ACER

L'ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) a été instaurée par le troisième paquet énergie afin d'encourager l'achèvement du marché intérieur de l'énergie, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel.

Les trois objectifs qu'elle a formulés sur la base de la législation élaborée concernent :

- un marché intégré plus concurrentiel offrant davantage de choix aux consommateurs,
- une infrastructure énergétique efficace grâce à laquelle la libre circulation d'énergie et l'accès aux nouvelles sources d'énergie sont garantis au-delà des frontières, améliorant

ainsi la sécurité d'approvisionnement des entreprises et des consommateurs de l'Union européenne, et

- un marché de l'énergie contrôlé et transparent sur lequel les consommateurs ont la garantie d'obtenir des prix honnêtes et reflétant les coûts, et sur lequel les abus sont évités.

En 2022, l'ACER a mené des activités pour chacun de ces objectifs, en fonction des défis qui se sont présentés sur le marché de l'énergie. L'ACER consacre toujours une grande partie de ses ressources, via le suivi des codes de réseau et lignes directrices, à la mise en œuvre du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » (CEP), publié le 14 juin 2019. Ces travaux ont été complétés au fil des ans par de nouvelles tâches, telles que le Green Deal approuvé par les instances européennes à la fin de 2021 et les objectifs de la politique énergétique neutre en carbone.

Si l'ACER continue de se concentrer sur son mandat légal, elle exerce également pour les instances européennes son rôle consultatif en tant qu'agence européenne sur le fonctionnement des marchés de l'énergie. Depuis que les prix de l'énergie en Europe ont atteint des niveaux sans précédent à la mi-2021, l'ACER, en collaboration avec les régulateurs nationaux de l'énergie, a commencé à évaluer les principaux moteurs, la dynamique et les perspectives futures des prix de l'énergie en Europe, ainsi que leur impact potentiel sur les marchés de gros et les consommateurs européens. Une évaluation intermédiaire publiée en novembre 2021 a été approfondie en avril 2022 dans une *final assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*¹⁹⁷.

Dans cette dernière publication, l'ACER confirme que la crise énergétique, qui a finalement frappé toute l'année 2022, est essentiellement due à un choc sur les prix du gaz, avec des conséquences sur les prix de l'électricité. À cet égard, l'ACER estime que la conception actuelle du marché de l'électricité n'est pas à blâmer pour la crise actuelle. Au contraire, selon

l'ACER, les règles de marché existantes, grâce aux liens créés entre les marchés de l'énergie au sein de l'Union européenne, ont dans une certaine mesure contribué à atténuer la crise actuelle. Néanmoins, l'ACER identifie 13 mesures différentes pour assurer l'avenir de la conception actuelle du marché de l'électricité. Elle jette ainsi les bases pour que la Commission européenne lance un processus d'ajustement du design du marché de l'électricité d'ici la fin de 2022.

De même, l'ACER a fourni à la Commission européenne des informations précises sur la situation du stockage du gaz naturel dans les États membres de l'UE¹⁹⁸, sur la base des informations fournies par la CREG et les autres régulateurs nationaux de l'énergie. Cette information s'inscrivait dans un contexte de vigilance accrue face à une éventuelle perturbation de l'approvisionnement en gaz naturel et a conduit les dirigeants de l'UE à décider, en août 2022, de réapprovisionner les installations de stockage européennes pour l'hiver 2022-2023.

■ Gas Working Group

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.

Les différentes task forces de l'ACER GWG ont travaillé sur d'autres rapports tels que par exemple le « 9th Annual Report on Contractual Congestion at Interconnection Points ».

197 [ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.pdf \(europa.eu\)](#), 29 avril 2022.

198 [ACER Report on Gas Storage Regulation and Indicators.pdf \(europa.eu\)](#), 7 avril 2022.

Une grande partie du travail de ces task forces a porté sur le traitement des questions soulevées par les acteurs du marché sur la plateforme de transparence FUNC. Cette plateforme a été mise en place pour fournir davantage de clarifications sur les codes de réseau européens mais aussi, notamment, pour créer une plus grande flexibilité en matière de la réservation de la capacité de transport ferme aux points d'interconnexion.

Enfin, l'ACER GWG, en coopération avec le CEER GWG, a approuvé la publication de référence sur la surveillance des marchés de gros du gaz naturel et des gaz décarbonisés.

■ *Electricity Working Group*

L'EWG de l'ACER se compose des task forces (TF) suivantes :

- la CACM TF : veille à l'introduction du code de réseau CACM (Capacity Allocation and Congestion Management)
- la FPTF : chargée de l'élaboration des futures règles (Future Policy) du marché de l'électricité
- la FCA TF : chargée de la mise en œuvre du code de réseau FCA (Forward Capacity Allocation) relatif à l'allocation de capacité de transport à long terme
- la EB TF (Electricity Balancing) : chargée des questions liées à l'équilibre de la zone de réglage
- l'INF TF : chargée des questions liées au développement du réseau et du plan décennal d'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
- la SOGC TF (System Operation and Grid Connection) : chargée des questions liées à l'exploitation des réseaux et au raccordement au réseau
- l'Adequacy & CRMs TF : chargée de l'implémentation des méthodologies liées à l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources et l'introduction nationale éventuelle d'un mécanisme de capacité

La CREG a codirigé en 2022 les task forces CACM, FCA et EB.

L'EWG de l'ACER a concentré ses activités sur la mise en œuvre des règlements européens CACM, FCA, SO et EB, ce

qui a nécessité un grand nombre de décisions coordonnées au niveau européen ou régional (la CREG, en tant qu'autorité de régulation d'Elia, fait partie des groupements régionaux des autorités de régulation de la région de calcul de capacité Core). Ces décisions coordonnées exigent un travail considérable et suivent un processus très formel décrit dans les règlements européens et dans les règles de fonctionnement des groupements respectifs. Ces décisions sont exposées au point 3.1.4.3 du présent rapport.

L'ACER EWG a également joué un rôle de coordination dans la rédaction du rapport annuel de surveillance du marché de l'ACER et dans la préparation de la mise en œuvre du Clean Energy Package, par exemple les modalités de la mise en œuvre de la règle des 70 % de la capacité offerte pour les échanges commerciaux entre zones. En outre, la CREG a joué un rôle important au sein de l'EWG dans la réalisation d'un document de positionnement commun du CEER et de l'ACER sur l'identification des améliorations à apporter aux marchés européens (transfrontaliers) de l'électricité à long terme.

Enfin, l'ACER EWG a assuré un rôle de coordination entre les autorités de régulation participantes, notamment dans la révision des procédures d'approbation relatives à différentes directives (CACM, FCA, EB et SO), dans la révision prévue du règlement CACM (CACM 2.0) et dans le développement de positions coordonnées au sujet de consultations de la Commission européenne tel que celui sur la révision éventuelle du marché intérieur de l'électricité.

■ *ACER REMIT Committee*

En 2022, les activités du groupe de travail se sont focalisées sur différentes thématiques : la surveillance des marchés dans un contexte de prix élevés de l'énergie, la coordination par l'ACER des cas REMIT et la révision de REMIT suite aux nouveaux développements des marchés de l'énergie.

Une consolidation du MMoU existant entre les régulateurs et l'ACER a été approuvée. Elle permettra entre autres de

partager les informations avec les régulateurs financiers et les régulateurs de la concurrence.

De nombreux travaux ont été menés suite à la demande de la Commission européenne d'analyser la hausse des prix de l'énergie. Différentes discussions ont eu lieu sur ce sujet dans le groupe de travail afin de relater les problèmes dans les différents États membres et d'en mesurer l'impact sur les cas d'abus de marché.

De plus, l'ACER a fait un sondage auprès des régulateurs sur les tâches qui lui incombent, d'une part au niveau de la coordination des cas par rapport aux outils mis à disposition et à la communication avec les régulateurs et, d'autre part, au niveau de la surveillance des marchés de l'énergie. Des discussions ont ensuite eu lieu afin d'améliorer les points d'attention (ex : réactivité de l'ACER, meilleure communication des régulateurs sur les cas...).

Le dernier point discuté concerne la révision de REMIT face au changement de la réalité du marché de l'énergie et les adaptations réalisées dans les réglementations financières suite à la hausse des prix de l'énergie. Cette discussion se poursuivra en 2023.

■ *Legal Experts Network*

Le Legal Experts Network (LEN), créé au sein de l'ACER en décembre 2017, est un réseau constitué d'experts juridiques de l'ACER et des régulateurs nationaux, dont la CREG. L'objectif du LEN est de fournir à l'ACER, au BoR et aux groupes de travail de l'ACER un soutien et des avis spécialisés sur des questions de nature technico-juridique. Il n'y a pas eu d'activités au sein du groupe en 2022.

■ *Questionnaires*

La CREG a participé activement à la rédaction des questionnaires suivants de l'ACER et y a répondu dans le cadre de

l'harmonisation et de l'intégration des marchés européens de l'électricité et du gaz :

1. *Questionnaires Transmission and Distribution Tariff*
2. *ACER Implementation Monitoring Report on System Operation Guideline and the KORRR": CREG input to Monitoring Questionnaire (SOGL)*
3. *Survey - DG ENER Study on "Assessing the independence and effectiveness of National Regulatory Authorities (NRAs) in the field of energy – Support for a Commission report on Member States' compliance with the principle of independence"*
4. *ACER Distribution Tariff questionnaire*
5. *Analysis of the independence of NRAs through the recent ECJ case-law - RBM WS - input –*
6. *ACER questionnaire for the review of projects in the draft TYNDP 2022 and other cross-border relevant projects*

Ces questionnaires servent de base à la rédaction de rapports, status reviews, position papers et autres documents de l'ACER. Ils donnent non seulement une description détaillée des différences et similitudes entre États membres, mais fournissent également des informations sur le degré d'application de la législation européenne dans chaque État membre. La Commission européenne s'appuie à son tour sur ces documents pour élaborer des initiatives législatives.

5.7.3. La CREG au sein du CEER

En sa qualité de membre fondateur du CEER (Council of European Energy Regulators), la CREG participe activement aux discussions, délibérations et décisions de la General Assembly du CEER, qui s'est réunie à huit reprises en 2022. Depuis le 22 mars 2019, le poste de vice-président du CEER est occupé par M. Koen Locquet, président faisant fonction du comité de direction de la CREG.

En 2022, le CEER a lancé sa nouvelle stratégie triennale. Les régulateurs européens de l'énergie, dont la CREG, s'efforceront de contribuer à une société et une économie neutres en carbone, en « donnant aux consommateurs les moyens d'agir dans la transition énergétique »¹⁹⁹. Cela comprend notamment :

- l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques et la stimulation de l'innovation ;
- les conseils en matière de régulation dynamique centrée sur le consommateur, afin de permettre à ce dernier de contribuer activement à un système énergétique flexible et d'en bénéficier ; et
- le soutien aux modèles de sociétés flexibles et nouveaux pour un marché de l'énergie ouvert, performant et résilient.

La CREG a participé activement aux réunions des groupes de travail du CEER (et work streams créés au sein de ces groupes de travail) en qualité de présidente, co-présidente, vice-présidente ou membre.

■ Electricity Working Group

L'EWG se compose de quatre work streams :

- un work stream développement durable (RES WS) qui traite, entre autres, de questions liées aux énergies renouvelables ;
- un work stream Future Policy (FP WS) qui est chargé d'élaborer les futures règles pour le marché de l'électricité ;
- un work stream Incentives Regulation and Efficiency Benchmarking (IRB WS) qui assure la collecte et l'échange d'informations essentielles entre les autorités de régulation nationales afin de réaliser un suivi tarifaire efficace des gestionnaires de réseau de transport ; et
- un work stream Infrastructure (INF WS) qui est responsable pour les sujets infrastructure et planification du réseau.

En 2022, la CREG a travaillé, entre autres, sur le design des marchés de l'électricité à long terme et la transition énergétique, notamment en matière de soutien à l'identification des améliorations à apporter à ces marchés (transfrontaliers) pour promouvoir la liquidité et les possibilités de couverture pour les participants au marché. En outre, la CREG a contribué à l'élaboration d'un document de positionnement sur l'intégration des zones de dépôt des offres offshore pour soutenir l'intégration des énergies renouvelables.

■ Gas Working Group

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.

199 2022-2025 Strategy - ceer.eu.

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

■ *Market Integrity and Transparency Working Group*

Le Market Integrity and Transparency Working Group (MIT WG) se penche sur les questions de transparence et de surveillance des échanges d'énergie, ainsi que sur la corrélation entre la législation du marché énergétique de gros et celle du marché financier pertinent.

Les activités du groupe de travail en 2022 se sont focalisées autour de trois thématiques : la mise en œuvre de REMIT au niveau national, la crise énergétique, la réglementation financière et les liens avec REMIT.

Concernant la mise en œuvre de REMIT au niveau national, un questionnaire a été rédigé afin de faire un état des lieux de la situation dans les différents États membres. Des questions supplémentaires ont été ajoutées par certains régulateurs, d'une part sur les alertes des outils de détection des cas potentiels REMIT, en matière de nombre, de fréquence et de déclenchements d'enquêtes et, d'autre part, sur le type de données suivies par les régulateurs dans leur tâches de surveillance de marché. Un rapport de synthèse a été rédigé et partagé au sein du groupe après que tous les régulateurs aient répondu à ce questionnaire.

Concernant le point sur la crise énergétique, différentes présentations et discussions ont porté sur le contexte des prix élevés sur les marchés de l'énergie et sur le marché du CO₂ ainsi que sur les mesures pour faire face à cette crise énergétique.

Concernant le suivi de la réglementation financière et les liens avec REMIT, le groupe de travail a suivi les discussions et projets de modifications des réglementations financières suite à la hausse des prix de l'énergie.

■ *Regulatory Benchmarking Workstream*

Le groupe de travail *Regulatory Benchmarking Workstream* (RBM WS) s'est réuni neuf fois en 2022.

Les discussions et travaux du groupe ont essentiellement porté sur la régulation dynamique, l'organisation interne et l'indépendance des autorités de régulation nationales, les procédures tarifaires et les contrats à prix dynamiques.

S'agissant de la régulation dynamique, le groupe de travail a été à l'initiative de l'organisation d'un webinaire le 22 juin 2022 à l'attention des membres du CEER et des stakeholders en vue d'apporter un éclairage sur les enjeux de cette régulation et de présenter les publications et travaux récents du CEER à ce sujet.

Des échanges et réflexions ont également eu lieu au sein du groupe en ce qui concerne respectivement l'implémentation de l'article 11 de la directive électricité relative aux prix dynamiques et les procédures tarifaires, préalablement à l'élaboration d'un état des lieux spécifique sur chacune de ces questions au sein des différents pays membres sur la base d'un questionnaire spécifique.

L'organisation interne des autorités de régulation nationales, en ce compris les aspects liés à leur indépendance, ainsi que le programme de travail pour l'année 2023, ont également fait l'objet d'une attention spécifique au sein du groupe de travail.

■ *Customers and Retail Markets Working Group*

Le Customers and Retail Markets WG (CRM WG), dont la CREG est un membre actif, focalise son travail sur la place du consommateur et la protection de ses intérêts dans le cadre du marché libéralisé d'une part, et le fonctionnement du marché de détail d'autre part, afin d'établir une concurrence optimale dans l'intérêt du consommateur.

Le CRM WG est particulièrement attentif aux nouvelles dimensions du consommateur dans le marché de l'énergie, notamment le rôle actif que ce dernier est amené à jouer dans des marchés énergétiques concurrentiels et intégrés. À ce titre, le CRM WG suit de près la protection du consommateur, outille le consommateur vulnérable, prévient des failles potentielles de certaines nouveautés technologiques ou commerciales et veille à ce que le consommateur soit doté des moyens suffisants pour agir conformément aux principes des nouveaux paquets législatifs européens (comme, par exemple, des outils de comparaison des prix, le droit d'action, l'information sur les factures, la compréhension suffisante du marché) et faire des choix éclairés sur le marché énergétique.

Le CRM WG se compose de cinq work streams (WS) ainsi que du Partnership for the Enforcement of European Rights (PEER).

Le Customer Empowerment Work stream (CEM WS) se penche sur certains aspects du marché de détail, comme la facturation aux clients finals, le traitement des plaintes, les procédures de règlement extra-judiciaire des litiges, les outils de comparaison des prix et la protection des consommateurs énergétiques vulnérables.

L'Innovation and Retail Markets Work stream (IRM WS) se penche sur des questions liées au bon fonctionnement du marché de détail, comme l'introduction de compteurs intelligents, des prix dynamiques de l'énergie ou encore la conception des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel. Il se concentre sur la manière de donner davantage de pouvoir aux consommateurs grâce à une concurrence accrue entre les acteurs du marché et d'augmenter le niveau de choix des consommateurs en arrêtant des procédures de marché robustes et des services de mesure. Son objectif est de responsabiliser le consommateur énergétique, tout en lui assurant une protection adéquate.

Le Monitoring Customer Empowerment Work stream (MCE WS) travaille principalement à la rédaction du chapitre sur la protection des consommateurs et leur autonomisation du rapport annuel de monitoring de marché ACER-CEER.

Le Monitoring Retail Markets Work Stream (MRM WS) s'emploie à rédiger le rapport du CEER (uniquement) de monitoring relatif au marché de détail et à gérer la base de données des indicateurs nationaux du CEER.

Le Retail Markets Roadmap Work Stream (RMR WS) coordonne l'exercice d'auto-évaluation entre régulateurs, afin de parvenir à une évaluation harmonisée des marchés de détail dans chacun des États membres. L'objectif de ce groupe est d'obtenir un aperçu clair des lacunes sur les marchés de détail d'ici 2025.

Le CRM WG est également chargé de l'initiative PEER (for the Enforcement of European Rights) au sein du CEER. Cette initiative émane des régulateurs européens de l'énergie afin de renforcer l'application des droits des consommateurs européens par une meilleure coopération entre les autorités au niveau de l'Union européenne. Le PEER rassemble les autorités concernées par la protection et/ou le soutien des consommateurs européens de manière trans-sectorielle. Il peut ainsi s'agir des autorités chargées de la protection des données, des associations de consommateurs, des médiateurs, des autorités de la concurrence et des autorités de régulation sectorielles (ex. : énergie, télécommunications, finances, etc.). Un des objectifs poursuivis est notamment l'échange de bonnes pratiques, permettant le cas échéant d'adapter ou de proposer des solutions adéquates ou plus en phase avec nos besoins sectoriels respectifs.

Enfin, le CRM WG a participé en 2022 à plusieurs ateliers et conférences, comme le Forum citoyen annuel de Dublin organisé par la Commission européenne en format « hybride ». En outre, le CRM WG a participé à la « Rapid Reporting Team », chargée par l'Assemblée générale de fournir des mises à jour

mensuelles sur la crise énergétique et de collecter des données sur la base des contributions des groupes de travail.

■ *Distribution Systems Working Group*

Le Distribution Systems Working Group (DS WG) traite des développements et des évolutions potentielles dans le domaine de la distribution de l'énergie, de leurs conséquences sur le cadre réglementaire, ainsi que de sujets liés aux activités actuelles et futures des gestionnaires de réseau de distribution, à savoir : la qualité de l'approvisionnement de l'électricité et du gaz naturel, la cybersécurité, les réseaux intelligents, les tarifs de distribution et la flexibilité dans la gestion des réseaux de distribution.

En 2022, le DS WG a finalisé et publié les documents suivants :

- le « 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply » qui fournit des enquêtes et des analyses approfondies sur la qualité de l'approvisionnement en électricité et en gaz naturel à travers l'Europe. Il inclut des recommandations pour de bonnes pratiques réglementaires afin de maintenir un bon niveau de continuité d'approvisionnement, de qualité de la tension et de qualité commerciale pour les clients en Europe.
- le « CEER Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation » qui vise à clarifier et à encadrer les différents outils que les autorités de régulation nationales de l'énergie peuvent utiliser pour faciliter l'innovation dans le cadre de la réglementation incitative des gestionnaires de réseau.

■ *Legal Affairs Committee*

La CREG joue un rôle actif au sein du Legal Affairs Committee (LAC).

En 2022, la présidence et la vice-présidence de ce comité (qui relève directement de la General Assembly du CEER) a été assurée par la CREG, comme ce fut déjà le cas les années précédentes.

Le LAC rend des avis sur les aspects juridiques et institutionnels liés à l'exécution du Clean Energy Package ainsi que sur les différents textes législatifs et réglementaires dans le cadre du EU Green Deal. Le LAC fournit également, sur demande, un soutien juridique spécifique à d'autres groupes de travail, task forces et work streams du CEER. Il traite également des questions juridiques spécifiques des régulateurs nationaux concernant la mise en œuvre de dispositions de la réglementation européenne.

En 2022, comme d'habitude, le LAC a traité les questions ponctuelles des régulateurs nationaux concernant la mise en œuvre de la réglementation européenne en matière d'énergie, y compris une série de questions ad hoc concernant l'application dans la pratique des exigences de certification et de dissociation des gestionnaires de réseau de transport, les outils publics de comparaison des prix, les autorisations liées au développement de nouvelles capacités de production (centrales solaires) et la mise en œuvre des dispositions de la directive européenne sur la coopération et les échanges d'informations entre les régulateurs nationaux ainsi que la coopération dans le cadre de l'ACER.

Après des discussions approfondies entre les régulateurs nationaux, le LAC a développé cette dernière question sur la mise en œuvre de l'art. 61(1) de la directive (UE) 2019/944 dans une note « relative aux échanges d'informations entre les NRA (obligations et aspects procéduraux) », présentée comme un document interne à la General Assembly.

Le LAC a également organisé en mai 2022 un workshop spécifique en collaboration avec le régulateur hongrois, au cours duquel des explications ont été données sur la décision récente du Tribunal de l'Union européenne dans les affaires HUAT T-684/19 et T-704/19 MEKH vs. ACER.

En outre, deux questionnaires ont été réalisés et soumis aux régulateurs nationaux en tant que travail préparatoire pour les livrables LAC, l'un sur les « Energy communities » et l'autre sur le « Status Report sur la dissociation des gestionnaires des

réseaux de transport et de distribution ». Les réponses au second questionnaire ont été traitées et une petite sous-équipe « *Unbundling drafting Team* » a entamé la rédaction du status report sur cette base. Ce rapport sera terminé en 2023 et présenté lors d'un workshop public.

Enfin, comme d'habitude, le LAC a organisé une formation juridique de deux jours dispensée par la CEER Training Academy, intitulée « *Specialised Training on Legal Challenges in an Evolving Regulatory Framework* », qui s'est déroulée sous forme d'événement hybride en octobre 2022 et a inclus une visite guidée au Parlement européen avec une session Q&A. La CREG a une fois de plus joué un rôle actif dans l'organisation de cette formation. Le vice-président LAC de la CREG a dirigé la composition du programme en tant que co-directeur de cours et a présidé une partie des sessions de cette formation.

■ International Relations Group

L'International Relations Group (IRG) est le groupe chargé, au sein du CEER, d'entretenir des relations avec ses collègues de pays tiers et d'institutions internationales sur le plan de la réglementation énergétique. L'objectif principal de la création d'un réseau international est l'échange de bonnes pratiques réglementaires dans le monde entier afin d'optimiser la fourniture d'avis spécifiques en la matière aux autorités.

En tant que membre de ce groupe, la CREG soutient le CEER depuis plusieurs années en accueillant des délégations du monde entier. Cependant, en 2022, au lendemain de la pandémie, aucune délégation n'est venue à Bruxelles. La CREG s'est donc limitée à fournir des formations en ligne et des présentations dans le cadre des formations internationales. La CREG a discuté avec les représentants du CEER en 2022 de la manière dont la CREG peut soutenir davantage le CEER dans le cadre du programme EU4Energy. Il s'agit d'un programme soutenu par la Commission européenne visant à promouvoir la neutralité carbone et la transition vers l'énergie propre dans les pays

du Partenariat oriental (avec un accent particulier pour le CEER sur l'Arménie et l'Azerbaïdjan).

■ Questionnaires

La CREG a participé activement à la rédaction des questionnaires suivants du CEER et y a répondu dans le cadre de l'harmonisation et de l'intégration des marchés européens de l'électricité et du gaz :

1. *Revision of the 2015 CEER recommendations on green offers*
2. *Questionnaire on digitalization of the Energy Sector*
3. *Questionnaire survey on High Prices – Phase I*
4. *Survey - DG ENER Study on 'Assessing the independence and effectiveness of National Regulatory Authorities (NRAs) in the field of energy'*
5. *CEER LAC Questionnaire: "Status report on unbundling 2022 survey"*
6. *Market Monitoring Report Surveys - indicateurs qualitatifs*
7. *Market Monitoring Report Surveys - indicateurs quantitatifs - 4 enquêtes*
8. *Questionnaire supplementary survey on High Prices*
9. *CEER REMIT questionnaire on Target Organisation and REMIT Implementation at national level*
10. *CEER 2023 Work Programme - online resource poll*
11. *Status Review RES Support Schemes 2022*
12. *Wholesale electricity indicators (2021 data)*
13. *Wholesale gas indicators (2021 data)*
14. *Review RES Support Schemes 2022*
15. *CEER Training needs 2023*

Ces questionnaires servent de base à la rédaction de rapports, status reviews, position papers et autres documents du CEER. Ils donnent non seulement une description détaillée des différences et similitudes entre États membres, mais aussi des informations sur le degré d'application de la législation européenne dans chaque État membre. La Commission

européenne s'appuie à son tour sur ces documents pour l'élaboration d'initiatives législatives.

5.7.4. Le European Gas Regulatory Forum

Le *European Gas Regulatory Forum*, qui a eu lieu à Madrid, constitue une plateforme de concertation pour le développement du marché intérieur du gaz naturel en Europe. Les États membres, les régulateurs européens (dont la CREG), ainsi que tous les autres *stakeholders* européens y prennent part sous la présidence de la Commission européenne. En 2022, la 36^e édition du forum a eu lieu les 11 et 12 mai.

Suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 et l'augmentation des tensions géopolitiques, on pouvait déjà supposer a priori que la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel deviendrait l'un des principaux points de discussion de ce forum. Mais comme la sécurité d'approvisionnement dans la grande majorité de l'Europe relève de la compétence des États membres, les parties prenantes au forum n'ont fait que des commentaires sur la *filling trajectory* et le *burden sharing* du stockage du gaz, comme discuté entre le Conseil européen et la Commission européenne. Les acteurs du marché soulignent l'importance du bon fonctionnement du marché, en plus des objectifs de remplissage pour le stockage de gaz naturel qui existaient déjà mais pas dans tous les États membres.

L'accent prioritaire mis sur l'approvisionnement en gaz de l'Europe n'a toutefois pas empêché les discussions du forum sur le déploiement des gaz renouvelables et à faible teneur en carbone sur le marché du gaz. Le paquet réglementaire publié en décembre 2021 par la Commission européenne²⁰⁰ laisse une marge pour proposer des initiatives qui stimulent le commerce et l'approvisionnement en hydrogène au-delà des frontières de l'Union européenne. Les parties prenantes en profitent également pour soumettre des commentaires sur la proposition publiée de la Commission européenne. Il s'agit principalement de commentaires sur les obligations de dissociation plus strictes

200 [Un nouveau cadre européen pour décarboner les marchés du gaz \(europa.eu\)](https://european-council.europa.eu/media/e060404c-1230-478a-9611-344291000000/attachment_data/data/eu2021121601_en12.pdf)

pour les gestionnaires de réseau, le modèle tarifaire imposé avec des discounts ciblées et l'*Inter TSO Compensation* et les possibilités de convertir les installations au gaz naturel existantes à l'hydrogène.

Les sources d'énergie renouvelables et alternatives s'inscrivent dans la nouvelle communication REPowerEU du 23 mars 2022 qui renforce les objectifs précédents en matière d'énergie verte et de biométhane du paquet Fit-for-55 (FF55). Toutes les occasions doivent être saisies pour réduire la dépendance à l'égard du gaz naturel russe. Mais le forum prévient également que ces nouveaux objectifs en matière de gaz renouvelables et à faible teneur en carbone sont énormes. En effet, il n'y a actuellement pas beaucoup de gaz alternatifs disponibles à grande échelle dans de grandes parties de l'Europe.

5.7.5. Le European Electricity Regulatory Forum

Le *European Electricity Regulatory Forum*, qui a eu lieu à Rome, constitue une plateforme de concertation pour le développement du marché intérieur de l'électricité en Europe. Les États membres, les régulateurs européens (dont la CREG), ainsi que tous les autres stakeholders européens y prennent part sous la présidence de la Commission européenne. La 37^e réunion du forum a été organisée les 9 et 10 juin 2022.

Le forum affirme que les prix élevés de l'énergie, notamment sur le marché de l'électricité, causent des problèmes aux consommateurs, mais dénonce les diverses mesures d'urgence descendantes discutées au Conseil européen. Les acteurs du marché demandent des mesures harmonisées soutenues de manière transparente et ascendante. Toutefois, les États membres et la Commission européenne affirment que la situation a changé. Ce qui n'était auparavant qu'une discussion purement technique a maintenant pris une dimension politique supplémentaire. Des tarifs régulés viendront rejoindre des tarifs rentables, ce qui constitue un changement majeur par rapport au passé. Le forum demande aux experts en énergie de relever le défi et de réfléchir à la manière de rendre le modèle de marché plus robuste.

Outre les questions d'actualité et la poursuite des discussions sur le futur modèle de marché, la mise en œuvre de la réglementation actuelle est également abordée lors du forum. La poursuite de l'harmonisation dans le rapport de la règle des 70 % (c'est-à-dire que 70 % de la capacité transfrontalière doit être offerte au marché), le go-live des centres de coordination régionaux (CCR) à partir du 1^{er} juillet 2022 et l'élaboration difficile de la première *European resource adequacy assessment* (ERAA) par ENTSO-E sont discutés.

Enfin, le forum salue l'introduction du couplage de marché avec allocation implicite pour le marché journalier et du trading continu et de l'allocation implicite (XBID) pour le marché infrajournalier. Néanmoins, la mise en œuvre globale des codes de réseau et lignes directrices existants est lente. Des adaptations de la structure de gouvernance sont donc demandées par les régulateurs afin de supprimer les conflits d'intérêts entre les acteurs actuels.

5.7.6. Le Citizens' Energy Forum

Le *Citizens' Energy Forum*, qui s'est de nouveau tenu à Dublin en 2022, discute du rôle du consommateur actif et concerné au centre d'un marché de détail compétitif, efficace et équitable. Ce forum, organisé par la Commission européenne, donne aux organisations de consommateurs, aux ONG et à des acteurs de marché locaux l'occasion d'entrer en discussion, au sein de groupes de travail, avec des représentants de différents États membres, des régulateurs (dont la CREG) et des acteurs européens clés.

Le 14^e forum, qui s'est tenu le 24 novembre 2022, a mis davantage l'accent, par rapport aux éditions précédentes, sur des actions menées par des particuliers et des acteurs locaux afin d'aider les citoyens à se préparer à l'hiver difficile qui s'annonce en raison de la crise géopolitique. En outre, il a été question de ce qui pourra encore être fait une fois l'hiver commencé. Le forum se concentre traditionnellement sur les consommateurs à faibles et moyens revenus et sur les solutions auxquelles ils peuvent avoir accès.

Une hausse sans précédent des coûts de l'énergie et du coût de la vie frappe durement les consommateurs d'énergie, en particulier les ménages à faibles revenus, mais aussi les commerces de détail et les industries. Le forum souligne le besoin à court terme de soutien et de solutions structurelles. C'est un défi de trouver le juste équilibre entre une aide ciblée et la nécessité d'éviter des déconnexions durant l'hiver mais cela peut aussi être l'occasion de mettre les consommateurs au centre de la transition énergétique pour qu'ils en deviennent le moteur.

À court terme, pour les consommateurs, l'efficacité énergétique doit s'améliorer sensiblement, tout comme l'accès à des sources d'énergie renouvelables produites localement. Dans ce contexte, le forum préconise la promotion des systèmes énergétiques décentralisés et des modèles de prosomation, par le biais de communications ciblées et adaptées aux différents groupes de consommateurs.

Des services juridiques, techniques et financiers au niveau communal peuvent fournir aux citoyens un soutien technique et de renforcement des capacités pour les aider à réaliser de A à Z des projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. Des outils numériques et un accès aux données peuvent aider les consommateurs à mieux gérer leurs coûts énergétiques.

5.7.7. Le Energy Infrastructure Forum

Ce forum, présidé par la Commission européenne, réunit les principaux acteurs du marché sur le thème des infrastructures. Y participent les membres des groupes régionaux, constitués pour les corridors importants pour l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne (États membres, gestionnaires de réseaux, régulateurs et promoteurs de projets), ainsi que des représentants de plusieurs institutions européennes (Parlement européen, Comité des régions et Comité économique et social) et organisations européennes (ONG, ENTSO-E, ENTSO-G, ACER, INEA et BEI).

La 8^e édition de l'Energy Infrastructure Forum a eu lieu les 2 et 3 juin 2022 à Copenhague. Cette édition a exhorté les parties prenantes à donner un élan supplémentaire au développement de l'infrastructure européenne identifiée dans les plans décennaux de développement du réseau. En ce qui concerne les lignes directrices relatives aux scénarios élaborées dans ce contexte, le forum souligne que le principe « Energy Efficiency first » doit servir de référence de base pour les investissements futurs.

Pour mieux suivre et évaluer le développement des infrastructures de réseau, le forum souhaite que des indicateurs européens « smart grid » soient élaborés par la Commission européenne, ENTSO-E et la EU DSO Entity. Des investissements dans les réseaux intelligents et numériques doivent garantir une interopérabilité et une meilleure résilience du système européen. Une gestion active et coordonnée du système, faisant appel à des ressources renouvelables, à la flexibilité de la demande et au stockage de l'énergie, est nécessaire pour atteindre les objectifs ambitieux Fit-for-55 d'ici à 2030.

Le forum souligne également que la création d'une nouvelle infrastructure de réseau offshore nécessitera des investissements sans précédent dans un laps de temps relativement court et fait valoir qu'un partage efficace des coûts entre les parties bénéficiaires est d'une grande importance et ne doit pas être limité aux cas où seul un financement de l'UE est demandé. Il appartient à l'ACER et aux régulateurs nationaux concernés de tirer les leçons des pratiques déjà en place, telles que les incitants, les investissements anticipés, les tarifs de réseau et autres outils réglementaires pertinents qui peuvent être envisagés pour soutenir les projets d'infrastructure offshore.

5.7.8. La CREG et les autres régulateurs nationaux

En 2022, la CREG a continué d'entretenir de bons contacts directs avec ses homologues européens. Depuis la levée des restrictions de voyage, elle a veillé à ce que des contacts personnels et physiques aient lieu au plus haut niveau avec les

pays voisins. Des réunions ont ainsi été organisées à haut niveau en 2022 avec les homologues néerlandais et allemands.

Grâce à un partenariat stratégique avec la Commission européenne, le réseau francophone des régulateurs de l'énergie a continué à développer, sous la présidence du régulateur béninois, des activités en vue notamment d'échanger les bonnes pratiques en matière de régulation et de faciliter la coopération technique et la collaboration entre régulateurs sur diverses thématiques d'actualité.

En 2022, ce réseau, au sein duquel la CREG participe au comité de coordination et au comité de communication, a notamment organisé deux ateliers de travail et sa cinquième assemblée générale. Le premier atelier de travail, organisé sous un format hybride du 28 juin au 1^{er} juillet, en collaboration avec la Commission européenne, et plus particulièrement avec la Facilité Globale d'Assistance Technique (TAF) de la Direction générale des partenariats internationaux (DG INTPA), a porté sur le thème de l'intégration régionale et des échanges transfrontaliers. Une partie de l'évènement a été consacrée à un atelier technique d'approfondissement adapté aux besoins spécifiques des pays membres du réseau, organisé par la TAF et axé sur les thèmes suivants : les prérequis pour intégrer les marchés régionaux, les interconnexions de réseaux de transport et l'intégration des énergies renouvelables dans le développement des marchés régionaux.

Du 5 au 8 décembre 2022, le réseau a tenu, sous un format hybride également, sa cinquième assemblée générale et son atelier de travail conjoint avec la TAF.

L'assemblée générale a été marquée par le passage de la présidence béninoise vers la présidence québécoise, ainsi que par la nomination marocaine de la vice-présidence du réseau. L'atelier de travail a pour sa part été consacré à la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques.

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 1^{er} janvier 2021, la capacité d'interconnexion est allouée de manière explicite dans les différentes échéances (long terme, journalier et intrajournalier). 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.

Outre ces contacts bilatéraux directs avec ses homologues voisins, la CREG a également répondu à des questions sur divers sujets émanant des instances de régulation des Pays-Bas, de l'Italie, de l'Allemagne, de la France, de l'Irlande, de l'Estonie, de la République tchèque, de la Lituanie, de la Lettonie, de l'Angleterre, de la Grèce, de la Slovaquie et de la Pologne.

Le European Regulators Forum, instauré pour répondre à l'obligation de tous les régulateurs nationaux de l'énergie dans l'Union européenne de prendre des décisions conjointes (appelées « all NRA decisions ») sur les propositions conjointes de tous les gestionnaires de réseau de transport (appelées « all TSO proposals ») ne s'est pas réuni en 2022, tout comme en 2021. Cela est dû au fait que, depuis l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/942 le 1^{er} janvier 2020, toutes les nouvelles méthodologies nécessitant une décision européenne conjointe sont transmises directement à l'ACER.

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 Core-so et TSCNet ont été approuvés en 2022.

5.7.9. La CREG et la FSMA

Le protocole de coopération entre la CREG et l'autorité des services et marchés financiers (FSMA) approuvé en décembre 2016 définit les modalités de la coopération entre les deux autorités pour l'échange d'informations et d'expertises afin de garantir l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie. Cet accord est important vu l'interaction croissante entre le règlement REMIT et le domaine financier.

Au-delà de cet accord, des contacts peuvent être pris avec la FSMA pour d'autres matières également.

En 2022, la CREG a eu des contacts avec la FSMA dans le cadre de la hausse des prix du marché de l'énergie et des mesures mises en place par la Commission européenne pour y faire face.

5.7.10. La CREG, le Parlement et le gouvernement fédéral

L'excellente relation que la CREG a entretenue en 2022 avec le Parlement fédéral et le gouvernement fédéral s'inscrit dans la lignée des années précédentes. En 2022, la CREG a de nouveau répondu à diverses invitations de la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat pour mettre à disposition son expertise et participer à des séances sur différents sujets énergétiques faisant l'objet de débats (voir le tableau des présentations au point 5.6 du présent rapport). Ainsi, lors de la séance du 29 novembre 2022, après une présentation détaillée, la note de politique générale et la proposition de budget pour l'année 2023 ont été approuvées à l'unanimité.

La CREG a mis son expertise à la disposition non seulement du Parlement mais aussi des ministres fédéraux compétents et du gouvernement. C'est ainsi qu'ont été établis des notes, études et rapports en vue d'apporter des éclairages complémentaires dans le cadre de la gestion de la crise énergétique et de ses conséquences quant à la nécessité d'accélérer la transition énergétique, et plus particulièrement la dépendance d'approvisionnement vis-à-vis des sources d'énergie fossiles en Europe. Des contributions ont également été apportées dans le cadre de l'implémentation des mesures d'urgence (« emergency measures ») adoptées au niveau européen, notamment en vue de protéger les consommateurs finaux des effets préjudiciables de la crise ambiante.

5.7.11. La CREG et les régulateurs régionaux

La collaboration informelle de la CREG avec les trois régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG) s'est poursuivie en 2022 au sein du Forbeg. Six réunions plénières ont été organisées. La présidence a été assurée par la CWaPE au premier semestre et par la VREG au second semestre. Par ailleurs, la CREG assure la présidence des groupes de travail « échange d'informations », « Europe » et « systèmes de distribution ».

Durant toute l'année 2022 une concertation hebdomadaire s'est tenue avec les régulateurs régionaux sur la situation des marchés de gros et de détail en Belgique. L'objectif était de discuter rapidement des problèmes identifiés avec les fournisseurs, les responsables d'équilibre et les affréteurs et d'évaluer immédiatement l'impact potentiel sur chaque segment de marché. Les procédures et le calendrier de mise en œuvre des réglementations relatives au fournisseur de substitution dans les différentes régions, visant à garantir l'approvisionnement des consommateurs touchés en cas de faillite d'un fournisseur, ont pu ainsi être mieux suivis.

En 2022, le groupe de travail « échange d'informations », comme chaque année, a veillé à la publication annuelle commune des quatre régulateurs relative à l'évolution du marché belge de l'énergie. À l'aide d'un aperçu statistique des marchés de l'électricité et du gaz naturel, les régulateurs suivent l'évolution de ces marchés et de la concurrence en Belgique²⁰¹. Le groupe de travail se charge également de compléter les indicateurs de marché pour le gaz et l'électricité utilisés par l'ACER et le CEER pour le rapport de suivi du marché de consommation et de détail, ainsi que le rapport national belge.

Le groupe de travail « Europe » a tenu huit réunions en 2022. Ce groupe de travail offre le cadre formel permettant à la CREG d'exécuter ses tâches de régulateur national et d'assurer la représentation de la Belgique au sein du CEER et de l'ACER. Il veille à ce que les dossiers européens circulent facilement

201 Rapport commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique, année 2021, publié le 15 juillet 2022.

entre les quatre régulateurs belges. Dans ce cadre, il s'est concentré, comme les années précédentes, sur les thèmes abordés dans les différents forums européens, à l'assemblée générale du CEER et au conseil des régulateurs de l'ACER. Les différentes initiatives législatives de la Commission européenne ont été suivies de près, telles que le paquet hydrogène et décarbonisation et les différentes mesures d'urgence adoptées par le Conseil européen par le biais de règlements.

Le groupe de travail « système de distribution » vise à informer les régulateurs régionaux des activités du CEER DS WG, à présenter aux régulateurs régionaux les documents mis à l'ordre du jour pour leur permettre de formuler des commentaires sur ces documents et ainsi faciliter l'échange d'informations entre les régulateurs belges et européens. En 2022, le groupe de travail s'est réuni à huit reprises et a poursuivi les discussions sur les travaux du CEER DS WG (voir le point 5.8.3. du présent rapport).

La CREG a également participé aux groupes de travail « électricité », « tarifs », « consommateurs », « gaz », « sources d'énergie renouvelables » et « compteurs intelligents » institués au sein du Forbeg.

5.7.12. La CREG et l'Autorité belge de la concurrence

Comme évoqué dans les rapports annuels précédents, la collaboration générale entre la CREG et l'Autorité belge de la concurrence (ABC) a été formalisée dans un arrêté royal du 3 décembre 2017 en exécution duquel une collaboration systématique s'est établie entre les deux instances.

Dans ce cadre, en 2022, a eu lieu la cinquième réunion annuelle entre les deux institutions. Outre les points évoqués

dans le cadre de leur collaboration générale, des thèmes spécifiques y ont été abordés. Ceux-ci ont porté sur les mesures prises dans le cadre de la crise énergétique, notamment la mise en œuvre par la CREG des mesures liées aux surprofits, sur la mise en œuvre de la Directive ECN+ et les modifications relatives au sein de l'ABC. La collaboration dans le cadre de REMIT a également été évaluée.

Lors de cette réunion annuelle, il a également été question de la mise en œuvre d'un mécanisme de signalement de dossiers en énergie susceptibles d'intéresser l'autre institution.

Par ailleurs, des contacts formels et informels entre la CREG et l'ABC ont eu lieu en 2022 concernant des dossiers de concurrence spécifiques.

5.7.13. La CREG et le monde universitaire belge

Conformément à ses objectifs stratégiques, la CREG collabore régulièrement avec le monde universitaire belge en participant à des colloques et à des activités scientifiques, ainsi qu'en faisant des exposés magistraux sur des thématiques en lien avec ses compétences dans le cadre de cours universitaires.

Depuis 2015, elle décerne aussi chaque année un prix pour le mémoire le plus innovant consacré à l'énergie et en lien avec ses compétences. La CREG souhaite ainsi soutenir l'innovation et promouvoir le développement du secteur énergétique. Dans chaque communauté, un chèque de 2 500 € est réservé aux gagnants.

Le prix 2021, décerné le 16 mai 2022, l'a été exceptionnellement à trois mémoires de master, à savoir ceux de Elise Meersseman pour son mémoire intitulé « Participation of wind

power producers in electricity reserve markets via an aggregator », Idriss Fattahi pour son mémoire intitulé « Scenario-based and Robust Optimization for joined electricity and gas economic dispatch » et Maxime Druetz pour son mémoire intitulé « Robustness of Electrical Grid Reliability indicators ».

5.8. Les finances de la CREG

5.8.1. L'alimentation des fonds

En vertu de la loi-programme du 27 décembre 2021, le système des cotisations fédérales électricité et gaz naturel en vigueur depuis 2003 a pris fin le 31 décembre 2021 pour être remplacé par un système d'accises électricité et gaz naturel. Aussi, fin 2022, de nouveaux arrêtés royaux concernant l'alimentation des fonds électricité²⁰² et gaz²⁰³ ont été promulgués²⁰⁴.

Sous ce nouveau système d'accises, depuis le 1^{er} janvier 2022, la CREG appelle directement auprès du SPF Finances les moyens dont elle a besoin pour alimenter chacun des fonds qu'elle gère pour, ensuite, reverser les montants dus aux différents bénéficiaires.

L'année 2022 peut toutefois être qualifiée d'hybride ou de transitoire dans la mesure où des produits de la cotisation fédérale relative à des prélèvements d'énergie de 2021 ont continué à être perçus, de même que des dégressivités (exonérations) remboursées aux fournisseurs.

Par ailleurs, l'année 2022 a connu plusieurs modifications législatives pour contrer les effets négatifs de la hausse des prix de l'énergie sur les consommateurs les plus vulnérables²⁰⁵ :

202 Arrêté royal du 6 décembre 2022 fixant la méthode de calcul applicable en vue de déterminer les ressources nécessaires à la réalisation des objectifs visés à l'article 21 bis, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ainsi que les modalités de la gestion des fonds y visés par la commission de régulation de l'électricité et du gaz (Moniteur belge du 30 décembre 2022). Cet arrêté royal fait suite à la proposition de la CREG (C)2368 du 31 mars 2022.

203 Arrêté royal du 6 décembre 2022 fixant la méthode de calcul applicable en vue de déterminer les ressources nécessaires à la réalisation des objectifs visés à l'article 15/11, § 1^{er} bis, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations ainsi que les modalités de la gestion des fonds y visés par la commission de régulation de l'électricité et du gaz (Moniteur belge du 30 décembre 2022). Cet arrêté royal fait suite à la proposition de la CREG (C)2367 du 31 mars 2022.

204 Il est à noter que les anciens arrêtés royaux des 24 mars 2003 pour l'électricité et 4 avril 2014 pour le gaz restent d'application pour les demandes faites par les fournisseurs à la CREG de remboursement de dégressivité et d'exonération cogénération gaz et des institutions internationales.

205 Le lecteur est également renvoyé aux points 2.1 et 2.6 du présent rapport qui traitent des tarifs sociaux et diverses aides octroyées par le gouvernement.

- la prolongation de l'extension du tarif social BIM durant les quatre trimestres de l'année et le versement à la CREG par le SPF Économie de deux compléments au premier trimestre et au quatrième trimestre (voir infra) ;
- le versement de la seconde tranche de 88 millions d'euros²⁰⁶ aux fournisseurs d'énergie qui ont accordé le tarif social BIM en 2021 ;
- l'octroi d'une prime chauffage de 100 € pour tout client résidentiel titulaire d'un contrat de fourniture d'électricité pour son domicile au 31 mars 2022 et d'une prime électricité (122 €) et d'une prime gaz naturel (270 €) à tout client résidentiel ayant conclu un contrat de fourniture d'électricité et/ou de gaz naturel pour sa résidence au 30 septembre 2022, soit à prix fixe (et qui a été conclu ou renouvelé après le 30 septembre 2022) soit à prix variable ;
- une indexation supplémentaire de 3,4 millions d'euros en faveur du fonds social énergie électricité et gaz (qui ne sera versée que début 2023).

Le coût de toutes ces mesures a été supporté par le budget de l'État. La CREG a ainsi reçu ces sommes du SPF Économie avant de les reverser aux bénéficiaires.

A. 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 Wingas²⁰⁷ 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 (voir infra).

• 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. 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.

B. La 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.

²⁰⁶ La première tranche a été versée en 2021.

²⁰⁷ Au 31 décembre 2022, seule la société Wingas était gestionnaire d'une conduite directe en Belgique.

Tableau 13 : 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 (voir infra).

• 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.

C. 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.

5.8.2. Les fonds

A. Le fonds CREG

Lors de sa séance plénière du 22 décembre 2021, la Chambre des représentants a fixé à 17 041 874 € le montant destiné à couvrir les frais de fonctionnement de la CREG pour l'année 2022.

B. Le fonds social énergie

Pour l'année 2022, les montants destinés aux C.P.A.S. en vue de les aider dans leur mission de guidance et d'aide sociale financière en matière d'énergie ont été indexés (5 232 867 €) grâce au solde encore disponible du fonds dormant « de réductions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel et à l'électricité » (voir point F infra).

De plus, la loi du 23 décembre 2021 ainsi que l'arrêté royal du 20 mai 2022²⁰⁸ ont permis d'indexer une nouvelle fois le fonds social énergie électricité et gaz à hauteur de 3,4 millions d'euros. Ce montant a été comptabilisé au 31 décembre 2022.

En 2022, le fonds social énergie a permis de verser aux C.P.A.S. leur quatrième tranche de 2021 (14 887 310 €) ainsi que

208 Arrêté royal du 20 mai 2022 relatif au contrôle administratif, budgétaire et de gestion (Moniteur belge du 10 juin 2022).

la totalité des quatre tranches de 2022 appelées par le SPP Intégration sociale (62 917 247 €).

Le produit total acté en 2022 pour ce fonds s'élevait à 56 909 713 €, réparti comme suit :

- 12 938 252 € concernant l'alimentation par la cotisation fédérale électricité ainsi que la dégressivité (incluant les 2 565 907 € de régularisation avec les gestionnaires de réseau de distribution de la cotisation fédérale électricité 2021) ;
- 23 994 780 € concernant les différents appels de fonds effectués auprès du SPF Finances via les accises électricité ;
- -247 013 € concernant l'alimentation par la cotisation fédérale gaz naturel ainsi que la dégressivité ;
- 20 223 694 € concernant les différents appels de fonds effectués auprès du SPF Finances via les accises gaz.

Au terme de l'exercice, 12 815 165,16 € n'ont pas été utilisés et seront dès lors remboursés au SPF Finances, au plus tard le 30 juin 2023.

C. Le fonds dénucléarisation

Un produit total de 65 506 570 € a pu être acté dans le fonds dénucléarisation en 2022 et ventilé comme suit :

- 30 406 570 € provenant de la cotisation fédérale électricité et de la dégressivité (dont 6 030 214 € de recettes provenant de la régularisation avec les gestionnaires de réseau de distribution de la cotisation fédérale électricité) ;
- 35 100 000 € concernant les différents appels de fonds effectués auprès du SPF Finances via les accises électricité.

La CREG a ainsi pu verser à l'ONDRAF l'entièreté des 69 000 000 €²⁰⁹ qui lui étaient destinés pour l'année 2022.

Vu qu'au 1^{er} janvier 2022, le fonds dénucléarisation disposait d'un disponible financier de 3 613 096 €, la CREG a appelé moins que prévu auprès du SPF Finances pour couvrir ses obligations vis-à-vis de l'ONDRAF.

L'excédent financier se justifie par la perception de cotisation fédérale excédentaire par rapport aux estimations.

De ce fait, suite à cette gestion budgétaire raisonnable, la CREG était redevable au SPF Finances d'un montant moindre.

Au terme de l'exercice, 135 064,67 € n'ont pas été utilisés et seront dès lors remboursés au SPF Finances, au plus tard le 30 juin 2023.

D. Le fonds gaz à effet de serre

Malgré l'absence de recettes dans le fonds gaz à effet de serre²¹⁰, les moyens toujours disponibles dans ce fonds ont permis de verser le montant légal forfaitaire de 3 600 000 € relatif à l'année 2022 dans le fonds budgétaire organique de la DG Environnement du SPF Santé publique, Sécurité de la chaîne alimentaire et Environnement, destiné à financer la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre. En 2022, ce versement a eu lieu pour la dernière fois.

Au 31 décembre 2022, l'actif du fonds s'élevait à 29 745 039 €.

• Le fonds Kyoto JI/CDM

Le *fonds Kyoto Joint Implementation/Clean Development Mechanism*, également géré par la CREG, rassemble les sommes provenant du fonds gaz à effet de serre spécifiquement destinées au financement de projets de réduction de l'émission de gaz à effet de serre qui permettent à la Belgique d'atteindre ses objectifs dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Depuis 2017, la DG Environnement n'a plus sollicité le fonds en vue d'acquiescer des crédits d'émission de CO₂.

Au 31 décembre 2022, l'actif du fonds s'élevait à 15 006 481 €.

E. Les fonds clients protégés électricité et gaz naturel

Initialement et d'un point de vue budgétaire, le fonds clients protégés électricité s'élevait à 144 400 000 € et le fond clients protégés gaz naturel à 123 800 000 €. Ces montants devaient permettre de couvrir la mission principale de ces fonds.

Le montant total des différents subsides reçus par le SPF Économie en 2022 (pour l'électricité et le gaz naturel) pour les deux fonds clients protégés s'élevait à 2 588 523 000 €. Cette somme a été versée à la CREG qui l'a ensuite immédiatement reversée aux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Au 31 décembre 2022, le fonds clients protégés électricité présentait un solde en faveur du SPF Finances de 10 022 838 € tandis que le fonds clients protégés gaz naturel présentait un solde en faveur du SPF Finances de 3 393 118 €. Ces montants seront remboursés au plus tard le 30 juin 2023.

F. Le fonds de réductions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel et à l'électricité

Ce fonds inactif depuis 2012, également appelé fonds prime chauffage, a été utilisé pour couvrir le coût de l'indexation 2022 du fonds social énergie, soit 5 232 867 €.

Au 31 décembre 2022, l'actif du fonds s'élevait à 0,00 €.

5.8.3. Les comptes 2022

Depuis le 1^{er} janvier 2013, la CREG tient sa comptabilité conformément aux principes édictés dans la loi du 22 mai 2003

209 Arrêté royal du 19 décembre 2018 fixant les montants prévus pour le financement des passifs nucléaires BP1 et BP2 pour la période 2019-2023 (Moniteur belge du 28 décembre 2018).

210 Arrêté royal du 13 décembre 2021 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 17 décembre 2021).

portant organisation du budget et de la comptabilité de l'État fédéral et selon le plan comptable défini par l'arrêté royal du 10 novembre 2009 susmentionné.

Les charges totales de la CREG pour l'exercice 2022 s'élèvent à 16 040 616 €, en hausse de 4,24 % par rapport à 2021 (voir tableau 16). Par contre, les dépenses s'élèvent réellement à 16 314 584 €. La différence est liée aux investissements, provisions et amortissements. Ces charges ne sont pas des dépenses décaissables et n'ont donc pas d'impact budgétaire.

Tableau 14 : Différences entre les charges 2022 et les dépenses 2022 (en €) (source : CREG)

Charges	16 040 616
Dépenses	16 314 584
Écart à justifier	-273 968
Investissements	815 915
Provisions diverses	-164 298
Amortissements	-377 649
Total	273 968
Écart	0

Le produit total associé au secteur de l'électricité s'élève à 16 474 361 €.

Le produit total associé au secteur du gaz naturel s'élève à 5 034 445 €.

Le produit total pour la CREG s'élève ainsi à 21 508 806 €.

Tableau 16 : Résultat de l'exercice en comptabilité générale 2022 (en €) (source : CREG)

Produits (a)	21 508 806 €
Charges (b)	-16 040 616 €
Résultat (c) = (a) - (b)	+5 468 190 €

Tableau 15 : Répartition du bénéfice comptable au 31 décembre 2022 (en €) (source : CREG)

Produits	Total	Secteur électricité (69%)		Secteur gaz (31%)	
		Cot. féd. & Dég.		Cot. féd. & Dég.	
Couverture frais fonctionnement 2022	21 446 644,01	16 431 468,94		5 015 175,07	
Autres produits divers et except. (716)	58 060,70	40 061,88		17 998,82	
Produits financiers (75) - Reprise amort.	4 101,38	2 829,95		1 271,43	
<i>Sous-total des produits CREG (1)</i>	<i>21 508 806,09</i>	<i>16 474 360,78</i>		<i>5 034 445,31</i>	
Trop perçu par le secteur gaz	0,00			0,00	
<i>Sous-total des régularisations (2)</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>		<i>0,00</i>	
Total des produits 2022 (3)=(1)+(2)	21 508 806,09	16 474 360,78		5 034 445,31	
Charges					
Charges réelles 2022	16 040 615,72	11 068 024,85		4 972 590,87	
Charges spécifiques électricité	0,00	0,00			
Charges spécifiques gaz	0,00			0,00	
Total des charges 2022 (4)	16 040 615,72	11 068 024,85		4 972 590,87	
Résultat CREG 2022 (3)-(4)	5 468 190,37	5 406 335,93		61 854,44	

Il résulte de ce qui précède que l'exercice 2022 se termine avec un excédent global des produits comptabilisés par la CREG par rapport à ses charges, de 5 468 190 €, répartis entre un excédent de 5 406 336 € associé au secteur de l'électricité et un excédent de 61 854 € associé au secteur du gaz naturel.

Suite à la suppression du mécanisme de la cotisation fédérale, les bénéfices comptables 2022 ne seront plus restitués aux clients finals par le mécanisme de correction à la baisse des futures valeurs unitaires de la cotisation fédérale. Une régularisation de la partie cotisation fédérale du solde de chaque fonds (dont le fonds CREG) aura lieu courant 2023 et 2024 avec le SPF Finances.

Au 31 décembre 2022, le total du bilan, consolidé avec les fonds, s'élevait à 450 663 338 € (voir tableau 20).

Les tableaux suivants présentent une synthèse des comptes d'exécution du budget en dépenses et en recettes.

Tableau 17 : Synthèse du compte d'exécution du budget 2022 (en €) (source : CREG)

Compte exécution du budget	17 041 874 €
Dépenses	-16 314 584 €
Solde (+)	727 290 €

Le budget de la CREG pour l'année 2022 a été fixé à 17 041 874 €. Les dépenses réelles s'élèvent à 16 314 584 €, correspondant dès lors à 95,73 % de ce budget.

Le solde des engagements des années précédentes (2020 et 2021) encore ouverts à la clôture de l'exercice 2022 s'élève à 123 408 € (avis CEPA, Security Audit, Aon). Le solde d'engagement de l'exercice budgétaire 2022 s'élève à 334 008 € (études juridiques, économiques, software, hardware...). Ces deux montants impacteront les résultats des comptabilités générale et budgétaire lorsqu'ils seront liquidés/pris en charge en 2023.

Tableau 18 : Synthèse du compte d'exécution du budget 2022 (résultat SEC) (en €) (source : CREG)

Recettes	21 508 806 €
Dépenses	16 314 584 €
Résultat	5 194 222 €

Tableau 19 : Compte de résultats au 31 décembre 2022 (en €) (source : CREG)

	2022	2021
Frais de personnel	12 881 408	12 271 797
Rémunérations et charges	12 312 390	11 867 645
Variation provision indemnités fin de mandat des membres du comité de direction	136 096	81 094
Variation provision pécules de vacances	97 381	14 530
Frais de recrutement	5 687	16 813
Formations continues, séminaires	48 152	49 484
Frais de voiture des membres du personnel	281 703	242 231
Instances	0	27 317
Indemnités conseil consultatif (jetons de présence et cotisations diverses)	0	27 317
Sous-total « Frais de personnel »	12 881 408	12 299 114
Experts externes	851 341	1 046 834
Études extérieures	516 383	788 179
Service de communication	23 450	61 221
Traducteurs, réviseur, secrétariat social	129 559	109 519
Assistance juridique recours en justice	181 950	87 914
Frais généraux	1 923 011	1 777 291
Loyer locaux et charges communes	912 371	854 907
Parkings	56 767	51 657
Entretien locaux et sécurité	130 294	120 117
Support et maintenance du matériel	275 888	242 817
Documentation	131 515	138 255
Téléphone, poste, Internet	18 274	22 258
Fournitures de bureau	4 757	1 373
Frais de réunions et de représentation	37 390	27 496
Frais de déplacement (y compris à l'étranger)	8 224	2 357
Affiliations à des associations	45 302	45 171
Assurances, taxes et divers	302 229	270 882
Amortissements	377 649	258 959
Amortissements sur immobilisations corporelles	377 649	258 959
Frais financiers	7 207	6 642
Autres	7 207	6 642
Sous-total « Autres frais de fonctionnement »	3 159 207	3 089 726
TOTAL DES CHARGES	16 040 616	15 388 840
Produits (surcharges et redevances)	15 978 454	15 206 146
Cotisation fédérale électricité et gaz naturel	21 425 027	17 508 115
Transfert des fonds irrécouvrables électricité et gaz naturel	20 117	19 000
Régularisation CREG électricité exercice n	5 406 336	-1 093 149
Régularisation CREG gaz naturel exercice n	61 854	-1 236 820
Redevances diverses	1 500	9 000
Produits financiers	4 101	19
Produits des actifs circulants	4 092	14
Autres produits financiers	9	5
Produits divers et exceptionnels	58 061	182 675
Autres produits exceptionnels	58 061	182 675
TOTAL DES PRODUITS	16 040 616	15 388 840
RÉSULTAT DE L'EXERCICE	0	0

Tableau 20 : Bilan au 31 décembre 2022 (en €) (source : CREG)

ACTIF	2022	2021
ACTIFS IMMOBILISÉS		
Immobilisations incorporelles et corporelles	1 153 446	718 953
Aménagement bâtiment	62 509	83 250
Mobilier et matériel roulant	63 373	54 615
Matériel informatique	1 027 565	581 088
Immobilisations financières	785	655
Cautions diverses	785	655
ACTIFS CIRCULANTS		
Créances à un an au plus	352 908 028	225 598
Créances commerciales	2 447	1 215
Autres créances	352 523 763	396
Créances des fonds	381 818	223 987
Placements de trésorerie et valeurs disponibles	95 567 632	172 856 808
Fonds CREG	17 106 363	9 828 264
Fonds social énergie (06)	9 319 639	26 247 898
Fonds gaz à effet de serre (04)	29 745 039	33 284 011
Fonds dénucléarisation (09)	20 957	3 613 096
Fonds Kyoto JI/CDM (05)	15 006 481	14 972 767
Fonds clients protégés électricité (07)	12 304 517	38 836 415
Fonds clients protégés gaz naturel (08)	11 281 392	35 820 935
Fonds primes chauffage (03)	0	5 232 867
Fonds dégressivité électricité (10)	138 725	1 411 838
Fonds dégressivité offshore (13)	103 397	939 333
Fonds dégressivité gaz naturel (14)	90 568	2 138 892
Fonds irrécouvrables électricité (11)	263 893	291 053
Fonds irrécouvrables gaz naturel (15)	186 380	238 534
Caisses	280	904
Comptes d'attente et de régularisation	1 033 447	906 346
TOTAL DE L'ACTIF	450 663 338	174 708 359

PASSIF	2022	2021
CAPITAUX PROPRES		
Bénéfice reporté	1 314 222	1 314 222
Réserve sectorielle CREG	4 260 468	2 445 648
Électricité	2 939 723	1 687 497
Gaz	1 320 745	758 151
PROVISIONS		
Indemnités fin de mandat des membres du comité de direction	936 970	800 874
DETTES		
Dettes à un an au plus	3 492 413	3 037 480
Dettes commerciales	580 971	343 731
Dettes fiscales, salariales et sociales	2 911 441	2 693 750
Dettes diverses	431 345 614	163 232 626
Fonds social énergie (06)	12 816 206	26 322 513
Fonds gaz à effet de serre (04)	29 745 039	33 284 011
Fonds dénucléarisation (09)	136 713	3 664 234
Fonds Kyoto JI/CDM (05)	15 006 481	14 972 767
Fonds clients protégés électricité (07)	157 624 247	38 914 933
Fonds clients protégés gaz naturel (08)	215 445 922	36 054 115
Fonds primes chauffage (03)	0	5 232 867
Fonds dégressivité électricité (10)	138 725	1 413 286
Fonds dégressivité offshore (13)	103 397	939 333
Fonds dégressivité gaz naturel (14)	90 493	2 138 892
Fonds irrécouvrables électricité (11)	229 263	295 459
Fonds irrécouvrables gaz naturel (15)	9 129	215
Comptes d'attente et de régularisation	9 313 652	3 877 510
TOTAL DU PASSIF	450 663 338	174 708 359

5.8.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2022

Dans le cadre de la mission de contrôle des comptes de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (la « CREG »), nous vous présentons notre rapport du réviseur d'entreprises. Celui-ci inclut notre rapport sur les comptes ainsi que les autres obligations légales et réglementaires. Le tout constitue un ensemble et est inséparable.

Nous avons été nommés en tant que réviseur d'entreprises par le comité de direction en date du 8 mars 2021. Cette désignation, conformément à l'article 25 §5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, a été dûment approuvée le 15 avril 2021 par la Ministre fédérale de l'Énergie.

Notre mission de réviseur d'entreprises vient à échéance à la date du comité de direction délibérant sur les comptes clôturés au 31 décembre 2023. Il s'agit de notre seconde année d'intervention.

RAPPORT SUR LES COMPTES

Opinion sans réserve

Nous avons procédé au contrôle légal des comptes de la CREG, comprenant le bilan au 31 décembre 2022, ainsi que le compte de résultats pour l'exercice clos à cette date, dont le total du bilan s'élève à € 450.663.338 et dont le compte de résultats se solde par un résultat de l'exercice de € 0, conformément aux arrêtés royaux du 24 mars 2003, du 2 avril 2014 et de la loi programme du 27 décembre 2021 organisant le financement de la CREG.

À notre avis, ces comptes donnent une image fidèle du patrimoine et de la situation financière de la CREG au 31 décembre 2022, ainsi que de ses résultats pour l'exercice clos à cette

date, conformément au référentiel comptable applicable à la CREG.

Fondement de l'opinion sans réserve

Nous avons effectué notre audit selon les Normes internationales d'audit (ISA) telles qu'applicables en Belgique. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « Responsabilités du réviseur d'entreprises relatives à l'audit des comptes » du présent rapport. Nous nous sommes conformés à toutes les exigences déontologiques qui s'appliquent à l'audit des comptes en Belgique, en ce compris celles concernant l'indépendance.

Nous avons obtenu du comité de direction et des préposés de la CREG, les explications et informations requises pour notre audit.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Responsabilités du comité de direction relatives à l'établissement des comptes

Le comité de direction est responsable de l'établissement des comptes donnant une image fidèle conformément au référentiel comptable applicable à la CREG, ainsi que du contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement de comptes ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes, il incombe au comité de direction d'évaluer la capacité de la CREG à poursuivre son exploitation, de fournir, le cas échéant, des informations relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si le comité de direction a l'intention de mettre la CREG en liquidation ou de cesser ses activités ou s'il ne peut envisager une autre solution alternative réaliste.

Responsabilités du réviseur d'entreprises relatives à l'audit des comptes

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, et d'émettre un rapport du réviseur d'entreprises contenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes ISA permettra de toujours détecter toute anomalie significative existante. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, prises individuellement ou en cumulé, elles puissent influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Lors de l'exécution de notre contrôle, nous respectons le cadre légal, réglementaire et normatif qui s'applique à l'audit des comptes en Belgique. L'étendue du contrôle légal des comptes ne comprend pas d'assurance quant à la viabilité future de la CREG ni quant à l'efficacité ou l'efficacé avec laquelle le comité de direction a mené ou mènera les affaires de la CREG. Nos responsabilités relatives à l'application par le comité de direction du principe comptable de continuité d'exploitation sont décrites ci-après.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes ISA et tout au long de celui-ci, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique. En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les comptes comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définissons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et recueillons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant

d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- nous prenons connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, mais non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la CREG ;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par le comité de direction, de même que des informations les concernant fournies par ce dernier ;
- nous concluons quant au caractère approprié de l'application par le comité de direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants recueillis, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la CREG à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport du réviseur d'entreprises sur les informations fournies dans les comptes au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants recueillis jusqu'à la date de notre rapport du réviseur d'entreprises. Cependant, des situations ou événements futurs pourraient conduire la CREG à cesser son exploitation ;
- nous apprécions la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des comptes et évaluons si les comptes reflètent les opérations et événements sous-jacents d'une manière telle qu'ils en donnent une image fidèle.

Nous communiquons au comité de direction notamment l'étendue des travaux d'audit et le calendrier de réalisation prévus, ainsi que les constatations importantes relevées lors

de notre audit, y compris toute faiblesse significative dans le contrôle interne.

AUTRES OBLIGATIONS LÉGALES ET RÉGLEMENTAIRES

Responsabilités du comité de direction

Le comité de direction est responsable de la présentation et du contenu des informations contenues dans le rapport annuel, du respect des dispositions légales et réglementaires applicables à la tenue de la comptabilité, ainsi que du respect des lois du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (la loi « gaz »), du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (la loi « électricité ») et de leurs arrêtés d'exécution.

Responsabilités du réviseur d'entreprises

Dans le cadre de notre mission et conformément à la norme belge complémentaire (version révisée 2020) aux normes internationales d'audit (ISA) applicables en Belgique, notre responsabilité est de vérifier, dans leurs aspects significatifs, les informations contenues dans le rapport annuel ainsi que le respect de certaines dispositions des lois « gaz » et « électricité » et de leur arrêtés d'exécution, ainsi que de faire rapport sur ces éléments.

Aspects relatifs aux autres informations contenues dans le rapport annuel

Dans le cadre de notre audit des comptes, nous devons également apprécier, en particulier sur la base de notre connaissance acquise lors de l'audit, si les informations contenues dans le rapport annuel figurant sous le titre « Les finances de la CREG » comportent une anomalie significative, à savoir une information incorrectement formulée ou autrement trompeuse. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'anomalie significative à vous communiquer. Nous n'exprimons ni

n'exprimerons aucune forme d'assurance que ce soit sur le rapport annuel.

Mentions relatives à l'indépendance

Notre cabinet de révision n'a pas effectué de missions incompatibles avec le contrôle légal des comptes et est resté indépendant vis-à-vis de la CREG au cours de sa mission.

Autres mentions

- Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux règles générales définies dans la loi du 22 mai 2003 portant organisation du budget et de la comptabilité de l'État fédéral et à l'arrêté royal du 10 novembre 2009 fixant le plan comptable applicable à l'État fédéral, aux communautés, aux régions et à la Commission communautaire commune ;
- Nous n'avons constaté aucune irrégularité, au regard des lois « gaz », « électricité » et de leurs arrêtés d'exécution, quant aux opérations à constater dans les comptes de la CREG.

Zaventem, le 10 mars 2023

RSM INTERAUDIT SRL
RÉVISEUR D'ENTREPRISES
REPRÉSENTÉE PAR



CÉLINE ARNAUD
ASSOCIÉE



KARINE MORRIS
ASSOCIÉE

5.9. La liste des actes adoptés par la CREG en 2022

(B)656G/47 16.06.2022	Décision sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2021
(B)656G/49 22.12.2022	Décision sur les modalités finales de détermination des incitants pour Fluxys Belgium et Fluxys LNG au cours de la période 2024-2027
(B)657G/24 12.05.2022	Décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2021
(B)658E/77 03.02.2022	Décision 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
(B)658E/78 07.07.2022	Décision 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
(B)658E/79 14.07.2022	Décision 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
(B)658E/81 22.12.2022	Décision 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
(B)658E/82 30.11.2022	Décision 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
(B)1109/11 30.06.2022	Arrêté 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
(B)1110/12 30.06.2022	Arrêté 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 période régulatoire 2024-2027
(B)1442/9 24.02.2022	Décision relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector Ltd et au règlement d'accès d'Interconnector Ltd
(B)1442/10 19.07.2022	Décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector Ltd pour la période du 1 janvier 2021 jusqu'au 31 décembre 2021
(B)1442/11 30.11.2022	Décision relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector Ltd et au règlement d'accès d'Interconnector Ltd
(B)2121/4 17.11.2022	Décision sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement pour la période du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023
(F)2284 10.03.2022	Étude sur la conformité du tarif social au cadre légal européen
(B)2303 27.01.2022	Décision 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
(RA)2305/3 27.01.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros

5. La CREG

(RA)2305/4 17.02.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(RA)2305/5 24.03.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(RA)2305/6 28.04.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(RA)2305/7 23.05.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(RA)2305/8 07.07.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(RA)2305/9 19.07.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(RA)2305/10 27.10.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(RA)2305/11 22.12.2022	Rapport sur l'évolution des prix des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(B)2324 13.01.2022	Décision relative à 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
(B)2325 10.03.2022	Décision 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
(C)2326 01.02.2022	Proposition 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
(A)2327 01.02.2022	Avis 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
(Z)2328 27.01.2022	Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2021
(Z)2329 13.01.2022	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux et des composantes énergie de référence pour l'électricité et le gaz naturel d'application au 1er trimestre 2022
(A)2330 21.01.2022	Avis 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
(B)2331 03.02.2022	Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du Contrat standard de transport de gaz naturel, du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du Programme de transport de gaz naturel modifiés
(B)2332 17.02.2022	Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du contrat standard de raccordement - client final
(A)2334 27.01.2022	Avis de la CREG sur le projet d'arrêté royal modifiant les arrêtés royaux électricité et gaz naturel du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge

(B)2335 31.03.2022	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production au réseau de transport, plus précisément une OCGT supplémentaire
(F)2336 01.02.2022	Étude sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité
(A)2337 03.02.2022	● Avis relatif à un projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 21 décembre 2021 imposant à la SA Electrabel une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 inclus
(C)2338 07.04.2022	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
(Z)2339 03.02.2022	● Note Closure of REMIT cases
(Z)2340 10.02.2022	● Note Closure of REMIT case N90/2020
(E)2341 10.02.2022	Proposition relative au retrait de l'autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel de TotalEnergies Gas & Power Limited
(E)2342 10.02.2022	Proposition relative au retrait de l'autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel de Ineos Energy Trading Limited
(E)2343 10.02.2022	Proposition relative au retrait de l'autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel de Gazprom Marketing & Trading Limited
(B)2344 10.02.2022	Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia
(E)2345 10.02.2022	Proposition relative au retrait de l'autorisation individuelle de fourniture d'électricité de TotalEnergies Gas & Power Limited
(A)2347 17.02.2022	Avis relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'autorisation de transport pour la pose et l'exploitation d'une nouvelle conduite de transport de gaz naturel souterraine sur le territoire de la commune de Beveren
(A)2348 17.02.2022	Avis relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'autorisation de transport de gaz naturel pour l'installation et l'exploitation d'une nouvelle canalisation entre la station existante Charleroi (Dampremy CBR) et le nœud existant (Marchienne-au-Pont rue de la Jonction)
(A)2349 17.02.2022	Avis sur le projet d'arrêté royal modifiant les arrêtés royaux électricité et gaz naturel du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge
(F)2350 24.03.2022	Étude 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
(Z)2351 25.02.2022	Note sur l'approvisionnement en gaz naturel et sur la dépendance au gaz naturel de la Belgique
(RA)2352 17.02.2022	Quatrième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée
(Z)2353 21.04.2022	Rapport comparatif des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2021
(A)2354 24.02.2022	Avis relatif à un 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

(F)2355 12.05.2022	Étude relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité – rapport de monitoring 2021
(B)2356 31.03.2022	Décision relative aux conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire
(B)2357 10.03.2022	● Note Closure of REMIT case ID N35/2021
(B)2358 31.03.2022	Décision 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
(Z)2359 31.03.2022	Note sur le fonctionnement et les résultats des external parallel runs du projet Core Day-Ahead Flow Based Market Coupling
(Z)2360 07.04.2022	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux et des composantes énergie de référence pour l'électricité et le gaz naturel d'application au 2e trimestre 2022
(A)2362 15.03.2022	Avis 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 7undecies, § 8, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
(B)2363 10.06.2022	Décision 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 au sein de la zone de déséquilibre
(B)2364 28.04.2022	Décision d'approbation de l'étude relative à la détermination du facteur d'émission CO2 pour la Belgique fondé sur le marché
(B)2366 24.03.2022	Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR)
(C)2367 31.03.2022	Proposition d'arrêté royal fixant la méthode de calcul applicable en vue de déterminer les ressources nécessaires à la réalisation des objectifs visés à l'article 15/11, § 1erbis, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations ainsi que les modalités de la gestion des fonds y visés par la commission de régulation de l'électricité et du gaz
(C)2368 31.03.2022	Proposition d'arrêté royal fixant la méthode de calcul applicable en vue de déterminer les ressources nécessaires à la réalisation des objectifs visés à l'article 21bis, § 1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ainsi que les modalités de la gestion des fonds y visés par la commission de régulation de l'électricité et du gaz
(A)2369 24.03.2022	Avis relatif à la demande de la SA Fluxys Belgium d'un avenant à l'actuelle autorisation de transport A322-5 du 4 octobre 1966 pour la construction d'une nouvelle station clôturée
(Z)2370 31.03.2022	● Cas REMIT Redispatching en Allemagne – Rapport d'enquête préliminaire et prochaines étapes
(C)2371 07.04.2022	Proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid
(B)2372 13.04.2022	Décision 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
(A)2373 01.04.2022	Avis relatif au projet d'arrêté royal pris en exécution de l'article 23 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et portant activation du plan de réduction, voire d'interruption de la consommation de gaz naturel de certains clients finals raccordés au réseau de transport de gaz naturel
(B)2374 07.04.2022	Décision 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
(B)2375 07.04.2022	Décision 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

(B)2376 05.05.2022	Décision 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, à compter du 1er janvier 2023
(B)2384 22.08.2022	Décision 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
(B)2385 02.06.2022	Décision relative à la modernisation d'une installation de consommation (remplacement des trois disjoncteurs de 150kV situés du côté primaire des transformateurs n° 1, 2 et 4)
(B)2386 22.08.2022	Décision 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)
(B)2387 23.05.2022	Décision 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
(Z)2388 21.04.2022	● Note REMIT case Elia
(B)2389 23.05.2022	Décision 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
(Z)2390 07.07.2022	Note sur l'enquête de la CREG relative au report de la mise en service du Core Day-Ahead Flow-Based Market Coupling
(A)2391 28.04.2022	Avis 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
(E)2392 28.04.2022	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture d'électricité à ArcelorMittal Energy SCA
(A)2393 05.05.2022	Avis sur le projet d'arrêté royal modifiant les arrêtés royaux électricité et gaz naturel du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge
(A)2394 12.05.2022	Avis 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)
(A)2395 05.05.2022	Avis relatif à l'indépendance de madame Cécile Flandre en tant qu'administrateur indépendant de Fluxys Belgium SA
(B)2396 22.08.2022	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat type d'accès introduite par Elia Transmission Belgium SA le 27 juillet 2022
(B)2397 13.05.2022	Décision relative aux règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité
(RA)2398 12.05.2022	Cinquième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée
(A)2399 23.05.2022	Avis 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 Coe, 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
(B)2400 23.05.2022	Décision 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

5. La CREG

(A)2401 23.05.2022	Avis 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
(B)2402 24.11.2022	Décision 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
(B)2403 02.06.2022	Décision sur la demande d'approbation du règlement modifié d'accès au GNL pour le terminal GNL de Zeebrugge, 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
(B)2404 30.06.2022	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production sur le réseau de transport
(B)2405 02.06.2022	Décision 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)
(A)2406 16.06.2022	Avis sur l'analyse technico-économique des offres et du résultat de l'enchère CRM de 2021 réalisée par la Direction Générale de l'Energie
(F)2407 02.06.2022	Étude relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel
(B)2408 16.06.2022	Étude sur le fonctionnement du European Union Emissions Trading Scheme (système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne) et sur son impact sur les marchés de gros de l'électricité
(B)2409 20.10.2022	Décision établissant le code de bonne conduite relatif aux conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et aux méthodes de calcul ou déterminant les conditions de fourniture de services auxiliaires et d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion des congestions, et approuvant la proposition d'Elia du 16 mai 2022 relative aux procédures de raccordement au réseau de transport
(F)2410 08.09.2022	Étude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2022
(B)2411 31.08.2022	Décision relative à l'établissement d'un code de bonne conduite du gaz naturel
(B)2412 14.07.2022	Décision 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)
(A)2413 16.06.2022	● Avis relatif à la marge de profitabilité de la production industrielle d'électricité par fission de combustibles nucléaires par les centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pour l'année 2021
(RA)2414 23.06.2022	● Rapport sur la vérification des revenus et des coûts réels de la centrale nucléaire de Tihange 1 pour la période du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2021 conformément à la Convention relative à la prolongation de la durée de vie de Tihange 1 datée du 12 mars 2014 et à la modification de la Convention relative à la prolongation de la durée de vie datée du 31 mars 2017
(Z)2415 07.07.2022	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux et des composantes énergie de référence pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 3e trimestre 2022
(B)2416 30.06.2022	Décision 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
(B)2417 07.07.2022	Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia
(B)2418 19.07.2022	Décision 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

(B)2419 16.06.2022	Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du Programme de transport de gaz naturel
(A)2420 16.06.2022	Avis 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
(A)2421 16.06.2022	Avis 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
(A)2422 16.06.2022	Avis 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
(A)2423 16.06.2022	Avis sur le projet d'arrêté royal 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
(A)2424 30.06.2022	Avis relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels
(C)2425 23.06.2022	Proposition de norme de fiabilité révisée pour le territoire belge
(A)2426 23.06.2022	Avis 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
(A)2427 23.06.2022	Avis 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
(C)2428 01.09.2022	Proposition de 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
(C)2429 19.07.2022	Proposition de scénario de référence pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028
(F)2430 07.07.2022	Étude sur la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et potentiel d'économies pour les particuliers sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel
(C)2431 14.07.2022	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition révisée de contrat type de capacité introduite par Elia Transmission Belgium
(B)2432 22.08.2022	Décision 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
(B)2433 19.07.2022	Décision relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires
(B)2434 14.07.2022	Décision portant retrait de la décision (B)2417 du 7 juillet 2022 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia
(B)2435 14.07.2022	Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia
(RA)2436 19.07.2022	Sixième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée
(Z)2437 20.10.2022	Note de politique générale pour l'année 2023

5. La CREG

(B)2438 08.09.2022	Décision 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
(B)2439 08.09.2022	Décision 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
(B)2440 24.08.2022	Décision relative à l'établissement des modèles de rapports ex ante et ex post destinés à communiquer les données pertinentes relatives aux coûts des obligations de service public réserve stratégique et mécanisme de rémunération de capacité visées aux articles 7octies, alinéa 2, et 7undecies, § 15, alinéa 3, de la loi électricité
(A)2441 31.08.2022	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Wingas GmbH
(F)2442 31.08.2022	Étude sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité
(F)2443 08.12.2022	Étude relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2021
(Z)2444 06.10.2022	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux et des composantes énergie de référence pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 4e trimestre 2022
(A)2445 15.09.2022	Avis relatif au projet de plan de développement 2024-2034 de la S.A. Elia Transmission Belgium
(B)2446 27.10.2022	Décision 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
(B)2447 15.09.2022	● Décision relative à la demande de [confidentiel] dans une catégorie de capacité liée à un contrat de capacité couvrant jusqu'à 15 périodes de fourniture de capacité
(B)2448 15.09.2022	● Décision relative à la demande de [confidentiel] dans une catégorie de capacité liée à un contrat de capacité couvrant jusqu'à 15 périodes de fourniture de capacité
(B)2449 27.10.2022	Décision 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
(B)2450 03.10.2022	Décision 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-horaires
(B)2452 29.09.2022	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture d'électricité à Next Kraftwerke GmbH
(B)2453 19.09.2022	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour les unités de marché de capacité [confidentiel]
(B)2454 19.09.2022	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2455 19.09.2022	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour les unités de marché de capacité [confidentiel]
(B)2456 19.09.2022	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour les unités de marché de capacité [confidentiel]
(B)2457 19.09.2022	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]

(F)2458 06.10.2022	Étude 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
(A)2459 03.10.2022	Avis concernant l'arrêté royal portant la création d'un mécanisme de garantie de l'État pour certains crédits contractés par les fournisseurs et intermédiaires de gaz naturel et d'électricité suite à la crise énergétique
(B)2460 27.10.2022	Décision 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
(A)2461 06.10.2022	Avis relatif à la demande d'avenant à l'autorisation de transport A322-2094 du 9 mars 1990 pour la transformation de la station de mélange existante d'Antwerpen Lillo en une station de détente avec réglage de la pression et du débit
(A)2462 06.10.2022	Avis sur le projet d'arrêté royal modifiant les arrêtés royaux électricité et gaz naturel du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge
(C)2463 20.10.2022	Proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid
(B)2464 27.10.2022	Décision 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
(F)2465 27.10.2022	● Étude 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
(F)2466 27.10.2022	● Étude 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
(A)2467 13.10.2022	Avis relatif à la demande d'une autorisation de transport A323-4484 pour la pose d'une canalisation souterraine de transport de gaz DN1000 Zomergem (Oostwinkel) - Heren (Winksele) II, tronçon Gent (Desteldonk) – Opwijk
(A)2468 20.10.2022	Avis relatif à la proposition de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne l'instauration d'une norme sur les pompes à chaleur
(B)2470 27.10.2022	Décision sur la demande de la SA Fluxys Belgium d'approuver la proposition de modification du Contrat standard de stockage, du glossaire de définitions, des annexes B, C1, C2, D1 et F du Règlement d'accès au stockage et du Programme de services pour le stockage
(B)2471 15.12.2022	Décision relative à la demande de certification de Fluxys Belgium SA – gestionnaire du stockage
(E)2472 10.11.2022	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à la Société Européenne de Gestion de l'Énergie SA
(B)2473 24.11.2022	Décision relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones
(B)2474 17.11.2022	Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de services pour le transport de gaz naturel
(B)2475 17.11.2022	Décision 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
(RA)2476 10.11.2022	Septième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée

(A)2477 17.11.2022	Avis relatif aux amendements 4 à 16 déposés dans le cadre d'une proposition de loi instituant une taxe spéciale sur les surprofits dans le secteur de l'énergie
(B)2478 22.12.2022	● Décision 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
(B)2479 22.12.2022	● Décision imposant une obligation de service public à la SA Electrabel relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2023
(B)2480 22.12.2022	● Décision 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
(B)2481 22.12.2022	● Décision 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
(B)2482 22.12.2022	● Décision 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
(B)2483 22.12.2022	● Décision 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
(B)2484 22.12.2022	Décision 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
(RA)2485 24.11.2022	Rapport 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
(B)2486 22.12.2022	● Décision 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
(B)2487 22.12.2022	● Décision 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
(B)2488 22.12.2022	● Décision 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
(B)2490 30.11.2022	Décision 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)
(B)2491 24.11.2022	● Note Cas REMIT Equinor – Rapport d'enquête préliminaire et prochaines étapes
(C)2463/2 24.11.2022	Proposition adaptée d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid
(B)2492 22.12.2022	Décision 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
(A)2493 08.12.2022	Avis 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
(A)2495 08.12.2022	Avis sur le projet d'arrêté ministériel modifiant les arrêtés ministériels du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux

(A)2496 08.12.2022	Avis sur le projet d'arrêté royal modifiant les arrêtés royaux électricité et gaz naturel du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux et les règles d'intervention pour leur prise en charge
(B)2499 15.12.2022	Décision 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
(B)2500 22.12.2022	Décision 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
(A)2502 22.12.2022	Avis relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'autorisation de transport de gaz naturel pour la pose d'une canalisation de gaz naturel entre le nœud de vannes de Beclers et le site de la Compagnie des Ciments Belges (CCB à Tournai)
(F)2503 22.12.2022	Étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2021

- Acte confidentiel en raison du caractère confidentiel des informations qu'il contient. Le comité de direction de la CREG évalue le caractère confidentiel des informations en tenant compte notamment des lignes directrices concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel, telles que publiées sur le site Internet de la CREG.

Éditeur responsable

Koen LOCQUET
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles

Mise en page

www.inextremis.be

Illustrations

www.stock.adobe.com

Photo du personnel

Bernard De Keyzer - www.bdkz.net

