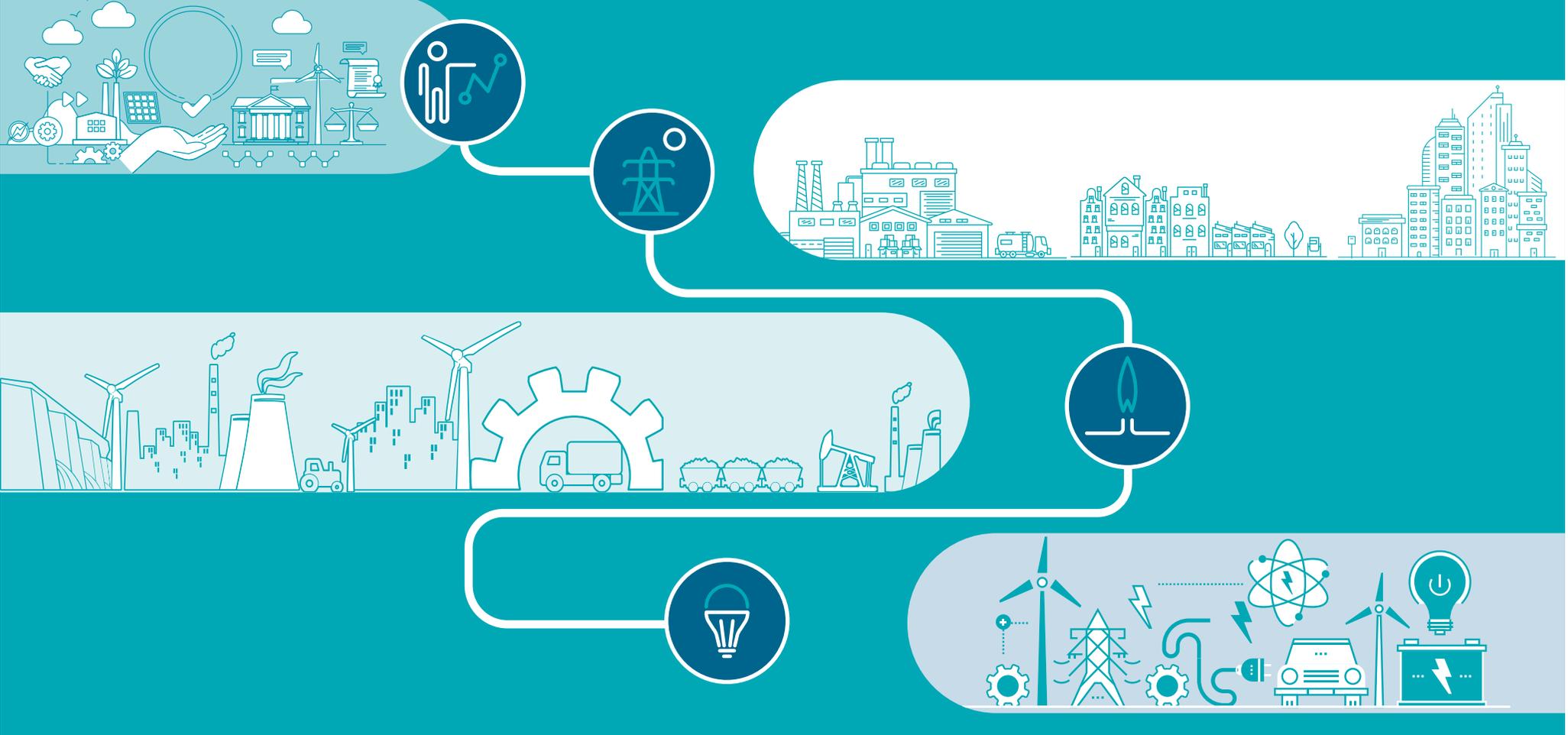


Rapport Annuel

2023

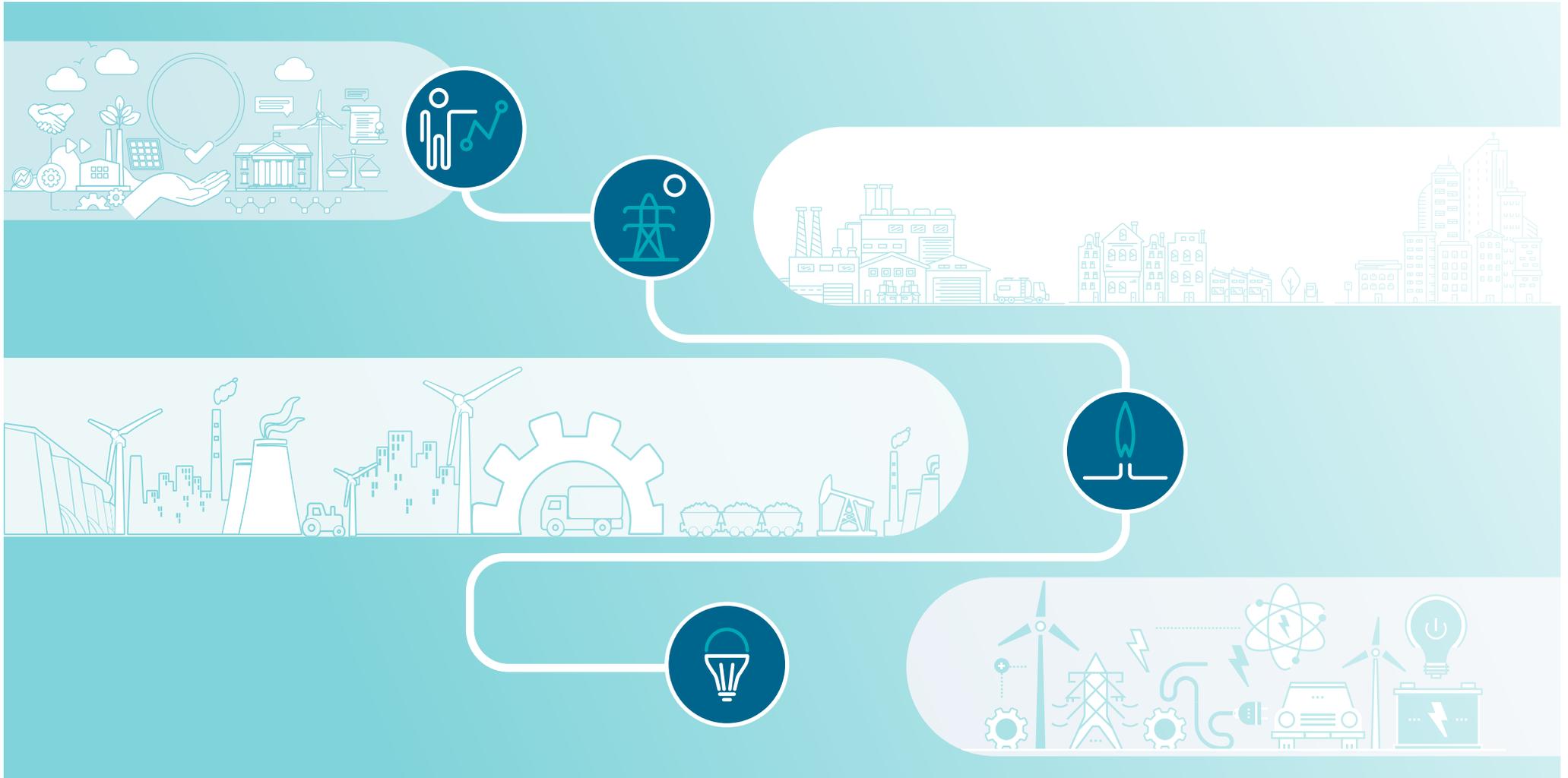


— **CREG** —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Rapport Annuel

2023



— **CREG** —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Table des matières

1. Avant-propos	9	2.12. Les surprofits	20
2. Les principales évolutions législatives nationales	13	2.13. Divers	20
2.1. Le transport d'hydrogène	14	2.13.1. Stockage d'énergie	20
2.2. Les prix maximaux	14	2.13.2. Fiscalité	20
2.2.1. Extension du tarif social pour les BIM	14	2.13.3. Renouvelable	20
2.2.2. Fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés	14	2.13.4. Obligations des gestionnaires d'infrastructure de gaz	20
2.2.3. Modification de la méthode de calcul du prix de référence	14		
2.2.4. Révision à la baisse des avances sur le remboursement du tarif social versées aux fournisseurs pour les deux premiers trimestres de 2023	14		
2.2.5. Modifications diverses	15		
2.3. Le mécanisme de rémunération de capacité	15	3. Le marché de l'électricité	21
2.3.1. Evolution du cadre légal	15	3.1. Régulation	22
2.3.1.1. Notification à la Commission européenne	15	3.1.1. La production et le stockage d'électricité	22
2.3.1.2. Participation active de la demande	15	3.1.1.1. Les autorisations de production et de stockage d'électricité	22
2.3.1.3. Mise aux enchères ponctuelle	15	3.1.1.2. La production d'électricité en mer du Nord	22
2.3.1.4. Participation étrangère	16	3.1.1.3. Plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité	24
2.3.1.5. Règles de fonctionnement	16	3.1.1.4. Autres missions de vérification et d'avis	25
2.3.1.6. Modifications à l'arrêté royal du 4 juin 2021	16	3.1.2. La fourniture d'électricité	26
2.3.1.7. Modifications à l'arrêté royal du 28 avril 2021	16	3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport	26
2.3.1.8. Octroi d'autorisations individuelles pour le stockage d'énergie	16	3.1.2.2. Les prix maximaux	26
2.3.2. Mise en œuvre du CRM	17	3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité	28
2.3.2.1. Période de fourniture 2027-2028	17	3.1.3. Le transport	29
2.3.2.2. Périodes de fourniture 2025-2026 et 2028-2029	17	3.1.3.1. La désignation, la dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport	29
2.3.2.3. Adoption des nouvelles règles de fonctionnement	17	3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise	29
2.4. La norme énergétique	18	3.1.3.3. Le fonctionnement technique	29
2.5. Le label de confiance des comparateurs de prix	18	3.1.3.4. Les tarifs du réseau de transport	33
2.6. Le code de bonne conduite et le règlement technique électricité	18	3.1.3.5. Évaluation du coût des OSP fédérales	34
2.7. Le plan de développement fédéral 2024-2034 du réseau de transport d'électricité	18	3.1.4. L'implémentation des règlements européens et les questions transfrontalières	35
2.8. L'éolien offshore	18	3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	35
2.8.1. Modifications à la loi électricité	18	3.1.4.2. La cohérence du plan de développement du réseau de transport avec le plan de développement du réseau européen	37
2.8.2. Modifications à l'arrêté royal du 16 juillet 2002	19	3.1.4.3. L'implémentation des règlements européens	37
2.9. Le droit des consommateurs	19	3.2. Concurrence	39
2.10. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport	19	3.2.1. Le monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	39
2.11. L'énergie nucléaire	20	3.2.2. Le monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	42
		3.2.2.1. L'énergie électrique appelée	42
		3.2.2.2. La part de marché de la production de gros	42

3.2.2.3. L'échange d'énergie	44	4.4. Sécurité d'approvisionnement	64
3.2.2.4. REMIT	46	4.4.1. Le monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	64
3.2.2.5. La charte pour une fourniture efficace d'informations	46	4.4.2. Le contrôle des plans d'investissements du gestionnaire du	67
dans le cadre de la comparaison des prix pour l'électricité		réseau de transport	
et le gaz		4.4.3. La couverture du prélèvement de pointe	68
3.2.2.6. Les émissions de gaz à effet de serre	46	5. La CREG	69
3.3. Protection des consommateurs	46	5.1. Le comité de direction et le personnel de la CREG	71
3.4. Sécurité d'approvisionnement	47	5.2. Le conseil consultatif du gaz et de l'électricité	71
3.4.1. Le monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	47	5.3. La note de politique générale, le rapport annuel d'activités et le	72
3.4.2. Le plan de développement du réseau de transport	48	rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG	
3.4.3. La sécurité opérationnelle du réseau	48	5.4. Le traitement des questions et plaintes	72
3.4.4. Les investissements dans les interconnexions transfrontalières	49	5.5. Le développement durable au sein de la CREG	72
et le réseau haute tension interne		5.6. Les présentations données par la CREG	73
3.4.5. Le mécanisme de rémunération de capacité	51	5.7. La CREG et les autres instances	75
4. Le marché du gaz naturel	53	5.7.1. La CREG et la Commission européenne	75
4.1. Régulation	54	5.7.2. La CREG au sein de l'ACER	76
4.1.1. La fourniture de gaz naturel	54	5.7.3. La CREG au sein du CEER	78
4.1.1.1. La fourniture aux clients	54	5.7.4. Le European Gas Regulatory Forum	81
4.1.1.2. Les prix maximaux	55	5.7.5. Le European Electricity Regulatory Forum	81
4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel	55	5.7.6. Le Citizens' Energy Forum	81
4.1.2. Le transport	55	5.7.7. Le Energy Infrastructure Forum	82
4.1.2.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du	55	5.7.8. La CREG et les autres régulateurs nationaux	82
réseau de transport		5.7.9. La CREG et la FSMA	83
4.1.2.2. La gouvernance d'entreprise	55	5.7.10. La CREG, le Parlement et le gouvernement fédéral	83
4.1.2.3. Le fonctionnement technique	56	5.7.11. La CREG et les régulateurs régionaux	83
4.1.2.4. Les tarifs de transport, de stockage et de GNL	59	5.7.12. La CREG et l'Autorité belge de la concurrence	84
4.1.3. Les questions transfrontalières et l'intégration du marché	60	5.7.13. La CREG et le monde universitaire belge	84
4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	60	5.8. Les finances de la CREG	84
4.1.3.2. La cohérence du plan d'investissements du réseau de	61	5.8.1. L'alimentation des fonds	84
transport avec le plan de développement du réseau européen		5.8.2. Les fonds	85
4.1.3.3. L'intégration du marché	61	5.8.3. Les comptes 2023	87
4.2. Concurrence	63	5.8.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes annuels	92
4.2.1. Le monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail	63	pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	
4.2.2. Le monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché	64	5.9. La liste des actes adoptés par la CREG en 2023	94
4.3. Protection des consommateurs	64		

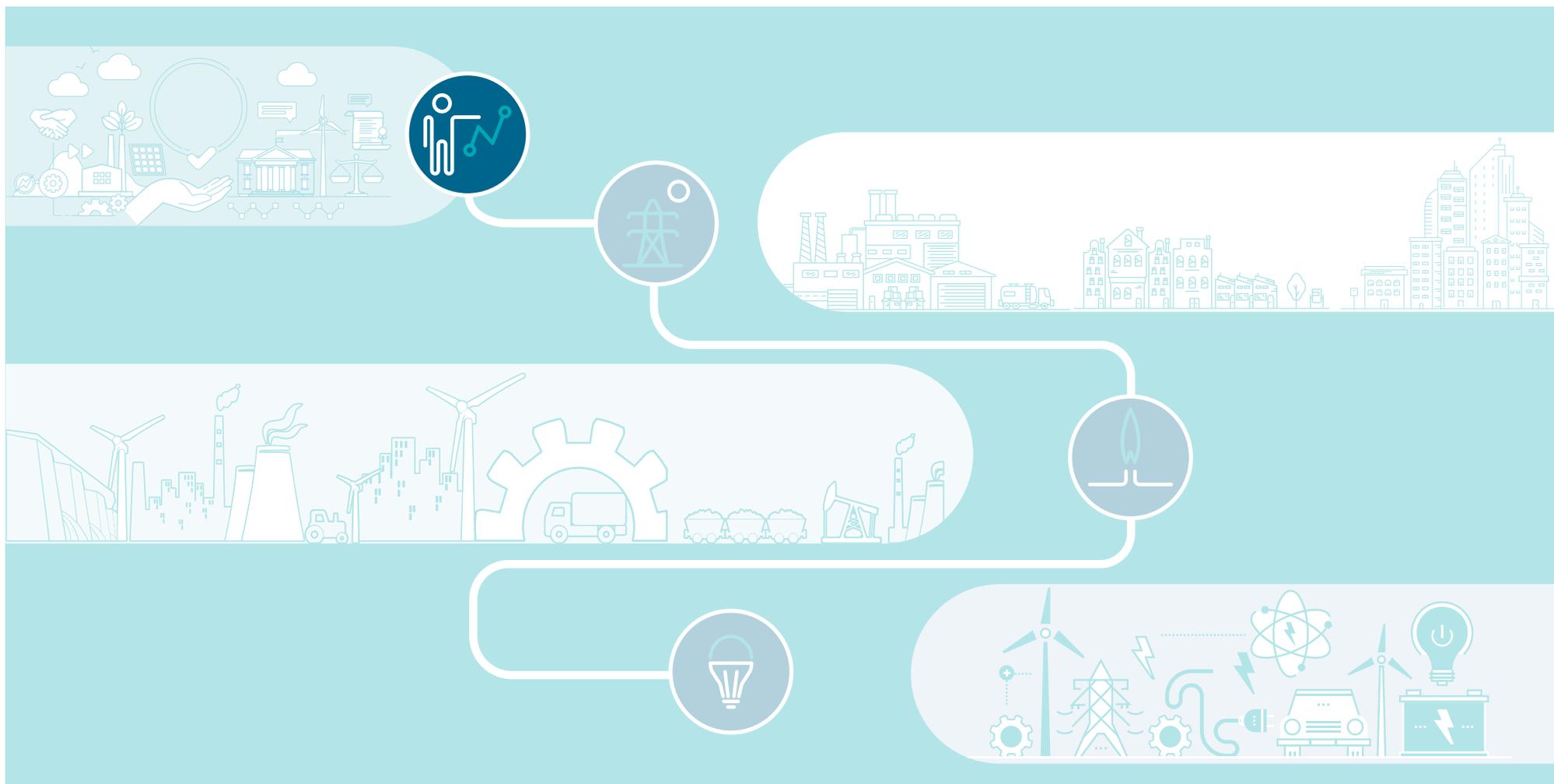
LISTE DES FIGURES

1	Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2023	23	13	Évolution entre 2015 et 2023 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas	49
2	Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2023	24	14	Transactions nettes de gaz naturel entre le marché belge (Belux) de gaz naturel ZTP et les marchés frontaliers de 2014 à 2023 (gaz H et gaz L)	62
3	Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix EPEX SPOT DAM au cours de la période 2014-2023	33	15	Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés day-ahead et year-ahead	63
4	Moyennes mensuelles des échanges transfrontaliers journaliers de la Belgique dans la région CWE/Core et vers la Grande-Bretagne en 2023, y compris les nominations à long terme	35	16	Répartition par segment d'utilisateurs de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2022 et 2023	64
5	Rentes de congestion journalière brutes du couplage des marchés	36	17	Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateurs durant la période 1990-2023 (1990 = 100), adaptée en fonction des variations climatiques	65
6	Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2023 pour un client type résidentiel (client type = 3 500 kWh/an) (composante énergie)	41	18	Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2023	66
7	Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2023 pour un client type résidentiel (client type = 17 000 kWh/an) (composante énergie)	41	19	Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2023	66
8	Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2023 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante énergie)	41	20	Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2023	66
9	Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2023 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante énergie)	41	21	Destination des flux de gaz naturel en Belgique pour l'approvisionnement de l'Europe du Nord-Ouest	66
10	Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2014 à 2023	42	22	Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateurs en 2023	68
11	Prix moyens mensuels pour la période 2015-2023 du marché journalier pour la fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE	45	23	Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2023	68
12	Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme	45			

LISTE DES TABLEAUX

1	Énergie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2014 à 2023	26
2	Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2014-2023	32
3	Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination nette moyenne par année pour la Belgique	36
4	Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles	36
5	Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité	43
6	Parts de marché de gros dans l'énergie produite	43
7	Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2014-2023	47
8	Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2023	48
9	Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2023 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia	48
10	Entreprises actives en 2023 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Évolution par rapport à 2022	54
11	Répartition par segment d'utilisateurs de la demande belge de gaz naturel entre 2014 et 2023	65
12	Aperçu des présentations données par les membres de la CREG en 2023	73
13	Montants résiduels de dégressivité/exonération et irrécouvrables régularisés avec les entreprises d'énergie	85
14	Régularisation des soldes des fonds avec l'Etat belge	85
15	Répartition entre les fonds gérés par la CREG des surplus de cotisation fédérale électricité des gestionnaires de réseau de distribution	85
16	Coût des mesures gouvernementales 2023	86
17	Résultat de l'exercice en comptabilité générale 2023	87
18	Synthèse du compte d'exécution du budget 2023	87
19	Compte de résultats au 31 décembre 2023	88
20	Bilan au 31 décembre 2023	90

1 Avant-propos



L'année écoulée a été marquée par une relative accalmie des prix de l'énergie, après leur spectaculaire envolée et volatilité observées en 2022, à la suite du conflit russo-ukrainien. Toutefois, en raison de l'incertitude géopolitique ambiante, la surveillance étroite des marchés de l'électricité et du gaz naturel au niveau mondial, européen et local est restée une priorité absolue. Aussi, l'analyse des dynamiques de marché, de la formation des prix et de leur volatilité s'est poursuivie avec le même degré d'exigence et de transparence, dans le souci permanent de protéger l'intérêt général et celui des consommateurs belges, toutes tailles confondues. Dans cette même optique, et dans la continuité du passé, la CREG s'est également investie dans l'examen de la sauvegarde de la compétitivité des entreprises et du pouvoir d'achat des clients résidentiels.

Conformément à la volonté européenne de réduire la dépendance énergétique fossile de l'Union européenne à l'égard, entre autres, de producteurs de gaz naturel situés en dehors de l'Union européenne, une profonde reconfiguration des voies d'approvisionnement en gaz naturel s'est opérée en faveur du gaz naturel provenant de l'ouest. Cette évolution sans précédent, consécutive à la crise énergétique de 2022, s'est traduite par une augmentation considérable et une modification des flux transfrontaliers de gaz naturel pour la Belgique. Par ailleurs, outre les obligations européennes relatives au remplissage du stockage de gaz naturel, les conditions météorologiques favorables observées durant l'hiver 2022-2023 ont également joué un rôle favorable à la reconstitution des réserves de gaz naturel.

L'évolution des tarifs des infrastructures de réseaux est aussi restée au cœur des préoccupations de la CREG afin d'assurer une régulation tarifaire offrant un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les coûts supportés par les utilisateurs de réseau. C'est dans cette perspective que les tarifs de transport pour la période 2024-2027 ont été approuvés, sur la base d'une méthodologie tarifaire qui vise à améliorer les prestations du gestionnaire du réseau, favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement et à stimuler la recherche et le développement dans le contexte global de la transition énergétique.

Sur le plan des évolutions législatives et autres, l'année 2023 a entre autres connu (i) l'adoption de la loi du 11 juillet 2023 relative au transport d'hydrogène par canalisations, dont l'objectif principal vise à positionner la Belgique comme porte d'entrée et pays de transit pour l'hydrogène, en prévoyant des connexions avec les pays voisins et avec les réseaux industriels et (ii) la quasi finalisation de l'accord entre Engie et le gouvernement fédéral sur la prolongation, pour 10 ans, de la durée de vie opérationnelle des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3.

Dans ce contexte législatif, en perpétuelle évolution, la CREG a continué à mettre au service des autorités publiques son expertise, ses forces de décision, d'avis ou de proposition sur des thématiques aussi variées que, par exemple, les prix maximaux, le mécanisme de rémunération de capacité, la norme énergétique, le label de confiance des comparateurs de prix, le code de bonne conduite et le règlement technique

électricité, l'éolien offshore, la dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport.

Durant l'année sous revue, la CREG s'est également investie dans la nouvelle mission qui lui avait été confiée - au-delà du rôle traditionnel de gendarme et de facilitateur des marchés - par 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. La conception et la mise en œuvre effective du système de prélèvement des recettes excédentaires des producteurs d'électricité (surprofits), dans toute sa technicité et complexité de terrain, a ainsi permis à la CREG de formuler, avec succès, des propositions de prélèvement pour les débiteurs concernés pour les périodes spécifiées, et ce dans le respect des stricts délais légaux impartis par la loi.

Parallèlement, la CREG a contribué aux travaux 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 ou auprès de la Commission européenne. Elle a également eu l'occasion de contribuer activement aux développements européens, notamment en ce qui concerne les enjeux de la sécurité d'approvisionnement, les mesures d'urgence et l'adaptation du règlement REMIT, et de promouvoir une meilleure compréhension, l'actualisation et la mise en œuvre des codes de réseaux et autres règlements européens.

Grâce au maintien d'un dialogue ouvert et constructif avec l'ensemble des parties prenantes, la CREG a su rester à l'avant-garde des évolutions du secteur, dans le respect de son indépendance.

Enfin, avec l'entrée en fonction le 27 septembre 2023 d'un nouveau comité de direction pleinement effectif, l'année 2023 a marqué le début d'une nouvelle page dans le parcours de la CREG et le prélude à la préparation d'une nouvelle vision stratégique pour les années à venir, tout en consolidant les succès du passé.

Le présent rapport annuel d'activités rend compte, de manière circonstanciée, de l'ensemble des actions menées par la CREG durant l'année 2023, conformément à ses obligations de transparence. Sa teneur reflète également l'intensité des efforts déployés au quotidien par nos collaborateurs, dont l'engagement et le professionnalisme ont su rendre possible une régulation de qualité, attentive à la pluralité des réalités rencontrées sur le terrain, et résolument tournée vers l'avenir.

Ensemble, en tant qu'équipe unie, riche de sa diversité, nous sommes prêts à relever les défis d'avenir et à contribuer à la réussite d'une transition énergétique inclusive, dans le respect de nos compétences, prérogatives et moyens alloués.

Je vous en souhaite une bonne lecture.



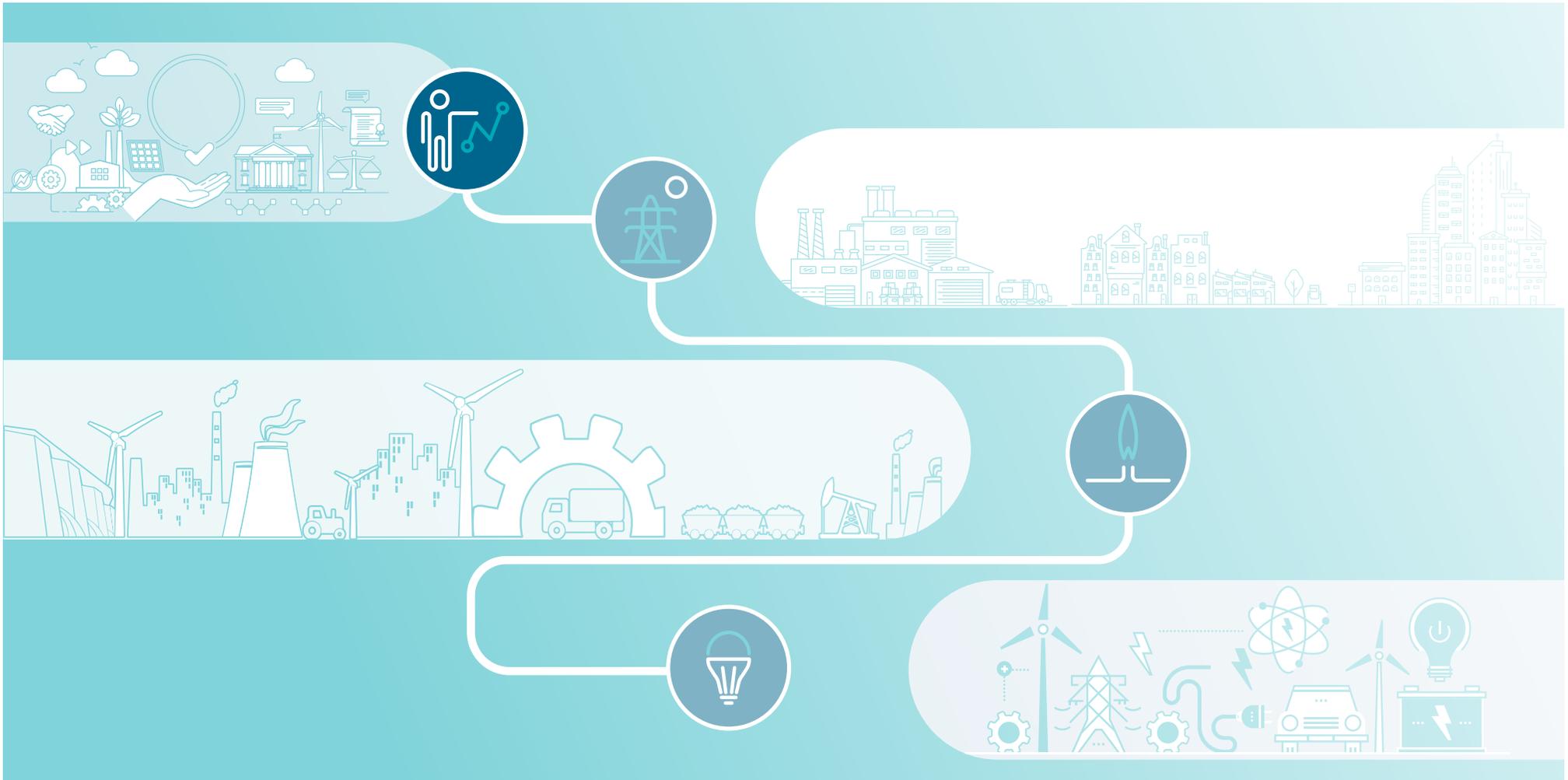
A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Koen Locquet', with a long horizontal stroke extending to the right.

Koen Locquet

Président du comité de direction
Février 2024

2

Les principales évolutions législatives nationales



2.1. Le transport d'hydrogène

Par l'adoption de la loi du 11 juillet 2023 relative au transport d'hydrogène par canalisations¹, l'État belge a introduit un cadre réglementaire pour le transport d'hydrogène par canalisations.

Cette loi établit les principes de l'organisation du marché de l'hydrogène et les rôles et responsabilités du gestionnaire de réseau de transport d'hydrogène et de la CREG en tant qu'autorité de régulation².

Par une loi du 21 mai 2023³, le législateur prévoit que le Roi peut déterminer les conditions d'octroi et les procédures de demande de subvention ayant pour objectif la promotion de la recherche, le développement et la démonstration de technologies et d'infrastructures pour la production et l'utilisation de l'hydrogène et de ses dérivés d'une part, et pour le transport, pour l'importation et pour le stockage (au moyen de grandes infrastructures) d'hydrogène d'autre part.

2.2. Les prix maximaux

2.2.1. Extension du tarif social pour les BIM

La date de fin de l'extension de l'application du tarif social aux personnes ayant le statut « BIM » (bénéficiaire d'intervention majorée de l'assurance soins de santé et indemnité) a été

reportée une dernière fois. Cette mesure qui s'appliquait depuis le 1^{er} février 2021 a donc pris fin définitivement au 1^{er} juillet 2023⁴. L'arrêté royal qui fixe cette date de fin prévoit en outre qu'à partir du 1^{er} juillet 2023, le fournisseur applique pour une période de trois mois le produit le moins cher à ce moment-là.

La CREG a établi plusieurs rapports de monitoring relatifs aux moyens nécessaires et aux montants pressentis pour cette extension des tarifs sociaux aux clients « BIM » (voir le point 3.1.2.2 du présent rapport).

2.2.2. Fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés

L'arrêté royal du 5 mai 2022 fixant les prix maximaux sociaux pour la fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés, pour lequel la CREG avait rendu un avis⁵, a été retiré par arrêté royal du 7 avril 2023⁶, entré en vigueur le 21 avril 2023. En effet, cet arrêté royal du 5 mai 2022 avait été rendu inutile par l'entrée en vigueur de l'arrêté royal du 6 juin 2022 fixant les prix maximaux sociaux pour la fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés⁷.

2.2.3. Modification de la méthode de calcul du prix de référence

Entré en vigueur le 1^{er} avril 2023⁸, l'arrêté royal du 21 mars 2023, sur lequel la CREG a rendu un avis⁹, modifie les arrêtés royaux du 29 mars 2012¹⁰.

Les modifications apportées prévoient l'utilisation de nouvelles formules de calcul des composantes énergie de référence, et plus précisément l'utilisation de cotations *spot* mensuelles (au lieu de cotations *forward* trimestrielles) ainsi que l'adaptation des coefficients et *mark-up* aux conditions actuelles de marché ainsi que la hausse des redevances fixes. Ces modifications permettent notamment de faire évoluer plus rapidement les composantes énergie de référence en fonction des fluctuations des prix sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel. Elles permettent par ailleurs aux fournisseurs de couvrir leurs coûts, tout en veillant à maintenir un équilibre dans le système de gestion des fonds clients protégés.

2.2.4. Révision à la baisse des avances sur le remboursement du tarif social versées aux fournisseurs pour les deux premiers trimestres de 2023

L'arrêté royal du 11 juin 2023¹¹, sur lequel la CREG a rendu un avis¹², modifie les arrêtés royaux du 29 mars 2012 pour réviser

1 Loi du 11 juillet 2023 relative au transport d'hydrogène par canalisations (Moniteur belge du 25 juillet 2023).

2 Le Conseil des ministres a marqué son accord le 14 juillet 2023 sur l'octroi d'un subside de 250 millions d'euros au gestionnaire de réseau de transport d'hydrogène qui sera désigné. Ce subside est destiné à la construction d'une connexion hydrogène avec l'Allemagne et le développement du réseau de transport d'hydrogène dans et entre les clusters industriels de Gand, Anvers, Mons, Charleroi et Liège.

3 Loi du 21 mai 2023 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 7 juin 2023).

4 Arrêté royal du 19 mars 2023 portant la prolongation de l'extension des prix maximaux pour les clients protégés résidentiels aux bénéficiaires de l'intervention majorée jusqu'au 1^{er} juillet 2023 (Moniteur belge du 22 mars 2023).

5 Avis (A)2219 du 1^{er} avril 2021 sur la fourniture de chaleur au moyen de réseaux de distribution de chaleur à distance à des clients protégés résidentiels et sur les règles du mécanisme de financement et de détermination du coût réel net.

6 Arrêté royal du 7 avril 2023 portant le retrait de l'arrêté royal du 5 mai 2022 fixant les prix maximaux sociaux pour la fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés (Moniteur belge du 21 avril 2023).

7 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).

8 Arrêté royal du 21 mars 2023 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 24 mars 2023).

9 Avis (A)2514 du 2 février 2023 concernant le projet d'arrêté royal portant modification des arrêtés royaux du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité / de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge.

10 D'une part, 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 mars 2012) et d'autre part, 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 30 mars 2012).

11 Arrêté royal du 11 juin 2023 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 15 juin 2023).

12 Avis (A)2522 du 9 mars 2023 sur le projet d'arrêté royal portant modification des 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.

à la baisse les montants des avances aux fournisseurs sur le remboursement du tarif social pour le premier et le deuxième trimestres 2023. Cette baisse s'explique par le fait que le coût du tarif social estimé pour ces trimestres a diminué en raison d'une forte baisse des prix du marché.

2.2.5. Modifications diverses

La loi du 15 mars 2023¹³ apporte une série de modifications à différents actes législatifs¹⁴. Les modifications visent notamment à assurer une utilisation cohérente des termes « client domestique » et « client protégé résidentiel », chargent le Roi d'arrêter, le cas échéant, la procédure à prendre en compte pour obtenir une indemnité, y compris les délais et conséquences en cas d'infraction et déplacent certaines dispositions d'un acte législatif à un autre. Elles visent également à introduire des adaptations au mode d'octroi du forfait unique de 80 euros aux clients protégés électricité.

L'arrêté royal du 4 juin 2023¹⁵ apporte différentes modifications à l'arrêté royal du 11 septembre 2022¹⁶. Ces modifications visent à simplifier des processus administratifs. La CREG a rendu un avis à ce propos¹⁷.

2.3. Le mécanisme de rémunération de capacité

Un mécanisme de rémunération de capacité (ci-après « CRM ») a été introduit dans la loi électricité en 2019 afin de garantir la mise à disposition d'une capacité suffisante à partir de l'hiver 2025-2026 pour répondre à la demande d'électricité sur le territoire, compte tenu notamment de la cessation des activités des centrales nucléaires actives en Belgique. Celui-ci met en place un système de rémunération de capacité pour tout type de capacité susceptible de contribuer à la sécurité d'approvisionnement (production, stockage, gestion de la demande) (voir rapport annuel 2019).

2.3.1. Évolution du cadre légal

2.3.1.1. Notification à la Commission européenne

Par une décision du 27 août 2021¹⁸, la Commission européenne a décidé que le CRM était compatible avec le marché interne. Entre-temps, la situation ayant évolué, une série d'amendements ont été notifiés le 30 juin 2023 à la Commission européenne, conformément à l'article 108, § 3, du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, afin de s'assurer de

leur compatibilité avec les exigences européennes en matière d'aides d'État. La Commission européenne a décidé de ne pas émettre d'objection, estimant que le CRM et les amendements notifiés sont compatibles avec le marché interne sur la base de l'article 107, § 3, c), du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne¹⁹.

2.3.1.2. Participation active de la demande

La loi du 30 mai 2023²⁰ prévoit la possibilité pour le Roi d'exempter la participation active de la demande de l'obligation de remboursement du mécanisme de rémunération de capacité, et le charge le cas échéant d'en déterminer les conditions. En adoptant l'arrêté royal du 31 juillet 2023²¹, le Roi consacre une telle exemption. Cet arrêté royal dispose que l'exemption entre en vigueur le jour de la publication d'un avis constatant soit la notification d'une décision favorable de la Commission européenne, soit que la Commission européenne n'a pas adopté de décision dans les délais applicables. La CREG a rendu un avis à ce sujet²².

2.3.1.3. Mise aux enchères ponctuelle

La loi du 21 mai 2023²³ contient un volet portant des modifications relatives à la procédure de mise aux enchères ponctuelle.

13 Loi du 15 mars 2023 portant des dispositions diverses relatives au tarif social (Moniteur belge du 31 mars 2023).

14 Loi électricité ; loi gaz ; loi programme du 27 avril 2007 (Moniteur belge du 8 mai 2007) ; loi du 28 février 2022 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 8 mars 2022) ; loi du 15 décembre 2021 portant des mesures en vue de la hausse des prix de l'énergie en 2021 et confirmant l'arrêté royal du 22 décembre 2020 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (Moniteur belge du 23 décembre 2021) ; arrêté ministériel du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés (Moniteur belge du 6 juillet 2007) et arrêté ministériel du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz aux clients résidentiels protégés (Moniteur belge du 19 juin 2007).

15 Arrêté royal du 4 juin 2023 modifiant l'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 14 juin 2023).

16 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).

17 Avis (A)2535 du 23 mars 2023 sur le projet d'arrêté royal modifiant l'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.

18 Décision du 27 août 2021, SA.54915.

19 Décision du 29 septembre 2023, SA.104336.

20 Loi du 30 mai 2023 portant des modifications relatives aux règles de fonctionnement et aux options de fiabilité dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité visé au chapitre IIbis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 14 juin 2023).

21 Arrêté royal du 31 juillet 2023 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 25 août 2023).

22 Avis (A)2540 du 6 avril 2023 relatif à la modification proposée par Elia de l'article 23 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

23 Loi du 21 mai 2023 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 7 juin 2023).

Ce volet vise à clarifier les modalités d'organisation de la procédure de mise aux enchères ponctuelle, en faisant d'une part référence aux principes du mécanisme de rémunération de capacité qui trouvent à s'appliquer et d'autre part en prévoyant des possibilités de s'écarter de ces principes.

2.3.1.4. Participation étrangère

La même loi du 21 mai 2023 contient également un volet portant des modifications relatives à la participation de capacité étrangère indirecte au mécanisme de rémunération de capacité. Ce volet vise à modifier l'habilitation faite au Roi à déterminer les conditions et modalités auxquelles les détenteurs de capacité étrangère indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification. La modification prévoit notamment une faculté de participer à la procédure de pré-enchère, mais une obligation de participation à la procédure de préqualification pour les détenteurs dont l'offre a été sélectionnée dans le cadre de la pré-enchère.

2.3.1.5. Règles de fonctionnement

La loi du 30 mai 2023²⁴ consacre expressément le principe de l'application des nouvelles dispositions dans les versions successives des règles de fonctionnement aux contrats déjà conclus (principe), sauf celles identifiées par la CREG ou le Roi en raison de l'influence significative qu'elles sont censées

avoir dans le cadre de l'introduction d'une offre (exception au principe), à moins qu'il ne soit nécessaire de quand même les appliquer afin de rétablir l'équilibre contractuel rompu à la suite d'une crise soudaine sur le marché de l'énergie (exception à l'exception). Ce système ressort ses effets de manière rétroactive à compter du 13 mai 2022. La loi du 30 mai 2023 apporte également des modifications et précisions en termes de définition des options de fiabilité et de l'obligation de remboursement.

2.3.1.6. Modifications à l'arrêté royal du 4 juin 2021

Outre une série de modifications de nature formelle, l'arrêté royal du 4 juillet 2023²⁵ a apporté des modifications à l'arrêté royal du 4 juin 2021 concernant les coûts éligibles et le rejet par la CREG d'un dossier d'investissement pour cause de non-préqualification. L'arrêté royal du 4 juillet 2023 apporte également des précisions, notamment à propos d'une exigence d'indépendance de l'expert technique et à propos de la preuve à apporter du respect des critères d'éligibilité des coûts d'un investissement. La CREG a rendu une proposition²⁶ à ce sujet.

2.3.1.7. Modifications à l'arrêté royal du 28 avril 2021

L'arrêté royal du 4 juillet 2023²⁷ apporte une série de modifications à l'arrêté royal du 28 avril 2021²⁸. Ces modifications concernent notamment l'estimation de la rente inframarginale

annuelle, la correction du coût net d'un nouvel entrant et du prix maximum sur la base de l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation, les dépenses d'investissement récurrentes annualisées et le calcul du « missing money ». Elles concernent également la procédure de dérogation au prix maximum intermédiaire et l'actualisation mensuelle du prix d'exercice. La CREG a rendu deux avis²⁹ et une proposition³⁰ à ce propos.

2.3.1.8. Octroi d'autorisations individuelles pour le stockage d'énergie

Suite à l'introduction en 2022, dans l'article 4 de la loi électricité, d'une obligation pour les installations de stockage d'énergie d'obtenir une autorisation individuelle, la loi du 14 février 2023³¹ modifie cet article afin de circonscrire le champ d'application de cette obligation. Suite à cette modification, seules les nouvelles grandes installations de stockage d'énergie sont concernées, en outre des nouvelles installations de production d'électricité. Cette modification prévoit aussi la possibilité pour le Roi d'exempter l'établissement et l'exploitation des nouvelles grandes installations de stockage d'énergie de faible puissance et les nouvelles installations de production d'électricité de faible puissance. Dans ce cas, une procédure de déclaration préalable est envisagée. La loi du 14 février 2023 modifie et insère des nouvelles définitions en conséquence.

24 Loi du 30 mai 2023 susmentionnée.

25 Arrêté royal du 4 juillet 2023 modifiant l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement (Moniteur belge du 7 août 2023).

26 Proposition (C)2516 du 30 mars 2023 d'adaptation de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement.

27 Arrêté royal du 4 juillet 2023 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 10 août 2023).

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

29 Avis (A)2540 du 7 avril 2023 relatif à la modification proposée par Elia de l'article 23 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité ; Avis (A)2544 du 20 avril 2023 relatif à un projet de proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

30 Proposition (C)2543 du 20 avril 2023 d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

31 Loi du 14 février 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; erratum (Moniteur belge du 8 mars 2023).

Vu que la demande et l'octroi d'une telle autorisation constituent respectivement un critère de recevabilité et de préqualification dans le cadre du CRM, l'arrêté royal du 29 mars 2022³² avait été adopté en vue de la mise aux enchères de 2022. L'objectif de cet arrêté royal était de clarifier la procédure et les critères applicables pour l'obtention d'une autorisation individuelle par des détenteurs de capacité tenus ou désireux de soumettre un dossier de préqualification, dans le cadre de la mise aux enchères de 2022.

La loi du 14 février 2023 mentionnée ci-dessus prévoit un régime transitoire : l'arrêté royal du 29 mars 2022 continue à s'appliquer, sans préjudice des modifications mentionnées ci-dessus, à l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-2027.

L'arrêté royal du 27 mars 2023³³ a été adopté dans le même but de clarifier la procédure et les critères applicables pour l'obtention d'une autorisation individuelle, sans pour autant se limiter à une année d'enchère spécifique du CRM³⁴. La portée de cet arrêté royal n'est d'ailleurs pas limitée au CRM. L'arrêté royal du 29 mars 2022 a donc été abrogé par l'arrêté royal du 27 mars 2023. Cet arrêté précise que les autorisations octroyées en vertu de l'arrêté royal du 29 mars 2022 restent

valables et en vigueur, et puisent désormais leur fondement juridique dans l'arrêté royal du 27 mars 2023.

2.3.2. Mise en œuvre du CRM

2.3.2.1. Période de fourniture 2027-2028

En vue de l'organisation d'une mise aux enchères portant sur la période de fourniture 2027-2028, la CREG a formulé le 1^{er} février 2023, d'une part, un avis³⁵ sur la proposition de paramètres d'enchère du rapport d'Elia et, d'autre part, une proposition³⁶ de courbe de demande sur la base du rapport d'Elia. Sur la base des propositions et avis précités, l'arrêté ministériel du 30 mars 2023³⁷ a donné instruction à Elia d'organiser en octobre 2023 la mise aux enchères Y-4 pour la période de fourniture de capacité 2027-2028 et a fixé les paramètres de cette mise aux enchères, le volume à réserver pour la mise aux enchères Y-1 et le volume maximal de capacité non prouvée pouvant être contracté en Y-4.

2.3.2.2. Périodes de fourniture 2025-2026 et 2028-2029

En 2024, deux mises aux enchères sont prévues : une première mise aux enchères Y-1, pour la période de fourniture

2025-2026, et une mise aux enchères (Y-4) pour la période de fourniture 2028-2029.

La CREG a établi deux propositions le 7 septembre 2023 concernant le coût brut d'un nouvel entrant, le facteur de correction X et le coût moyen pondéré du capital, respectivement pour la période de fourniture 2025-2026³⁸ et la période de fourniture 2028-2029³⁹.

La CREG a également établi deux propositions le 31 août 2023 concernant l'ensemble des données et des hypothèses à retenir, qui forment ensemble la proposition de scénario de référence, respectivement pour la période de fourniture 2025-2026⁴⁰ et la période de fourniture 2028-2029⁴¹.

Tenant compte de ces propositions, deux arrêtés ministériels ont été adoptés le 15 septembre 2023. Le premier⁴² fixe le scénario de référence pour les mises aux enchères de 2024. Le second⁴³ détermine les valeurs intermédiaires pour les mises aux enchères de 2024.

2.3.2.3. Adoption des nouvelles règles de fonctionnement

Conformément à la loi électricité, et en vue notamment de la mise aux enchères qui s'est tenue en octobre 2023, la CREG

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

33 Arrêté royal du 27 mars 2023 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement et l'exploitation des grandes installations de stockage d'énergie (Moniteur belge du 31 mars 2023).

34 Avis (A)2517 du 16 février 2023 portant sur un projet d'arrêté royal relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement et l'exploitation des grandes installations de stockage d'énergie.

35 Avis (A)2509 du 1^{er} février 2023 relatif à la proposition de paramètres d'enchère du rapport du gestionnaire de réseau pour l'enchère Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028.

36 Proposition (C)2508 du 1^{er} février 2023 de paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028.

37 Arrêté ministériel du 30 mars 2023 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 2027, 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 7 *undecies*, § 6, alinéa 1^{er} de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 31 mars 2023).

38 Proposition (C)2580 du 7 septembre 2023 de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026.

39 Proposition (C)2579 du 7 septembre 2023 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 2028-2029.

40 Proposition (C)2630 du 31 août 2023 de scénario de référence pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026.

41 Proposition (C)2631 du 31 août 2023 de scénario de référence pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029.

42 Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant le scénario de référence pour les mises aux enchères T-4 et T-1 de 2024 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 leurs 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 2 octobre 2023).

43 Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant les valeurs intermédiaires pour les mises aux enchères T-4 et T-1 de 2024 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 plafonds de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 2 octobre 2023).

a été établi par une décision du 11 mai 2023 la version 2023 des règles de fonctionnement du CRM⁴⁴. Ces règles de fonctionnement ont fait l'objet d'une proposition transmise par le gestionnaire du réseau de transport le 1^{er} février 2023, après avoir été soumise à consultation publique. Elles ont été approuvées par arrêté royal du 30 août 2023 en vue de leur entrée en vigueur⁴⁵.

2.4. La norme énergétique

Chaque année, la CREG réalise une étude et remet un avis dans le cadre de la norme énergétique visée à l'article 22bis de la loi électricité et à l'article 15/25 de la loi gaz. Pour cette étude, le Roi détermine les catégories de consommateurs qui doivent être utilisées. L'arrêté royal du 27 septembre 2023⁴⁶, pour lequel la CREG a rendu un avis⁴⁷, a ainsi été adopté pour déterminer ces catégories.

La loi du 26 avril 2023⁴⁸ a modifié la loi électricité, prévoyant que la CREG, dans le cadre de cette étude, publie une analyse supplémentaire. Cette analyse porte sur le rapport entre le coût du chauffage à l'aide d'une pompe à chaleur (et d'autres technologies plus durables) et le coût du chauffage à l'aide de combustibles fossiles (gaz naturel, mazout, propane et charbon). En outre, cette loi prévoit que la CREG rende chaque année un avis accompagné de mesures recommandées afin de sauvegarder et de promouvoir la rentabilité des technologies

plus durables (y compris les pompes à chaleur). La CREG avait rendu un avis à ce sujet⁴⁹.

2.5. Le label de confiance des comparateurs de prix

L'article 18, § 12, de la loi électricité charge la CREG de délivrer un label de confiance pouvant être accordé à un outil de comparaison des offres des fournisseurs d'électricité et charge le Roi de déterminer les exigences auxquelles un outil de comparaison doit satisfaire en vue d'obtenir le label.

Suite à l'adoption de l'arrêté royal du 14 décembre 2023⁵⁰, le Roi a déterminé les modalités et fixé la procédure d'octroi, de renouvellement, de suspension, de révision et de retrait du label. La CREG a rendu un avis⁵¹ dans lequel elle attire notamment l'attention sur l'absence d'un cadre légal uniforme pour la comparaison des offres des fournisseurs d'électricité et des offres de fournisseurs de gaz naturel qui est de nature à porter directement atteinte à la qualité du contrôle effectué par elle pour l'octroi du label.

2.6. Le code de bonne conduite et le règlement technique électricité

La loi du 21 mai 2023 portant des dispositions diverses en matière d'énergie⁵² contient un volet relatif au cadre juridique

de règlement technique de l'électricité et du code de bonne conduite de l'électricité. Les modifications à ce sujet visent notamment à délimiter plus précisément et clairement les compétences entre le Roi et la CREG par rapport au règlement technique (établi par le Roi) et au code de bonne conduite (établi par la CREG) ainsi qu'à clarifier les tâches de la CREG relatives au contrôle de l'application du règlement technique et du code de bonne conduite et d'apporter ainsi plus de sécurité juridique.

2.7. Le plan de développement fédéral 2024-2034 du réseau de transport d'électricité

La ministre de l'Énergie a approuvé par un arrêté ministériel du 5 mai 2023⁵³ le plan de développement fédéral 2024-2034 du réseau de transport d'électricité. Préalablement à cette approbation, la CREG a participé aux concertations du comité de collaboration et de la « Task Force tendering » et a rendu un avis⁵⁴ à ce sujet. Le lecteur est également invité à lire le point 3.4.2 du présent rapport.

2.8. L'éolien offshore

2.8.1. Modifications à la loi électricité

Deux lois apportent des modifications à la loi électricité. L'une⁵⁵ introduit un mécanisme d'indexation partielle de la surcharge

44 Décision (B)2546 du 11 mai 2023 établissant les Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de Capacité.

45 Arrêté royal du 30 août 2023 modifiant l'arrêté royal du 30 mai 2021 portant approbation des règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité conformément à l'article 7 *undecies*, § 12, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 6 septembre 2023). Voir aussi pour un *erratum* l'arrêté royal du 30 août 2023 modifiant l'arrêté royal du 30 mai 2021 portant approbation des règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité conformément à l'article 7 *undecies*, § 12, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 15 septembre 2023).

46 Arrêté royal du 27 septembre 2023 déterminant les catégories de consommateurs visées à l'article 22bis, § 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, et à l'article 15/25, § 2, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, dans le cadre de la norme énergétique (Moniteur belge du 3 octobre 2023).

47 Avis (A)2583 du 15 juin 2023 relatif à un projet d'arrêté royal déterminant les catégories de consommateurs visées à l'article 22bis, § 2, de la loi électricité, et à l'article 15/25, § 2, de la loi gaz, dans le cadre de la norme énergétique.

48 Loi du 26 avril 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en ce qui concerne l'intégration d'une analyse de la rentabilité des moyens de chauffage plus durables dans la norme énergétique actuelle (Moniteur belge du 15 mai 2023).

49 Avis (A)2468 du 20 octobre 2022 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.

50 Arrêté royal du 14 décembre 2023 relatif à l'établissement des exigences applicables aux outils de comparaison des offres des fournisseurs d'électricité en vue de l'octroi d'un label de confiance et fixant la procédure d'octroi (Moniteur belge du 20 décembre 2023).

51 Avis (A)2611 du 14 septembre 2023 relatif au projet d'arrêté royal « relatif à l'établissement des exigences minimales applicables aux outils de comparaison des offres des fournisseurs d'électricité et définissant la procédure d'octroi d'un label de confiance ».

52 Loi du 21 mai 2023 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 7 juin 2023).

53 Arrêté ministériel du 5 mai 2023 portant approbation du plan de développement fédéral 2024-2034 du réseau de transport d'électricité, conformément à l'article 11 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité (Moniteur belge du 31 mai 2023).

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

55 Loi du 20 juillet 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en ce qui concerne la surcharge pour le câble (Moniteur belge du 25 août 2023).

pour le câble sous-marin afin d'atténuer l'impact des taux d'inflation élevés et inattendus pour les parcs éoliens Norter, Rentel, Northwester 2, Mermaid et Seastar. L'autre loi⁵⁶ porte à 20 ans (au lieu de 15 ans) la durée maximale autorisée de la subvention dans le cadre des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'une installation offshore pour la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, introduit un régime pour l'encadrement du traitement des données (à caractère personnel) dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence pour l'octroi d'une telle concession domaniale et prévoit également un pouvoir de contrôle et de sanction pour la CREG et le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie. En outre, cette loi modifie les modalités de paiement et les flux de financement correspondants du régime de soutien offshore et charge le Roi de déterminer le pourcentage minimum de participation citoyenne à atteindre dans le but d'obtenir une concession.

2.8.2. Modifications à l'arrêté royal du 16 juillet 2002

L'arrêté royal du 16 juillet 2002⁵⁷ a fait l'objet de différentes modifications.

D'abord, l'arrêté royal du 23 mai 2023⁵⁸ fixe un nouveau prix de référence et un nouveau mode de calcul du facteur de correction. Ces deux éléments sont utilisés pour calculer le prix

minimal dans le cadre du soutien de la production éolienne offshore. La CREG a adopté une proposition à ce sujet⁵⁹.

Ensuite, l'arrêté royal du 26 mai 2023⁶⁰ introduit une révision du mécanisme de soutien. Cette révision prévoit un mécanisme de soutien basé sur le modèle d'un 2-sided contract for difference pour les parcs éoliens Mermaid, Northwester 2, Seastar, Northwester et Rentel, qui bénéficient d'un soutien basé sur un LCOE. La CREG a adopté une proposition à ce sujet⁶¹.

En outre, l'arrêté royal du 20 juillet 2022⁶² a été confirmé par la loi du 6 novembre 2023⁶³. Cette loi complète en conséquence l'article 7, § 1^{er}, alinéa 3, de la loi électricité pour y mentionner la disposition par laquelle la confirmation a été opérée.

2.9. Le droit des consommateurs

La loi du 5 novembre 2023⁶⁴ introduit dans la loi gaz et ajoute dans la loi électricité des dispositions relatives aux mentions minimales devant figurer sur le contrat entre le client final et son fournisseur, au régime et aux modalités d'exercice du droit de rétractation ainsi qu'au régime de sanction en cas d'infraction à ces dispositions.

Le Roi a d'ailleurs également adopté des mesures afin de protéger davantage les consommateurs contre les pratiques de

marketing et de vente agressives ou trompeuses (de porte-à-porte). L'arrêté royal du 12 novembre 2023⁶⁵ prévoit ainsi des règles spécifiques applicables aux contrats de fourniture d'électricité et/ou de gaz conclus dans le cadre de visites non sollicitées d'une entreprise au domicile du consommateur. Ces règles prévoient notamment un délai d'attente obligatoire de trois jours avant que le consommateur ne puisse confirmer l'offre émise durant la visite.

2.10. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport

La loi du 5 novembre 2023⁶⁶ a apporté un certain nombre de modifications à la loi électricité poursuivant cinq objectifs, à savoir :

- prendre en compte le principe de proportionnalité dans l'évaluation des critères de dissociation du gestionnaire du réseau ;
- permettre un rapprochement entre les actionnaires d'Elia Transmission Belgium SA et de Fluxys Belgium SA pour faciliter les investissements dans la transition énergétique ;
- préciser qu'au minimum un des administrateurs indépendants ne peut pas siéger à la fois dans Elia Group SA et dans Elia Transmission Belgium SA ;

56 Loi du 19 décembre 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 27 décembre 2023).

57 Arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanisme 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 23 août 2002).

58 Arrêté royal du 23 mai 2023 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 30 mai 2023).

59 Proposition adaptée (C)2463/2 du 24 novembre 2022 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.

60 Arrêté royal du 26 mai 2023 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 31 mai 2023).

61 Proposition adaptée (C)2498/2 du 23 mai 2023 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 ; Proposition (C)2498 du 26 janvier 2023 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.

62 Arrêté royal du 20 juillet 2022 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanisme 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).

63 Loi du 6 novembre 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et portant confirmation de cinq arrêtés royaux sur l'énergie (Moniteur belge du 24 novembre 2023).

64 Loi du 5 novembre 2023 portant dispositions diverses en matière d'économie (Moniteur belge du 11 décembre 2023).

65 Arrêté royal du 12 novembre 2023 relatif aux visites non sollicitées d'une entreprise au domicile des consommateurs en vue de la fourniture d'électricité et/ou de gaz en application de l'article VI.66, § 2, alinéa 1^{er}, du Code de droit économique (Moniteur belge du 14 décembre 2023).

66 Loi du 5 novembre 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité par rapport au gestionnaire du réseau (Moniteur belge du 24 novembre 2023).

- d) interdire aux administrateurs et aux membres du collège de gestion journalière de siéger par l'intermédiaire d'une société de gestion, compte tenu des missions de service public et d'intérêt général du gestionnaire du réseau ; et
- e) adapter la loi électricité au Code des sociétés et des associations.

Conformément à la demande qui lui en a été faite, la CREG a rendu un avis⁶⁷ qui se limite à l'examen des modifications de la loi électricité visant le point b) ci-dessus.

2.11. L'énergie nucléaire

Suite à un accord de principe conclu le 9 janvier 2023, Electrabel et le gouvernement fédéral ont signé un accord intermédiaire le 28 juin 2023 précisant les modalités de la prolongation des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 pour 10 ans. L'accord final portant sur la prolongation de ces deux réacteurs, sur la création d'une société mixte et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires est intervenu le 13 décembre 2023. L'adoption des différents actes législatifs devant permettre la mise en œuvre de cet accord doit intervenir dans le courant du premier semestre de 2024.

2.12. Les surprofits

La loi du 19 décembre 2023⁶⁸ complète dans la loi électricité les dispositions relatives au plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité. Cette loi prévoit ainsi que dans le cadre d'un recours en justice portant sur un prélèvement, le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie peut soumettre un prélèvement subsidiaire à l'appréciation

du juge, si ce dernier a prononcé la nullité totale ou partielle du prélèvement pour une cause autre que la prescription.

2.13. Divers

2.13.1. Stockage d'énergie

Le lecteur est invité à lire le point 2.3.1.7 du présent rapport.

2.13.2. Fiscalité

La loi du 19 mars 2023⁶⁹ consacre une réforme de l'imposition fédérale sur les factures énergétiques dans le but de se détacher du schéma récurrent de la prorogation de mesures favorables temporaires en matière de TVA. Cette loi prévoit ainsi, d'une part, la diminution pour une durée indéterminée à 6 % de la TVA sur les livraisons d'électricité, de gaz naturel utilisé comme combustible et de chaleur par les réseaux de chaleur dans le cadre de consommation non professionnelle. D'autre part, cette loi induit une augmentation des taux du droit d'accise spécial sur l'électricité et le gaz naturel, tout en introduisant un mécanisme de « cliquet inversé » sur ces taux. En vertu de ce mécanisme, le taux du droit d'accise spécial applicable à certaines tranches de consommation est modifié lorsque les prix sur les marchés de gros dépassent des plafonds (en électricité et en gaz naturel) ou descendent en dessous d'un plancher (en gaz naturel). L'objectif de cette réforme est de permettre une modulation de la charge fiscale sur la facture énergétique sur la base de différents profils de consommateurs en fonction de l'évolution des prix sur les marchés de gros.

2.13.3. Renouvelable

La loi du 31 juillet 2023⁷⁰ prévoit que la CREG réalise au moins tous les cinq ans une évaluation portant sur l'efficacité du régime d'aide visé à l'article 7, § 1^{er}, de la loi électricité. La CREG peut dans ce cadre remettre un avis sur l'opportunité de modifier la hauteur du prix minimal consacré dans l'arrêté royal visé à l'article 7, § 1^{er}, de la loi électricité. La CREG est en outre chargée de publier un calendrier à long terme préfigurant l'allocation escomptée des aides.

Tant dans la loi électricité que la loi gaz, la loi du 31 juillet 2023 insère d'une part l'objectif pour la CREG de promouvoir et favoriser le développement de l'autoconsommation d'énergies renouvelables, et d'autre part insère la mission pour la CREG de réaliser une évaluation des obstacles injustifiés existants et du potentiel d'autoconsommation d'énergie renouvelable ainsi qu'une mise à jour de cette évaluation au moins tous les cinq ans.

2.13.4. Obligations des gestionnaires d'infrastructure de gaz

La loi du 31 juillet 2023 précitée prévoit également que le plan d'investissement des gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel, d'installation de stockage de gaz naturel et d'installation GNL doit contenir et tenir compte de l'évaluation de la nécessité d'étendre le réseau de transport de gaz naturel existant afin de faciliter l'intégration du gaz provenant de sources renouvelables. Cette loi prévoit en outre dans la loi gaz que le code de bonne conduite définit l'obligation pour ces gestionnaires de publier des prescriptions techniques conformément à l'article 8 de la directive 2009/73/CE.

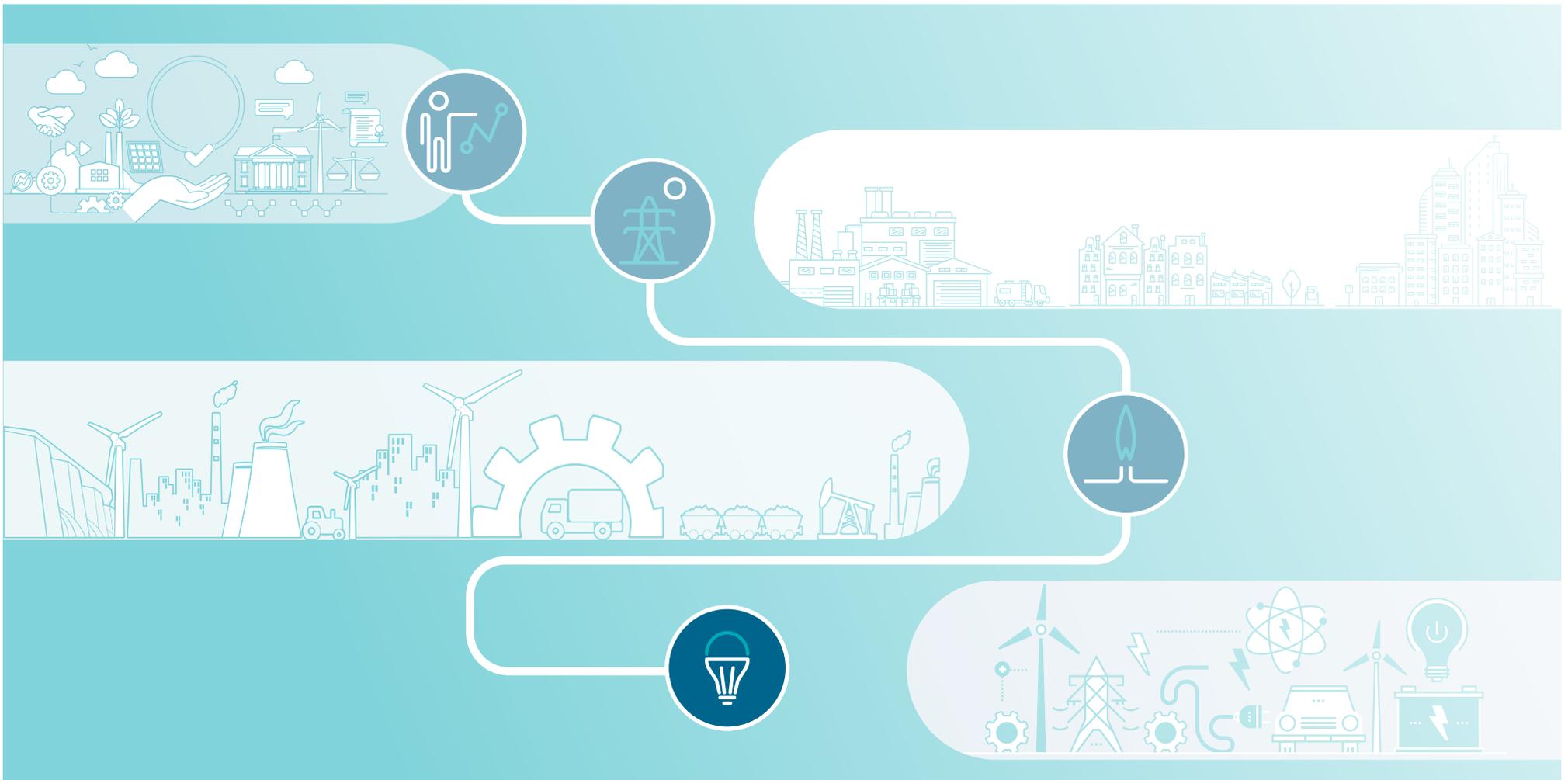
67 Avis (A)2536 du 6 avril 2023 relatif à l'avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, plus particulièrement l'insertion des troisième à cinquième points dans un nouveau paragraphe 1/1 inséré à l'article 9 de cette loi.

68 Loi du 19 décembre 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 27 décembre 2023).

69 Loi du 19 mars 2023 portant réforme de la fiscalité sur la facture d'énergie (Moniteur belge du 29 mars 2023) ; voir aussi l'avis rectificatif (Moniteur belge du 7 avril 2023).

70 Loi du 31 juillet 2023 concernant les normes de produit pour l'intégration d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans les carburants fossiles destinés au secteur du transport et modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 15 septembre 2023).

3 Le marché de l'électricité



3.1. Régulation

3.1.1. La production et le stockage d'électricité

3.1.1.1. Les autorisations de production et de stockage d'électricité

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

Dans ce cadre, en 2023, la CREG a rendu dix-huit avis⁷¹ qui ont tous été suivis d'un arrêté ministériel d'octroi.

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 2023, la CREG a reçu dix-huit déclarations de ce type pour une puissance totale installée de 165 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 :

- 33,37 % pour Rentel pour la période du 1^{er} octobre 2023 au 30 septembre 2024⁷² ;
- 31,80 % pour Northwester 2 pour la période du 5 octobre 2023 au 4 octobre 2024⁷³ ;
- 35,46 % pour Norther pour la période du 14 décembre 2023 au 13 décembre 2024⁷⁴ ;
- 33,41 % pour Mermaid pour la période du 3 décembre 2023 au 2 décembre 2024⁷⁵ ;
- 31,93 % pour Seastar pour la période du 3 décembre 2023 au 2 décembre 2024⁷⁶.

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.

La CREG a par ailleurs décidé d'approuver les modifications suivantes aux Power Purchase Agreements :

- la modification du Power Purchase Agreement entre Rentel et Total Energies Power & Gas Belgium concernant la formule du facteur de correction⁷⁷ ;
- la modification du Power Purchase Agreement entre Seasmade SA et Eneco Energy Trade BV pour l'électricité produite par les installations dans la concession domaniale de Mermaid⁷⁸ ;
- la modification du Power Purchase Agreement entre Seasmade SA et Eneco Energy Trade BV pour l'électricité produite par les installations dans la concession domaniale de Seastar⁷⁹ ;

71 Avis (A)2568 du 8 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour la construction et l'exploitation d'une grande installation de stockage d'énergie d'une capacité de 200 MW sur le site de Vilvoorde, sur le territoire de la commune de Vilvoorde ; Avis (A)2569 du 15 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour la prolongation de la durée de vie de la centrale TGV existante d'une capacité de 385 MW sur le site de Vilvorde dans la commune de Vilvorde et pour l'exploitation de la centrale à gaz située sur le site de Vilvorde dans la commune de Vilvorde, en mode TGV, d'une capacité de 385 MW et en cycle ouvert d'une capacité de 259,8 MW ; Avis (A)2574 du 8 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour l'installation d'un système de stockage par batterie d'une puissance maximale de 80 MW dans les communes de Drogenbos et Sint-Pieters-Leeuw ; Avis (A)2575 du 15 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour l'établissement et l'exploitation d'un système de stockage par batterie d'une puissance maximale de 100 MW sur le site de Kallo dans les communes de Beveren et Zwijndrecht ; Avis (A)2577 du 15 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Patronale Solar SA couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 75 MW sur le site de Harmignies situé sur le territoire de Harmignies (Mons) ; Avis (A)2578 du 15 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Patronale Solar SA couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 75 MW situé sur le territoire de la ville de Sambreville ; Avis (A)2585 du 29 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Weerts Energy SA couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 170 MW sur le territoire de la commune de La Louvière ; Avis (A)2586 du 6 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Storm 67 BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Bruges ; Avis (A)2587 du 6 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Storm 90 BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Langerlo ; Avis (A)2588 du 6 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Storm 91 BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 200 MW sur le territoire de la commune de Ruien ; Avis (A)2597 du 29 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Louvière ; Avis (A)2598 du 29 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 25 MW sur le territoire de la commune de Tongres ; Avis (A)2600 du 6 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 25 MW sur le territoire de la commune de Bornem ; Avis (A)2601 du 6 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Kontich ; Avis (A)2602 du 6 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Beersel ; Avis (A)2603 du 6 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 50 MW sur le territoire de la commune de Grimbergen ; Avis (A)2634 du 24 août 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à SA Eneco Wind Belgium couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 50 MW situé à Ville-sur-Haine, sur le territoire de la ville du Roeulx.

72 Décision (B)2576 du 6 juillet 2023 relative à la fixation du facteur de correction pour la période du 1^{er} octobre 2023 au 30 septembre 2024 en vue de déterminer le prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel.

73 Décision (B)2615 du 24 août 2023 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 6^e période (05.10.2023 - 04.10.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Northwester 2.

74 Décision (B)2609 du 24 août 2023 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 8^e période (14.12.2023 - 13.12.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Norther.

75 Décision (B)2640 du 14 septembre 2023 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 6^e période (03.12.2023 - 02.12.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Mermaid.

76 Décision (B)2641 du 14 septembre 2023 relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 6^e période (03.12.2023 - 02.12.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Seastar.

77 Décision (B)2662 du 9 novembre 2023 relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Rentel SA et Total Energies Power & Gas Belgium SA.

78 Décision (B)2664 du 9 novembre 2023 relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Seasmade SA et Eneco Energy Trade BV pour l'électricité produite par les installations dans la concession domaniale de Mermaid.

79 Décision (B)2665 du 9 novembre 2023 relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Seasmade SA et Eneco Energy Trade BV pour l'électricité produite par les installations dans la concession domaniale de Seastar.

- la modification des Power Purchase Agreements entre Norther SA et Norden BE BV et entre Norther SA et Electrabel SA⁸⁰ ;
- la modification du Power Purchase Agreement entre Northwester 2 SA et RWE Supply & Trading GmbH⁸¹.

La CREG a aussi approuvé⁸² les propositions de contrats pour l'achat de certificats verts entre Elia d'une part et Rentel, Seamade, Norther et Northwester 2.

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

L'évolution de la capacité installée depuis 2009 est illustrée à la figure 1. Les neuf parcs éoliens sont pleinement opérationnels depuis décembre 2020. En 2023, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 7 867 GWh dans le réseau de transport (contre 6 512 GWh en 2022).

La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élevait à 8 020 GWh pour l'année 2023, ce qui représente une augmentation de près de 21 % par rapport à la production nette en 2022 (6 632 GWh). La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 2. 2022 était l'année où l'offre éolienne était historiquement la plus faible depuis l'installation des premiers parcs offshore en mer du Nord belge. 2023 est une année réussie en matière de vent et de production d'énergie éolienne.

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,

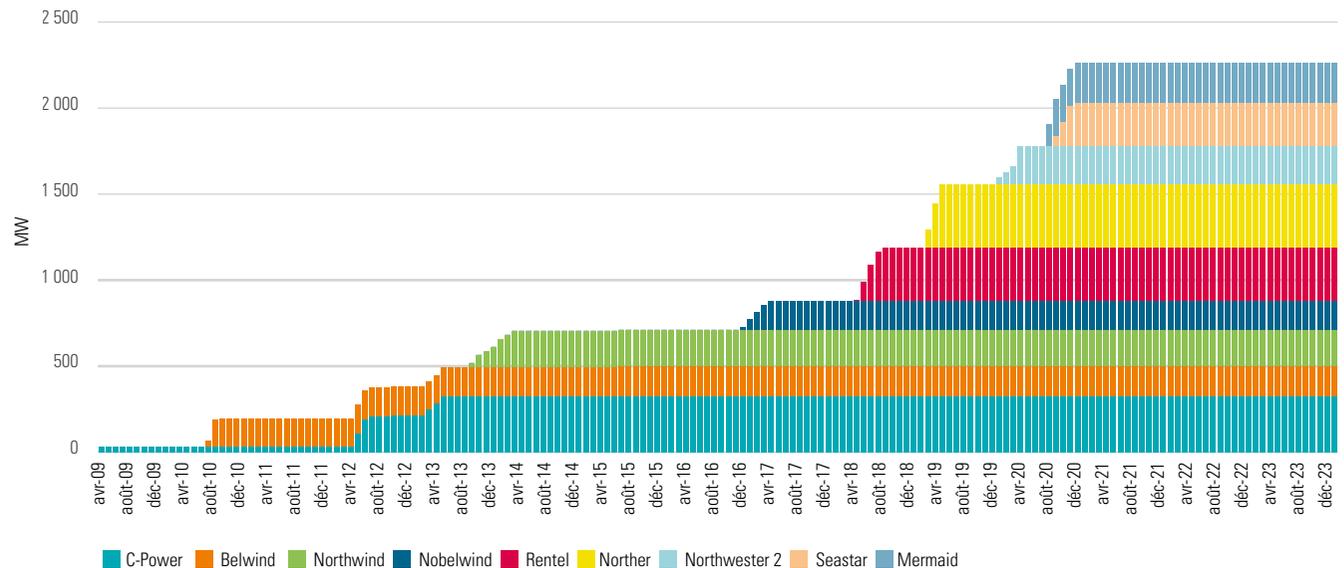
Nobelwind, Norther et Rentel représentent un montant de 308,4 millions d'euros.

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 2023, un montant de 37,9 millions d'euros a été versé à titre d'avances supplémentaires.

En juin 2023, le système de soutien variable est passé d'un 1-sided Contract for Difference à un 2-sided Contract for Difference. Lorsque le prix de référence de l'électricité est supérieur au LCOE, les parcs offshore doivent s'acquitter d'une obligation de paiement. En raison du prix de référence de l'électricité élevé en 2023, les parcs offshore Rentel, Norther, Seastar, Mermaid et Northwester 2 ont payé ensemble un montant de 166,9 millions d'euros.

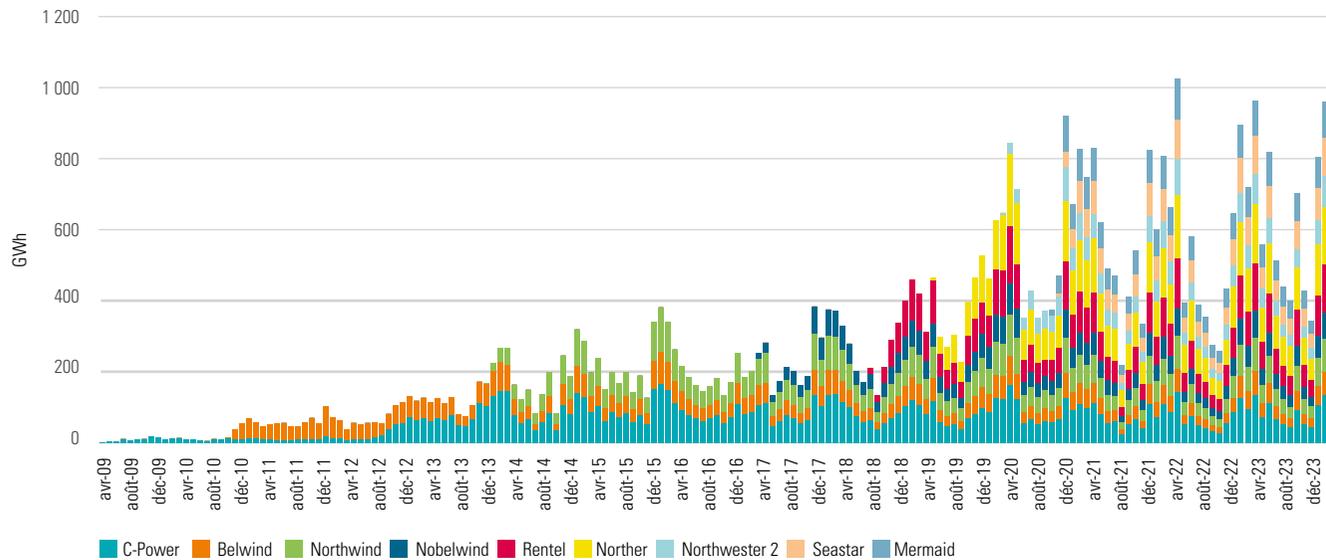
Le coût du soutien à l'éolien offshore s'élève à 179,4 millions d'euros en 2023 en tenant compte du coût d'achat des certificats verts, du coût des avances supplémentaires et des recettes de l'obligation de paiement.

Figure 1 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2023 (Source : CREG)



80 Décision (B)2666 du 16 novembre 2023 relative à l'approbation de la modification contractuelle relative aux Power Purchase Agreements entre Norther SA et Norden BE BV et entre Norther SA et Electrabel SA.
 81 Décision (B)2672 du 16 novembre 2023 relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Northwester 2 SA et RWE Supply & Trading GmbH.
 82 Décision (B)2673 du 23 novembre 2023 relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre Elia Transmission Belgium et Rentel SA ; Décision (B)2674 du 23 novembre 2023 relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts du parc éolien offshore Mermaid entre Elia Transmission Belgium SA et Seamade SA ; Décision (B)2675 du 23 novembre 2023 relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts du parc éolien offshore Seastar entre Elia Transmission Belgium SA et Seamade SA ; Décision (B)2676 du 23 novembre 2023 relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre Elia Transmission Belgium SA et Norther SA ; Décision (B)2677 du 23 novembre 2023 relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat d'achat de certificats verts entre Elia Transmission Belgium SA et Northwester 2 SA.

Figure 2 : Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2023 (Source : CREG)



• Les garanties d'origine

La CREG gère une banque de données centrale dans laquelle les producteurs d'énergie éolienne offshore peuvent enregistrer leurs garanties d'origine (GO) et qui permet d'effectuer des transactions avec d'autres banques de données belges et européennes. À cette fin, la CREG est restée un membre actif de l'Association of Issuing Bodies (AIB), une association qui maintient la norme EECs et gère le hub reliant la majeure partie des banques de données européennes. Au printemps 2023, l'AIB a procédé à l'audit de la banque de données GO de la CREG, avec des résultats positifs. À l'automne, la banque

de données a migré vers un nouvel environnement, G-REX, développé par l'entreprise finlandaise Grexel Systems, avec laquelle la CREG a signé un contrat de « software-as-a-service ». Les utilisateurs peuvent se connecter à la nouvelle plateforme, où ils trouveront plus de fonctionnalités, jouiront d'une plus grande autonomie et pourront notamment effectuer directement des transactions. Cette migration a été mise à profit pour effectuer en une seule fois le passage du schéma v71 au schéma v80. Depuis l'audit technique réalisé par l'AIB, le nouveau système est pleinement opérationnel.

• Demandes d'avis

À la demande de la direction générale de l'Énergie, la CREG a rendu un avis relatif à la demande de Belwind de modification de la constitution de la provision pour le démantèlement de l'installation⁸³.

À la demande de la direction générale de l'Énergie, la CREG a rendu un avis relatif à la demande de la SA Elia Asset en vue de l'octroi d'une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations du Modular Offshore Grid II⁸⁴. La demande portait sur l'île artificielle (île énergétique) dans la zone Princesse Elisabeth, y compris les sous-stations offshore et la station de conversion HVDC offshore.

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

La loi du 16 décembre 2022 a instauré un prélèvement au profit de l'État sur les recettes excédentaires réalisées par les producteurs d'électricité. Dans le cadre de cette mesure, la CREG a pour missions de :

- déterminer le modèle de déclaration des débiteurs ainsi que le format des documents à transmettre ;
- contrôler les déclarations déposées par les débiteurs ;
- requérir, si nécessaire, les informations nécessaires au contrôle des déclarations ;
- formuler une proposition de prélèvement pour chaque débiteur et l'envoyer au service public fédéral de l'Économie ; et
- se concerter avec le service public fédéral de l'Économie en cas de demande de restitution incomplète d'un débiteur pour un montant supérieur au prélèvement dû, afin d'indiquer les données et documents manquants.

83 Avis (A)2550 du 15 mai 2023 relatif à la demande de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne dans les espaces marins (Bligh Bank) octroyée à la SA Belwind par arrêté ministériel du 5 juin 2007 et modifiée par arrêtés ministériels du 5 février 2009, du 10 septembre 2012, du 12 mai 2015 et du 11 septembre 2015.

84 Avis (A)2652 du 5 octobre 2023 sur la demande introduite par Elia Asset SA pour la construction et l'exploitation d'installations nécessaires au transport d'électricité, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction, pour le Modular Offshore Grid II.

Dans le cadre de sa mission de détermination du modèle de déclaration⁸⁵, la CREG a mis en place une plateforme informatique pour permettre aux débiteurs de déclarer leurs recettes issues du marché et a automatisé le traitement des déclarations.

Les données transmises par les débiteurs sur cette plateforme servent de base à la CREG pour formuler une proposition de prélèvement dû sur les recettes excédentaires réalisées par les débiteurs respectivement entre le 1^{er} août 2022 et le 31 décembre 2022 et entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 juin 2023, pour chaque débiteur concerné par la loi. La CREG a également pris en compte les informations transmises par les débiteurs par courrier électronique pour établir leurs recettes excédentaires.

Ensuite, la CREG a analysé et contrôlé les déclarations des débiteurs et a contacté certains d'entre eux pour compléter les informations nécessaires au traitement de leurs dossiers.

Enfin, la CREG a formulé une proposition⁸⁶ de prélèvement pour tous les débiteurs concernés pour les périodes spécifiées. En l'absence de déclaration par le débiteur, la CREG a formulé une proposition de prélèvement par défaut sur la base des données transmises par le gestionnaire du réseau auquel ses installations sont connectées en considérant que l'ensemble du volume injecté est vendu au prix du marché. Plus de 400 débiteurs ont été identifiés, dont un certain nombre n'a pas déposé de déclaration, et environ 900 installations sont concernées.

3.1.1.4. 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 29 juin 2023, la CREG a rendu son rapport (RA)2581 sur la vérification des revenus et des coûts réels de la centrale nucléaire de Tihange 1 pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 conformément à la convention relative à la prolongation de la durée de vie de la centrale.

• Contribution de répartition

Le 29 juin 2023, la CREG a pris une décision⁸⁷ relative à la fixation des coûts fixes et variables dans le cadre du calcul de la marge bénéficiaire des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3). Ces coûts sont fixés sur base de la méthodologie établie dans les décisions (B)1964 et (B)2066 de la CREG. Pour la période triennale 2023-2025, les coûts fixes pour les quatre centrales s'élèvent à 936,08 millions d'euros par an et les coûts variables à 11,3581 €/MWh.

Le 13 juillet 2023, la CREG a rendu un avis⁸⁸ sur la détermination du montant minimal annuel de la contribution de répartition, applicable pour une période de trois ans, soit les années 2023, 2024 et 2025.

L'arrêté royal du 27 septembre 2023 fixe le montant minimal de la contribution pour la période 2023, 2024 et 2025 à 1 086 923,366 euros pour quatre centrales.

Le 29 juin 2023 également, la CREG a rendu un avis⁸⁹ 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 2022.

L'arrêté royal du 27 septembre 2023 qui a suivi fixe pour l'année 2023 (marge de l'année 2022) le montant de la contribution de répartition individuelle à 800 271 433,52 euros à charge de la société SA Electrabel après application du mécanisme de dégressivité, et à 46 285 638,24 euros à charge de la SA Lumina après application du mécanisme de dégressivité.

• Certificats verts wallons

Les 23 mars, 19 juillet et 21 décembre 2023, 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 en 2023 et le premier trimestre 2024.

Ces propositions sont notamment la conséquence des bons résultats de la mise aux enchères de certificats verts organisée par l'Agence wallonne de l'air et du climat (AWAC) en mars 2023 et de la baisse des reventes au gestionnaire de réseau de transport local (GRTL).

Le 13 juillet 2023, la CREG a donné un avis positif sur le projet de décret du gouvernement wallon pour la cession au GRTL de certificats verts temporisés au sein de l'Agence wallonne de l'air et du climat (AWAC).

85 Décision (B)2511 du 28 février 2023 sur le modèle de déclaration à introduire par les débiteurs du prélèvement instauré dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité ; Décision (B)2559 du 6 juillet 2023 sur le modèle de déclaration à introduire par les débiteurs du prélèvement instauré dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité.

86 Propositions (C)2653/X du 30 septembre 2023 de fixation du montant du prélèvement au profit de l'État sur les recettes excédentaires pour le débiteur X et pour le période de prélèvement du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 ; Propositions (C)2680/X du 21 décembre 2023 de fixation du montant du prélèvement au profit de l'État sur les recettes excédentaires pour le débiteur X et pour le période de prélèvement du 1^{er} janvier 2023 au 30 juin 2023.

87 Décision (B)2555 du 29 juin 2023 relative à la fixation des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) à appliquer pour les années 2023, 2024 et 2025.

88 Avis (A)2567 du 13 juillet 2023 sur la détermination du montant minimal annuel de la contribution de répartition, applicable pour une période de trois ans, soit les années 2023, 2024 et 2025.

89 Avis (A)2566 du 29 juin 2023 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 2022.

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)⁹⁰.

Par rapport à 2022, le volume total d'énergie prélevée en 2023 par les clients finals du réseau de transport a diminué de 8,5 % (985 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 et 2023, repassant à 10 587 GWh.

Selon une première estimation, la part de marché d'Electrabel sur le réseau de transport en 2023 a légèrement diminué par rapport à 2022, pour s'élever à 71,4 %. Le nombre de points d'accès d'Electrabel n'a pas changé en 2023 tandis que celui des autres fournisseurs a diminué d'un seul point. 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 2014 à 2023 (en GWh) (Sources : Elia, CREG)

Fournisseurs		Electrabel SA		Autres fournisseurs		Total
Points d'accès au	01-01-23	50		48		98
	31-12-23	50		47		97
	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
	2023	7 554	71,4 %	3 033	28,6 %	10 587

• 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 2023, 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 de Belgian Eco Energy SA, Eneco Belgium NV et TotalEnergies Power & Gas Belgium SA⁹¹. Ces propositions ont chacune donné lieu à un arrêté ministériel d'octroi.

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

⁹⁰ Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale ni des clients situés au Grand-Duché de Luxembourg.

⁹¹ Propositions (E)2507 du 18 janvier 2023, (E)2532 du 23 mars 2023 et (E)2553 du 1^{er} juin 2023.

• Pour les clients protégés résidentiels

Conformément à la législation en vigueur⁹², 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 2023 au 31 mars 2023, du 1^{er} avril 2023 au 30 juin 2023, du 1^{er} juillet 2023 au 30 septembre 2023 et du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2023.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 31 mars 2023 inclus s'élevait, hors TVA, à :

- 26,960 €cent/kWh pour le tarif simple ;
- 27,844 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire de jour ;
- 22,513 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire de nuit ;
- 16,411 €cent/kWh pour le tarif exclusif de nuit.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} avril 2023 au 30 juin 2023 inclus s'élevait, hors TVA, à :

- 29,040 €cent/kWh pour le tarif simple ;
- 29,990 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire de jour ;
- 24,249 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire de nuit ;
- 17,673 €cent/kWh pour le tarif exclusif de nuit.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} juillet 2023 au 30 septembre 2023 inclus s'élevait, hors TVA, à :

- 20,979 €cent/kWh pour le tarif simple ;
- 20,979 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire (heures pleines) ;
- 20,979 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire (heures creuses) ;
- 19,028 €cent/kWh pour le tarif exclusif de nuit.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2023 inclus s'élevait, hors TVA, à :

- 20,347 €cent/kWh pour le tarif simple ;
- 20,640 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire (heures pleines) ;
- 20,045 €cent/kWh pour le tarif bi-horaire (heures creuses) ;
- 19,118 €cent/kWh pour le tarif exclusif de nuit.

Les tarifs de réseaux de transport et de distribution sont inclus dans ces tarifs.

Ces tarifs sociaux ne comprennent par contre ni l'accise spéciale dont les clients protégés sont redevables (à un taux réduit par rapport aux clients non protégés) depuis le 1^{er} juillet 2023⁹³ ni la redevance de raccordement en Wallonie.

Les clients protégés sont exonérés de la cotisation énergie et de la cotisation fonds énergie en Flandre.

Dans un souci de transparence, la CREG accompagne la fixation trimestrielle des tarifs sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'une note explicative⁹⁴.

Le 16 février 2023, la CREG a établi son huitième rapport de monitoring⁹⁵ sur l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM). Le coût total induit par cette extension pour la période allant du 1^{er} février 2021 au 31 mars 2023 est estimé à 1 635 millions €.

Le 15 mai 2023, la CREG a établi son neuvième rapport de monitoring⁹⁶ sur l'extension de l'application des tarifs sociaux

électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM). Le coût total induit par cette extension pour la période allant du 1^{er} février 2021 au 30 juin 2023 est estimé à 1 663 millions €.

Le 18 octobre 2023, la CREG a établi son rapport annuel de monitoring⁹⁷ sur l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM). Ce rapport fait le point entre les avances versées aux fournisseurs pour 2021 et 2022 et les estimations du coût de la mesure pour ces mêmes années.

La CREG a en outre publié les composantes « énergie de référence » pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur à l'attention des fournisseurs et des gestionnaires de réseau de distribution, dans le cadre du remboursement des créances clients protégés.

La manière de calculer ces composantes a changé le 1^{er} avril 2023. Auparavant, elles étaient calculées tous les trimestres en fonction des cotations forward et publiées avant leur période d'application. Elles sont désormais calculées tous les mois en fonction des cotations spot et publiées après leur période d'application.

La CREG a calculé l'impact du changement de méthode de calcul des composantes énergie de référence pour l'État belge. L'impact cumulé pour 2023 devrait consister en une baisse totale de 11,9 millions d'euros pour le budget de l'État, dont 9,6 millions d'euros en électricité et 2,3 millions d'euros en gaz naturel.

⁹² Voir le point 2.2 du présent rapport annuel pour un résumé des dernières évolutions législatives sur les prix maximaux.

⁹³ Conformément à la loi du 19 mars 2023 portant réforme de la fiscalité de l'énergie.

⁹⁴ Notes (Z)2494 du 11 janvier 2023, (Z)2529 du 16 mars 2023, (Z)2573 du 8 juin 2023 et (Z)2643 du 7 septembre 2023.

⁹⁵ Huitième rapport de monitoring (RA)2518 du 16 février 2023 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée.

⁹⁶ Neuvième rapport de monitoring (RA)2556 du 15 mai 2023 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée.

⁹⁷ Rapport annuel de monitoring (RA)2661 du 18 octobre 2023 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée. C'est en 2025 que la CREG aura une vue complète sur le coût réel net relatif à l'extension du tarif social à la clientèle BIM, et donc sur les soldes positifs ou négatifs de chaque fournisseur dans ce cadre. Le préfinancement de 1 451,9 M€ pour 2021 et 2022 (qui s'élève à 1 780 M€ si l'on prend en compte également les avances versées pour le 1^{er} semestre 2023) semble avoir été suffisant pour couvrir ce coût estimé à 1 338,1 M€ pour 2021 et 2022 (et à 1 663 M€ si l'on prend en compte également le 1^{er} semestre 2023). Il s'agit néanmoins de faire preuve de prudence et d'attendre 2025 pour pouvoir se prononcer définitivement.

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 classique et BIM, instructions forfait unique 80 €, instructions prime chauffage 100 €, instructions chaleur, modèle de reporting classique, modèle de reporting BIM, modèle de reporting forfait unique 80 €, modèle de reporting prime chauffage 100 €, modèle de reporting chaleur, créance électricité classique, créance électricité BIM, créance gaz classique, créance gaz BIM, créance électricité forfait unique 80 €, créance électricité prime chauffage 100 €, créance chaleur).

Outre les avis rendus dans le cadre des projets législatifs mentionnés au point 2.2 du présent rapport annuel, la CREG a encore émis trois avis⁹⁸ en 2023.

Le premier donne des pistes de réforme du tarif social. La CREG préconise notamment de revoir le ciblage des bénéficiaires et d'introduire un critère de revenus en complément des conditions actuelles d'octroi du tarif social. Elle analyse également diverses pistes de réforme du système de calcul du tarif social.

Le deuxième examine la possibilité pour les fournisseurs d'énergie et gestionnaires de réseau de distribution d'obtenir le remboursement des frais occasionnés par l'octroi de certaines primes énergétiques fédérales.

Le troisième formule des commentaires et propositions d'adaptations sur le texte d'un projet d'arrêté royal fixant les modalités de détermination du coût de l'intervention des fournisseurs lors de l'octroi des primes fédérales d'électricité et de gaz (à savoir la prime chauffage 100 € et les forfaits de base électricité et gaz naturel).

• Plateforme de lutte contre la précarité énergétique – groupes de travail Nouveaux publics » et « Gestion de crise » de la Fondation Roi Baudouin

En 2023, la CREG a continué de participer aux travaux de la Plateforme de lutte contre la précarité énergétique créée à l'initiative de la Fondation Roi Baudouin, au sein des groupes de travail « Nouveaux publics » et « Gestion de crise ».

Dans le cadre des travaux du groupe de travail « Nouveaux publics », la CREG a contribué en 2023 à l'élaboration des recommandations de la Plateforme relatives aux nouveaux publics touchés par la précarité énergétique. Ces recommandations n'ont pas encore été publiées.

• Établissement de critères pour évaluer le nombre de ménages en situation de précarité énergétique

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a rédigé un avis⁹⁹ sur un projet d'arrêté royal établissant les critères pour évaluer le nombre de ménages en situation de précarité énergétique.

Il ressort des analyses de la CREG que l'inscription d'une définition de la précarité énergétique en droit national constitue la première étape pour reconnaître et cerner un problème et son contexte plus large, préalablement à sa mesure aux moyens d'indicateurs. La CREG souligne aussi que les indicateurs repris dans le projet d'arrêté royal gagneraient à être complétés par des indicateurs secondaires et contextuels eu égard aux objectifs poursuivis de mesure et de réduction de la pauvreté énergétique, ainsi que par des propositions de politiques et de mesures de lutte contre 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 2023 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, ...).

En raison de l'adaptation des tarifs de réseau de distribution en Flandre et en particulier de l'entrée en vigueur des tarifs capacitaires à partir de janvier 2023, la CREG a élargi les profils de consommation de son tableau de bord aux ménages disposant d'un véhicule électrique, qu'ils aient ou non un compteur digital.

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). Ces analyses semestrielles montrent également l'évolution des diverses composantes des factures d'énergie.

⁹⁸ Avis (A)2530 du 16 mars 2023 concernant des pistes visant à réformer le tarif social ; Avis (A)2706 du 23 novembre 2023 relatif à la possibilité, pour les fournisseurs d'énergie et gestionnaires de réseaux de distribution, d'obtenir le remboursement des frais occasionnés par l'octroi de certaines primes énergétiques fédérales ; Avis (A)2719 du 21 décembre 2023 sur un projet d'arrêté royal fixant les modalités de détermination du coût de l'intervention des fournisseurs lors de l'octroi des primes fédérales d'électricité et de gaz.

⁹⁹ Avis (A)2686 du 16 novembre 2023 sur le projet d'arrêté royal établissant les critères pour évaluer le nombre de ménages en situation de précarité énergétique.

Brève analyse pour le premier semestre 2023 :

• Électricité

Dans toutes les régions belges (sauf un ménage à Bruxelles) et tous les pays (à l'exception d'un ménage et d'une PME en France et au Royaume-Uni), un ménage et une PME paient moins au premier semestre 2023 qu'au premier semestre 2022.

• Gaz naturel

Dans toutes les régions belges, ainsi qu'en Allemagne, en France et aux Pays-Bas, le gaz naturel est meilleur marché au premier semestre 2023 qu'au premier semestre 2022, tant pour un ménage que pour une PME. La situation est inverse pour un ménage et une PME au Royaume-Uni.

Cette évolution suit celle des marchés de gros, où le prix de l'électricité a également retrouvé une tendance à la baisse. Cette diminution fait suite aux prix très élevés enregistrés en 2022 en réponse à la guerre en Ukraine et aux tensions géopolitiques mondiales ayant des conséquences importantes sur les cotations du gaz naturel et les prix des émissions de CO₂, qui ont à leur tour fait grimper les prix d'électricité. Toutefois, l'hiver 2022-2023 a été raisonnablement doux, ce qui a également permis de reconstituer suffisamment les réserves de gaz naturel. Cette situation, combinée à une offre importante de GNL, entraîne une baisse des prix du gaz naturel et, en deuxième instance, un effet positif sur les prix de l'électricité.

Brève analyse pour le second semestre 2023 :

• Électricité

Dans toutes les régions belges et tous les pays voisins (à l'exception d'un ménage et une PME en France), un ménage et

une PME paient (beaucoup) moins au second semestre 2023 qu'au second semestre 2022.

• Gaz naturel

Dans toutes les régions belges et tous les pays voisins (à l'exception d'un ménage en France), le gaz naturel est bien meilleur marché au second semestre 2023 qu'au second semestre 2022, tant pour un ménage que pour une PME.

Cette évolution suit celle des marchés de gros, où le prix de l'électricité a également retrouvé une tendance à la baisse. Cette diminution fait suite aux prix très élevés enregistrés en 2022, en réponse à la guerre en Ukraine et aux tensions géopolitiques mondiales ayant des conséquences importantes sur les cotations du gaz naturel et les prix des émissions de CO₂, qui ont à leur tour fait grimper les prix d'électricité. Toutefois, l'hiver 2022-2023 a été doux, ce qui a également permis de reconstituer entièrement les réserves de gaz naturel. L'hiver 2023-2024 a également été doux jusqu'à présent, de sorte que cette situation n'exerce pas de pression sur les prix. Cette situation, combinée à une offre importante de GNL et des approvisionnements en provenance de Norvège, entraîne une baisse des prix du gaz naturel et, en deuxième instance, un effet positif sur les prix de l'électricité.

3.1.3. Le transport

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

La CREG a examiné si les nouveaux administrateurs indépendants d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA satisfaisaient aux exigences d'indépendance et de dissociation visées aux articles 2, 30° et 9, § 1^{er}/1 et 2, de la loi électricité.

Elle a rendu trois avis conformes positifs dans ce cadre¹⁰⁰.

Conformément à sa compétence de contrôle du respect des exigences de dissociation par le gestionnaire du réseau de transport, la CREG a par ailleurs vérifié en 2023 les diverses modifications qui lui ont été notifiées par rapport aux autres mandats, fonctions et 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 2022 du comité de gouvernement d'entreprise d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset dans le cadre du contrôle de l'application des articles 9 et 9ter de la loi électricité et de l'évaluation de son efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité de la gestion du réseau de transport.

Elle a également pris connaissance du rapport de la personne responsable du suivi des règles d'engagements sur le respect de ces règles par les collaborateurs d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset en 2022. 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. Le fonctionnement technique

A. Le code de bonne conduite

Le code de bonne conduite électricité, établi par décision du 20 octobre 2022 (voir rapport annuel 2022), fixe les conditions pour le raccordement et l'accès au réseau de transport, la fourniture de services auxiliaires et l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

100 Avis (A)2515 du 9 février 2023 relatif à l'indépendance de madame Els Neiryck en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset ; Avis (A)2625 du 19 juillet 2023 relatif à l'indépendance de madame Roberte Kesteman en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA ; Avis (A)2626 du 19 juillet 2023 relatif à l'indépendance de monsieur Bernard L. Gustin en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA.

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 2023, l'AIT (Average Interruption Time) fut de 8 minutes et 48 secondes (contre 26 secondes en 2022) et l'AID (Average Interruption Duration) de 40 minutes 28 secondes (contre 10 minutes 58 secondes en 2022).

Il y a eu 30 incidents en 2023 sur le réseau de transport (31 en 2022), dont 22 sur le réseau 150 kV, 7 sur le réseau 220 kV et 1 sur le réseau 380 kV. Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure pour le client. Dans les cas de coupure, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu dans 47 % des cas seulement, à savoir 12 cas sur le réseau 150 kV, 2 cas sur le réseau 220 kV et aucun cas sur le réseau 380 kV. Par contre, toutes ces tentatives ont été fructueuses.

Dans trois 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 14 jours. Sur la base des indicateurs AIT et AID, la disponibilité du réseau de transport en 2023 était inférieure à l'année précédente.

• Décisions relatives à des modernisations substantielles d'installations d'Elia

En 2023, la CREG a approuvé deux demandes d'Elia de modernisation d'une installation de consommation¹⁰¹. La CREG a décidé dans ce cadre que le contrat de raccordement existant entre Elia et l'installation de consommation concernée devait être révisé en conséquence.

Pour rappel, 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 substantielle¹⁰².

Le 20 avril 2023, la CREG a rendu un avis¹⁰³ sur la proposition d'Elia de modification de ses lignes directrices définissant le concept de modernisation substantielle.

C. Accès

• Raccordement avec accès flexible

En 2023, la CREG a approuvé les propositions d'Elia relatives à l'octroi d'un raccordement avec accès flexible au réseau de transport¹⁰⁴.

Elle a publié dans ce cadre une note détaillant son processus décisionnel¹⁰⁵.

D. Les services auxiliaires

• Les services de black-start

Le 8 juin 2023, la CREG a approuvé¹⁰⁶ la proposition d'Elia de contrat-type pour les services de reconstitution (« T&C RSP ») pour la période 2024-2026 (à l'exclusion de la partie II - Conditions générales qui a été approuvée précédemment par la décision (B)2527 de la CREG du 30 mars 2023).

À la même date, la CREG a approuvé¹⁰⁷ la proposition d'Elia de procédures d'appel d'offres pour les services de reconstitution pour la période 2024-2026.

• 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.

101 Décision (B)2489 du 9 mars 2023 relative à la modernisation d'une installation de consommation de la [confidentiel] située sur le site [confidentiel] (remplacement des disjoncteurs de tête au secondaire du transformateur 150kV/6kV) ; Décision (B)2525 du 26 mai 2023 relative à la modernisation d'une installation de consommation de [confidentiel] (remplacement du transformateur n°1 150/30 kV).

102 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.

103 Avis (A)2271 du 20 avril 2023 sur la proposition d'Elia Transmission Belgium SA du 16 juin 2021 de modification de ses lignes directrices définissant le concept de modernisation substantielle.

104 Décisions (B)2451 du 2 mars 2023, (B)2541 du 20 juin 2023, (B)2547, (B)2548 et (B)2549 du 6 juillet 2023, (B)2561, (B)2562 et (B)2563 du 7 septembre 2023, (B)2564 et (B)2593 du 14 septembre 2023, (B)2594 et (B)2614 du 21 septembre 2023, (B)2612 et (B)2613 du 28 septembre 2023, (B)2632 et (B)2633 du 26 octobre 2023, (B)2655 du 16 novembre 2023 et (B)2658 du 14 décembre 2023.

105 Note (Z)2717 du 14 décembre 2023 relative au processus décisionnel actuel de la CREG pour l'octroi d'un raccordement avec accès flexible au réseau de transport fédéral.

106 Décision (B)2557 du 8 juin 2023 relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA de contrat-type pour des services de reconstitution (à l'exclusion de la partie II - Conditions générales) pour la période 2024-2026.

107 Décision (B)2558 du 8 juin 2023 relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA de procédures d'appel d'offres pour des services de reconstitution (services de black-start) pour la période 2024-2026.

Elle est répartie entre :

- la détermination des besoins en services d'équilibrage autres que la réserve de stabilisation de la fréquence (FCR). 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 d'Elia ; 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 pour la détermination de cette capacité est soumise à l'approbation de la CREG en même temps que la méthode d'évaluation susmentionnée.

En 2023, la CREG a pris les décisions suivantes dans ce cadre.

La CREG a demandé¹⁰⁸ à Elia de calculer et d'appliquer les conditions de limites du prix de déséquilibre, de mieux justifier la composante alpha et d'intégrer dans les T&C BRP les critères relatifs au plan d'évaluation. La CREG a également prié Elia de reprendre in extenso le calcul du prix de déséquilibre dans les T&C BRP et de supprimer les références aux tarifs.

La CREG a approuvé¹⁰⁹ les modifications proposées par Elia des conditions générales des contrats-types pour les services d'équilibrage FCR et les services d'équilibrage mFRR.

À la demande de la CREG, Elia a mis à jour la méthode de détermination du ratio entre la réserve automatique et la réserve manuelle de rétablissement de la fréquence. La détermination de ce ratio se fera de manière dynamique à partir du 1^{er} octobre 2024¹¹⁰.

La CREG a approuvé¹¹¹ la proposition d'Elia d'introduire un plafond de coût relatif pour l'achat de capacité d'équilibrage aFRR (le « plafond de dégradation du TCO »). Ce plafond de coût relatif s'applique à partir du 13 septembre 2023.

• Les offres de prix et de volumes pour les services auxiliaires

La CREG a approuvé¹¹² les modifications proposées par Elia des conditions générales des contrats-types pour la responsabilité de la programmation sur le réseau de transport (SA), la responsabilité de la planification des indisponibilités sur le réseau de transport (OPA), les services d'équilibrage FCR, les services d'équilibrage mFRR et les services de reconstitution (RSP).

Afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, Elia doit pouvoir disposer en permanence de plusieurs 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 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 2022, si la CREG juge les prix manifestement déraisonnables, elle peut imposer une obligation de service public pour la fourniture du service aux candidats concernés.

En 2023, 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, entre 2022 et 2023, les prix de réservation ont baissé fortement entraînant également une baisse des coûts y afférents. Pour l'aFRR, ces coûts de réservation ont baissé de 174 millions d'euros en 2022 à 74 millions d'euros en 2023. Les coûts associés à la réservation de mFRR ont baissé de 78 millions d'euros à 71 millions d'euros. L'origine de cette baisse des prix de réservation est imputable à la baisse des prix gaziers. Par ailleurs, dans le courant de 2023, la CREG a pris une série d'initiatives afin d'améliorer la gestion des coûts de réservation. La CREG continuera à contrôler la détermination des volumes d'achat au cours de l'année.

En 2023, la CREG a reçu un rapport d'Elia pour le service de réglage de la tension et de la puissance réactive en 2024 ainsi qu'un rapport pour le service de black-start en 2024-2026. 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 réglage de la tension et de la puissance réactive, la CREG a imposé des prix à huit candidats¹¹³. Pour le service de black-start, la CREG a imposé des prix à un fournisseur pour la période 2024-2026¹¹⁴.

• Les volumes activés et la concentration des offres

En 2023, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont baissé de 4 % par rapport à

108 Décision (B)2688 du 30 novembre 2023 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des méthodologies, modalités et conditions pour le responsable d'équilibre ou les « T&C BRP » dans le cadre de l'accès à la plateforme européenne mFRR.

109 Décision (B)2527 du 30 mars 2023 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium de modifier les conditions générales des contrats types pour la responsabilité de la programmation sur le réseau de transport (SA), la responsabilité de la planification des indisponibilités sur le réseau de transport (OPA), les services d'équilibrage FCR, les services d'équilibrage mFRR et les services de reconstitution (RSP).

110 Décision (B)2538 du 19 juillet 2023 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia dans le cadre du dimensionnement dynamique de l'aFRR.

111 Décision (B)2617 du 10 août 2023 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR) dans le cadre d'un plafond de coût relatif pour l'achat de capacité d'équilibrage aFRR.

112 Décision (B)2527 du 30 mars 2023 susmentionnée.

113 Décisions (B)2692 à 2699 du 14 décembre 2023 imposant une obligation de service public à [confidentiel] relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024.

114 Décision (B)2711 du 21 décembre 2023 imposant une obligation de service public à [confidentiel] relative à la fourniture du service de black-start à la SA Elia Transmission Belgium pour la période 2024-2026.

3. Le marché de l'électricité

2022, pour s'élever à 1 303 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 19,7 % en 2023, contre 33,1 % en 2022 et 35,0 % en 2021. Cette forte diminution est principalement due à la réduction de la capacité aFRR contractée de 145 MW à 117 MW en 2023. En 2023, 379 GWh de mFRR ont été activés par rapport à 394 GWh en 2022. La forte diminution des activations aFRR n'a donc pas provoqué d'augmentation des ressources mFRR. L'IGCC a compensé la réduction des activations aFRR et a repris à son compte 667 GWh en 2023, contre 458 GWh en 2022.

En 2023, il y a eu 760 GWh d'activations à la hausse et 543 GWh d'activations à la baisse des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (contre respectivement 0 GWh et 0,2 GWh en 2022). L'IGCC est responsable de 45 % des activations à la hausse et de 59 % des activations à la baisse, démontrant son importance comme ressource d'équilibrage disponible pour Elia pour compenser des déséquilibres belges.

L'indice HHI lié à la fourniture de l'énergie d'équilibrage FCR demandée par Elia est de 7 645 pour l'activation à la hausse et de 7 211 pour l'activation à la baisse. Les deux valeurs sont supérieures à 2 500, ce qui indique un marché très concentré. Pour l'aFRR, l'indice HHI est respectivement de 3 492 et 2 069. Le faible indice HHI pour l'activation aFRR à la baisse s'explique par la mise en œuvre par Elia des décisions (B)2210 du 22 avril 2021 et (B)2366 du 24 mars 2022 de la CREG. Ces décisions constituent la base de l'enchère « par CCTU », qui a

permis à de nouveaux acteurs de prendre part au marché avec la participation active de la demande, le stockage et les énergies renouvelables en tant que ressources d'équilibrage. L'indice HHI pour la fourniture de l'énergie d'équilibrage mFRR à la hausse demandée par Elia est de 4 741. On peut en conclure que le produit le plus concurrentiel est celui des activations aFRR à la baisse.

L'indice HHI relatif aux offres de réserves pour l'ensemble des offres, toutes technologies confondues, s'élevait à 3 380 en 2023 contre 2 467 en 2022 et 2 838 en 2021. Le nombre d'acteurs ayant remis offre s'élevait à onze, contre dix en 2022.

• Le prix de la compensation des déséquilibres individuels

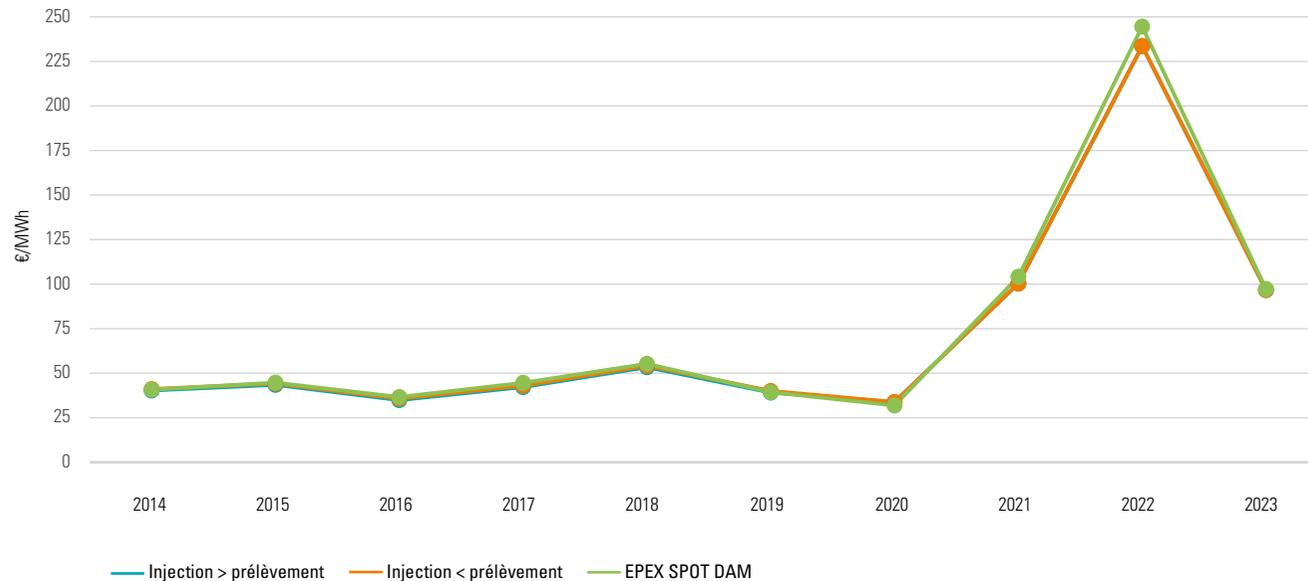
Le tarif de déséquilibre est basé sur le principe du prix marginal unique prenant en compte le déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage.

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 2014-2023.

Tableau 2 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2014-2023 (en €/MWh) (Source : données Elia)

	EPEX SPOT DAM	Injection < prélèvement	Injection > prélèvement
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	33,77	33,77
2021	104,12	100,33	100,33
2022	244,53	233,62	233,62
2023	97,27	96,69	96,69

Figure 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix EPEX SPOT DAM au cours de la période 2014-2023 (Sources : données Elia et BELPEX/EPEX SPOT)



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.

3.1.3.4. Les tarifs du réseau de transport

a) Méthodologie tarifaire

Période réglementaire 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 réglementaire 2020-2023.

Période réglementaire 2024-2027

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 réglementaire 2024-2027.

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 Transmission Belgium (Elia) s'est basée sur cette méthodologie pour élaborer sa proposition tarifaire.

La méthodologie tarifaire 2024-2027 pour le transport d'électricité prévoit une série d'incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau. La CREG en fixe les modalités finales, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs, après consultation des acteurs du marché et avant l'introduction de la proposition tarifaire.

Le 9 février 2023, la CREG a pris sa décision¹¹⁵ sur les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période réglementaire 2024-2027.

Le 12 octobre 2023, la CREG a pris une décision¹¹⁶ sur les objectifs à atteindre par Elia en 2024 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. Afin de limiter l'impact sur les processus d'Elia et des acteurs de marché, la CREG a décidé de limiter exceptionnellement l'incitant 2024 à cinq projets. La décision reprend dès lors cinq des sept projets proposés par Elia, avec certaines adaptations.

Enfin, le 14 décembre 2023, en application de l'article 26, §§ 2 et 3 de la méthodologie tarifaire 2024-2027, la CREG a pris une décision¹¹⁷ sur le plan d'innovation d'Elia pour l'année 2024. Sur les 11 propositions de projets soumises par Elia, la CREG a décidé de soutenir 8 projets. Parmi les projets non retenus, 2 ne remplissent pas les critères de l'incitant tandis que le niveau de maturité du 3^{ème} projet n'est pas suffisant pour recevoir un soutien dans le cadre de l'incitant pour l'année 2024. Elia a la possibilité de soumettre une nouvelle version de son plan chaque année de la période réglementaire, au plus tard le 1^{er} juillet.

115 Décision (B)658E/80 du 9 février 2023 sur les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période réglementaire 2024-2027.

116 Décision (B)658E/84 du 12 octobre 2023 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2024 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

117 Décision (B)658E/86 du 14 décembre 2023 sur le plan d'innovation de la SA Elia Transmission Belgium pour la période réglementaire 2024-2027 dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26, §§ 2 et 3 de la méthodologie tarifaire.

b) Tarifs de transport 2020-2023

Période régulatoire 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, 1,1 % en 2022 et 1 % en 2023.

Période régulatoire 2024-2027

Le 9 novembre 2023, la CREG a approuvé¹¹⁸ la proposition tarifaire adaptée soumise par Elia pour la période régulatoire 2024-2027.

Les tarifs 2024-2027 ont été établis dans un contexte caractérisé par une inflation importante et résultent de la volonté de doter Elia des moyens nécessaires à la réalisation de ses missions essentielles pour faciliter la transition énergétique, en particulier son ambitieux programme d'investissements, approuvé dans le cadre du plan de développement fédéral.

Le budget approuvé par la CREG est 10 % inférieur à celui de la proposition tarifaire introduite en mai 2023 par Elia. Toutefois, les tarifs de transport d'électricité seront en hausse moyenne de 77 % sur la période 2024-2027. Ils seront globalement stables en 2024 par rapport aux tarifs de transport en vigueur en 2023 et augmenteront de façon plus importante à partir de 2025.

La CREG a par ailleurs approuvé¹¹⁹ les tarifs proposés par Elia pour les obligations de service public et les taxes et surcharges, d'application du 1^{er} janvier au 31 décembre 2024.

Le tarif pour l'obligation de service public lié au financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en Flandre est fixé à 0,3722 €/MWh.

Le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre est fixé à 0,0430 €/MWh.

Le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie est diminué et s'élève à 5,9249 €/MWh pour le premier terme et à 0,00 € pour les deuxième et troisième termes.

Le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Région de Bruxelles-Capitale s'élève à 0,5949 €/MWh.

La surcharge pour les taxes « pylônes » et « tranchées » en Flandre est fixée à 0,5429 €/MWh.

La surcharge pour occupation du domaine public en Région wallonne est fixée à 0,3980 €/MWh.

La surcharge pour la redevance pour droit de voirie en Région de Bruxelles-Capitale est fixée à 4,1778 €/MWh.

c) Soldes

La méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité prévoit que le gestionnaire du réseau de transport soumet chaque année à l'approbation de la CREG un rapport tarifaire relatif à l'année écoulée. Pour l'année 2022, les différentes corrections apportées à la demande de la CREG ont entraîné, à l'avantage des utilisateurs du réseau, une augmentation de 1 183 874 € de la dette du gestionnaire du réseau envers les futurs tarifs.¹²⁰

3.1.3.5. Évaluation du coût des OSP fédérales

En 2023, la CREG a déterminé les soldes et coûts suivants des obligations de service public (OSP) assignées à Elia :

- le solde du coût de l'OSP pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour l'année 2022. 137 986 028,62 € ont ainsi été restitués par Elia à l'État belge¹²¹ ;
- les soldes du coût des OSP réserve stratégique et CRM pour l'année 2022. Le solde est excédentaire pour l'OSP réserve stratégique (397 346 € à restituer par Elia à l'État belge) et déficitaire pour l'OSP CRM (408 227 € à percevoir par Elia de l'État belge)¹²² ;
- le coût de l'OSP pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2024. Ce coût s'élève à 493,9 M€, soit 144 millions de plus qu'en 2023. Cette augmentation s'explique par le prix de référence de l'électricité beaucoup plus bas pour 2024 (€133,451/MWh) que pour 2023 (>200 €/MWh)¹²³ ;
- les coûts budgétés des OSP pour le financement de la réserve stratégique et du CRM pour l'année 2024. Ces coûts s'élèvent respectivement à 88 229 € et 11 024 067 €¹²⁴.

118 Décision (B)658E/85 du 9 novembre 2023 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour la période régulatoire 2024-2027.

119 Décision (B)658E/87 du 30 novembre 2023 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée 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 2024.

120 Décision (B)658E/83 du 6 juillet 2023 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 2022.

121 Décision (B)2520 du 6 avril 2023 relative à la détermination du solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2022.

122 Décision (B)2552 du 26 mai 2023 relative à la détermination des soldes des obligations de service public réserve stratégique et CRM pour l'année 2022.

123 Décision (B)2644 du 18 octobre 2023 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 2024.

124 Décision (B)2654 du 26 octobre 2023 relative à l'évaluation du coût des obligations de service public pour le financement de la réserve stratégique et du CRM pour l'année 2024.

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

3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

Après l'entrée en vigueur du couplage de marché basé sur les flux des marchés day-ahead dans la région de calcul des capacités Core en 2022, les travaux se sont poursuivis en 2023 sur les améliorations méthodologiques à ce système de couplage par l'ensemble des parties prenantes (bourses, gestionnaires de réseau et régulateurs).

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 les années précédentes, 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)2687 du 7 décembre 2023. 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).

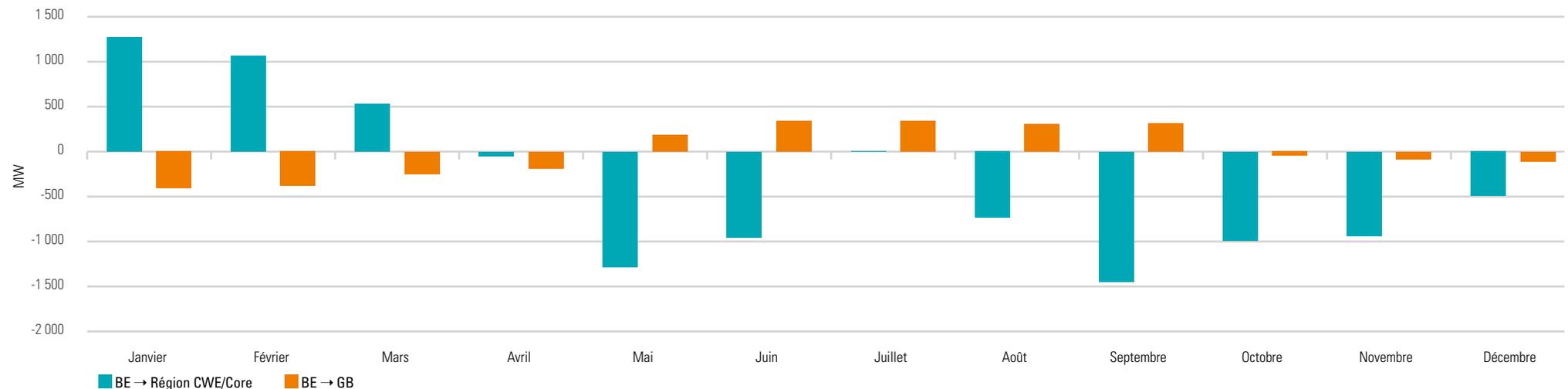
Depuis la mise en service de NEMO Link le 30 janvier 2019, la Belgique échange de l'électricité non seulement dans la région CWE/Core mais aussi avec la Grande-Bretagne.

Après quatre années consécutives au cours desquelles la Belgique a connu une position d'exportation nette d'électricité vis-à-vis de ses voisins, une position d'importation nette a de nouveau été constatée en 2023. En effet, en 2023, la Belgique a importé 5,9 TWh depuis la région CWE/Core (tandis que la Belgique a exporté 5,6 TWh nets en 2022) et exporté 3,1 TWh nets vers la Grande-Bretagne (0,8 TWh en 2021).

La figure suivante montre la moyenne mensuelle des échanges commerciaux de la Belgique dans la zone CWE et vers la Grande-Bretagne, dans le marché journalier, y compris le marché à long terme.

En 2023, les importations brutes vers la Belgique se sont élevées à 17,3 TWh (contre 12,9 TWh en 2022) et les exportations brutes de la Belgique à 14,4 TWh (contre 19,2 TWh en 2022), soit une importation physique nette de 2,9 TWh (contre une exportation physique nette de 6,3 TWh en 2022).

Figure 4 : Moyennes mensuelles des échanges transfrontaliers journaliers de la Belgique dans la région CWE/Core et vers la Grande-Bretagne en 2023, 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

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

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne d'exportation nette
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
2023			- 65

Le tableau 3 présente les mêmes informations exprimées en valeurs annuelles moyennes. En 2023, les importations nettes moyennes¹²⁵ se sont élevées à 65 MW.

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 710,0 millions d'euros pour acquérir les capacités annuelles et mensuelles offertes en 2023. Comme la plupart des années précédentes, les revenus générés par les enchères annuelles en 2023 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 (sauf en 2021 et 2022). Depuis 2020, des enchères trimestrielles sont organisées pour vendre des capacités à la frontière avec le Royaume-Uni (le Nemo Link interconnector).

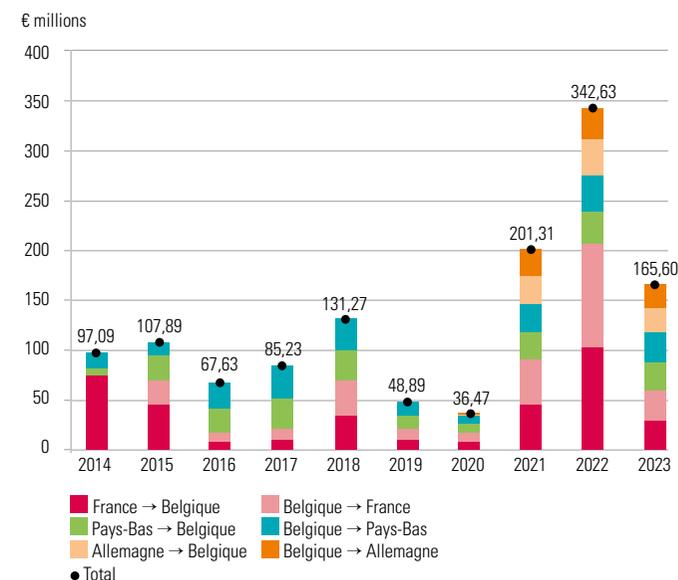
Tableau 4 : Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions d'euros) (Sources : données Elia, calculs CREG)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Enchères trimestrielles	Total
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	59,8		100,0
2019	60,2	18,7		78,9
2020	44,9	17,6	7,0	69,5
2021	87,2	120,1	16,4	223,8
2022	269,5	330,7	0,0	600,3
2023	524,5	107,7	77,9	710,0

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 5 pour le marché belge de 2014 à 2023. 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 5 : Rentes de congestion journalière brutes du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)



En 2023, les rentes de congestion brutes générées aux frontières belges en J-1 se sont élevées à 165,60 millions d'euros et ont intégralement bénéficié aux utilisateurs du réseau de transport. Ce montant représente une forte baisse (-51 %) par rapport au record observé en 2022 (342,63 millions d'euros). Les rentes de congestion sont générées sur les trois frontières belges dans la région Core : 59,4 millions d'euros à la frontière belgo-néerlandaise, 59,2 millions à la frontière franco-belge et 46,8 millions à la frontière germano-belge. Cette baisse est principalement due à la très forte diminution des écarts de prix entre la Belgique et la France, combinée à un niveau stable d'échanges transfrontaliers.

¹²⁵ 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.

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 2023, 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.

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 sa compétence d'avis sur le projet du plan de développement fédéral (voir aussi le point 3.4.2 du présent rapport), la CREG analyse la cohérence du plan de développement du réseau de transport établi par Elia avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne (en abrégé « TYNDP »).

L'actualisation du TYNDP a lieu tous les deux ans. Le dernier TYNDP datant de 2022, le prochain exercice d'analyse par la CREG aura lieu en 2024.

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. CACM¹²⁶, FCA¹²⁷, EB¹²⁸, SO¹²⁹, ER¹³⁰, RfG¹³¹ et 2019/943¹³²), 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

La CREG a examiné¹³³ la demande de désignation d'EPEX SPOT SE en qualité d'opérateur désigné du marché de l'électricité en Belgique.

La CREG estime qu'à la date de la demande de désignation en qualité que NEMO, EPEX SPOT a démontré répondre aux critères de désignation de l'article 6 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

■ Règlement européen FCA

Approbation des règles de répartition de la capacité d'interconnexion

En décembre 2022, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia concernant des modifications de la méthodologie de répartition de la capacité transfrontalière entre les enchères mensuelles et annuelles.

Ces modifications étaient motivées par la nécessité de rendre les règles conformes à l'intention de mettre en œuvre à plus long terme un calcul de capacité fondé sur les flux (pour les enchères mensuelles et annuelles).

Après concertation avec les autres autorités de régulation concernées au niveau régional (Core), la CREG a décidé¹³⁴ d'approuver cette demande.

■ 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

126 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.

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

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

129 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.

130 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.

131 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.

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

133 Avis (A)2637 du 14 septembre 2023 relatif à la demande d'EPEX SPOT SE de désignation en qualité d'opérateur désigné du marché d'électricité (NEMO).

134 Décision (B)2542 du 15 mai 2023 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, de modifications de la méthodologie de répartition de la capacité d'échange entre zones.

réseau après un black-out (voir également le point 3.1.3.3.D du présent rapport annuel).

Le 30 mars 2023, la CREG a rendu, à la demande de la ministre de l'Énergie, un avis¹³⁵ sur une révision des listes nominatives confidentielles des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia.

Sur le plan du contenu, la CREG n'avait pas d'objection aux adaptations proposées par rapport aux listes approuvées par l'arrêté ministériel du 17 février 2022. La CREG a toutefois attiré à nouveau l'attention sur l'applicabilité et l'application de ces listes dans l'intérêt d'une mise en œuvre efficace et efficiente du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution.

Les listes adaptées proposées par Elia et examinées dans l'avis de la CREG ont été approuvées par arrêté ministériel du 26 avril 2023 (Moniteur belge du 5 mai 2023).

Le code de réseau européen ER prévoit également qu'Elia élabore des règles pour la suspension et le rétablissement des activités de marché et des règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage en cas de suspension des activités de marché. La CREG a pris une décision¹³⁶ le 9 novembre 2023 approuvant la proposition adaptée d'Elia, reçue le 18 juillet 2023. Ces règles entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2024 et visent à contribuer à une action efficace d'Elia pour reconstituer le système électrique après une panne généralisée nationale.

Le 30 novembre 2023, la CREG a également rendu, à la demande de la ministre de l'Énergie, deux avis (les avis 2684 et

2685) sur la version confidentielle des propositions de plan de défense du réseau et de plan de reconstitution révisés d'Elia, en ce compris les projets de listes des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité y afférents, et les conditions qui s'appliquent à eux¹³⁷. Dans ces avis, la CREG attire l'attention de la ministre sur certaines préoccupations générales.

■ Autres règlements

Étude sur le respect de la « règle des 70 % »

En application des dispositions légales du Clean Energy Package (article 16 du règlement européen électricité), la CREG a examiné¹³⁸ dans quelle mesure Elia a respecté les marges minimales pour la capacité d'interconnexion mise à disposition en 2022. Cette marge minimale est, pour tous les éléments du réseau, d'au moins 70 % de la capacité de transport maximale. En 2022, dans des circonstances spécifiques liées à des flux de boucle excessifs, une dérogation à cette obligation s'appliquait, de sorte que les marges minimales étaient à ces moments-là inférieures à 70 % de la capacité maximale.

Les analyses réalisées montrent qu'entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2022, Elia a respecté au moins les marges minimales pendant 78,3 % des heures considérées et sur 99,7 % des éléments de réseau observés, en tenant compte de la dérogation pour les flux de bouclage. En termes de conformité par heure considérée, il s'agit d'une amélioration par rapport à l'année dernière, où Elia s'était conformée aux obligations légales pendant 62,2 % des heures.

L'étude montre également que l'impact de la dérogation accordée reste élevé en 2022, malgré une légère diminution des flux de boucles observés par rapport à 2020 et 2021. La CREG conclut que les pénuries observées n'indiquent ni une congestion structurelle, ni des marges extrêmement faibles. La CREG souligne néanmoins son souhait qu'Elia mette en œuvre, sans délai et en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau de transport, les améliorations prévues aux méthodologies de calcul de la capacité.

Dérogation à la capacité minimale disponible pour les échanges entre zones

La CREG a reçu, en octobre 2023, 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 2024. Cette dérogation s'applique, comme les années précédentes, dans les circonstances spécifiques où les flux de boucle dépassent un seuil prédéterminé.

La CREG a approuvé¹³⁹ cette demande après l'organisation d'une consultation publique avec toutes les parties prenantes.

Utilisation du revenu de congestion

Le 16 novembre 2023, la CREG a approuvé¹⁴⁰ le rapport ex-ante d'Elia relatif à l'utilisation du revenu de congestion pour les années 2024 et 2025, en application de l'article 19(1) du règlement (UE) 2019/943. La CREG a constaté qu'Elia respecte la méthodologie approuvée par ACER dans sa décision 38/2020 et que le montant annuel des rentes de congestion estimé pour 2024 et 2025 est largement en-deçà des montants qui

135 Avis (A)2531 du 30 mars 2023 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.

136 Décision (B)2635 du 9 novembre 2023 relative à la proposition adaptée d'Elia Transmission Belgium SA des règles de suspension et de rétablissement des activités de marché et des règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage en cas de suspension des activités de marché.

137 Avis (B)2684 du 30 novembre 2023 sur la proposition de plan de défense du réseau révisé d'Elia Transmission Belgium SA, en ce compris les listes des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité et les mesures/conditions associées ; Avis (B)2685 du 30 novembre 2023 sur la proposition de plan de reconstitution révisé d'Elia Transmission Belgium SA, en ce compris les listes des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité et les mesures/conditions associées.

138 Étude (F)2513 du 18 octobre 2023 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 2022.

139 Décision (B)2687 du 7 décembre 2023 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.

140 Décision (B)2700 du 16 novembre 2023 sur le rapport ex ante d'Elia Transmission Belgium relatif à l'utilisation du revenu de congestion pour les années 2024 et 2025 visé à l'article 19(1) du règlement (UE) 2019/943.

seront annuellement alloués aux objectifs prioritaires énumérés à l'article 19(2) du règlement européen.

3.2. Concurrence

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

• Rapport de monitoring annuel sur le fonctionnement et l'évolution des prix des marchés de gros pour l'électricité en Belgique

La CREG a analysé¹⁴¹ certaines tendances historiques et évolutions récentes importantes sur les marchés de gros de l'électricité en 2022, en particulier la consommation, la production, le stockage, la capacité installée, les importations et exportations d'électricité de la Belgique, le fonctionnement des différents marchés de l'électricité (long terme, journalier, infrajournalier, équilibrage et services auxiliaires) et les prix.

• Évolutions marquantes sur les marchés belges de gros

La CREG a analysé¹⁴² les évolutions les plus marquantes de l'année 2023 sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en Belgique.

En ce qui concerne les marchés de l'électricité, un aperçu est donné de la consommation totale et de la charge sur le réseau, de la production d'électricité, des échanges sur les marchés day-ahead, de l'utilisation des interconnexions et du fonctionnement du marché d'équilibrage.

En ce qui concerne les marchés du gaz, les flux transfrontaliers et la consommation (normalisée) sont décrits, ainsi que l'utilisation du stockage souterrain en Belgique et en Europe,

les approvisionnements en GNL et l'évolution des prix sur les marchés à court et à long terme.

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

À la demande des quatre régulateurs de l'énergie, PwC a mené une étude comparative des prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique et dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni). Cette étude examine les prix de début 2023 et propose également une comparaison avec ceux de l'année précédente.

Les principales conclusions de cette étude sont les suivantes :

- Contrairement à l'année dernière, les ménages et les entreprises belges raccordés au réseau basse tension paient leur électricité moins chère que dans la plupart des pays voisins.
- Les entreprises belges qui utilisent le réseau moyenne tension paient généralement aussi leur électricité moins chère que dans les pays voisins.
- Tous les pays accordent des remises et/ou des prix plafonds aux entreprises électro-intensives. Seul le Royaume-Uni ne le fait pas. C'est de loin le pays le plus cher. Les remises potentielles en Allemagne et en France sont plus élevées qu'en Belgique. Par conséquent, les entreprises électro-intensives en Belgique paient généralement plus. La Flandre est davantage alignée sur les pays voisins. Pour les entreprises non électro-intensives, la Belgique se situe dans la moyenne et le Royaume-Uni reste de loin le pays le plus cher.
- Les ménages belges paient le gaz naturel moins cher que dans les pays voisins.
- Pour les entreprises belges, les factures de gaz naturel tendent à s'aligner sur celles de leurs homologues étrangères. Pour les petites entreprises belges, la facture

de gaz naturel est plus compétitive que pour les grandes entreprises.

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

Constats pour 2023

En mars 2023¹⁴³, la CREG observait que le niveau général des prix restait élevé mais que la tendance à la baisse se poursuivait. La CREG proposait de rendre les noms des produits le plus transparent possible pour le consommateur et demandait aux fournisseurs d'ajouter le mois au nom du produit car des différences de plusieurs centaines d'euros peuvent exister entre deux versions. La CREG réitérait également sa proposition d'exiger des fournisseurs qu'ils incluent sur toutes leurs communications contractuelles avec les clients un code QR comportant un lien direct vers la fiche tarifaire liée au contrat en cours.

En juillet 2023¹⁴⁴, la CREG observait que le niveau général des prix restait relativement élevé mais que les prix extrêmement élevés du second semestre 2022 étaient derrière depuis un certain temps. La CREG recommandait aux ménages ayant un contrat fixe conclu au second semestre 2022 de comparer leur produit avec l'offre du moment et d'envisager un changement de contrat. En revanche, les ménages qui avaient un contrat d'énergie fixe en cours conclu entre 2018 et 2021 inclus et qui préfèrent les prix fixes plutôt que les prix variables avaient tout intérêt à conserver leur contrat.

Bases de données des prix de l'énergie

Depuis 2012, la CREG établit une base de données répertoriant tous les produits ayant une composante énergie fixe et toutes les méthodologies appliquées par les fournisseurs actifs en

141 Étude (F)2537 du 1^{er} juin 2023 relative au fonctionnement et à l'évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité – rapport de monitoring 2022.

142 Note (Z)2720 du 21 décembre 2023 relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2023.

143 Rapport (RA)2305/12 du 23 mars 2023 sur l'évolution des prix en mars 2023 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

144 Rapport (RA)2305/13 du 19 juillet 2023 sur l'évolution des prix en juillet 2023 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros.

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 co-génération) sont repris séparément dans la base de données.

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

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.

• **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 de la comparaison européenne des prix publiée avec les régulateurs régionaux en mai 2023, la CREG a formulé, dans un avis¹⁴⁵ remis au gouvernement, des recommandations sur des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels.

La CREG recommande, sur la base des données de prix de janvier 2023, de prendre les mesures suivantes : promouvoir une coordination au niveau européen, suivre de près l'évolution des tarifs de transport d'électricité et investiguer la mise en place d'un régime tarifaire favorable pour les consommateurs électro-intensifs raccordés au réseau de transport.

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

La CREG a réalisé une étude¹⁴⁶ en juin 2023 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.

L'étude révélait notamment qu'à cette date :

- à peine 24 % des ménages avaient encore un contrat à prix fixe pour l'électricité et 23 % pour le gaz naturel ;
- environ 2 000 000 ménages pouvaient réaliser des économies comprises entre 150 € et 300 € par an sur leur facture d'électricité en changeant de produit ;

- près de 1 120 000 ménages pouvaient réaliser des économies comprises entre 200 € et 250 € par an sur leur facture de gaz naturel en changeant de produit.

• **Étude des prix négatifs sur les marchés journaliers**

Au cours du printemps 2023 et de l'été 2023, pendant plusieurs heures, des prix très fortement négatifs ont été observés sur les marchés day-ahead européens. Les prix atteignaient jusqu'à -500 €/MWh aux Pays-Bas.

La CREG a en conséquence examiné la formation des prix et l'impact des prix négatifs sur les marchés day-ahead de la Belgique et de ses pays voisins.

Elle a aussi présenté des statistiques sur le nombre d'heures pendant lesquelles des prix négatifs sont observés, et dans quelles circonstances cela se produit le plus souvent.

Elle décrit également l'impact des « second auctions » au cours desquelles les carnets d'ordres des bourses sont temporairement réouverts, afin d'atténuer les pics de prix les plus extrêmes (tant à la hausse qu'à la baisse). La CREG conclut que ce mécanisme n'est pas très efficace et que, compte tenu de son impact sur le fonctionnement opérationnel du couplage de marchés, des alternatives devraient être explorées.

Enfin, l'impact des prix négatifs, via des contrats d'enlèvement et d'injection dynamiques, est discuté. La CREG souligne que, malgré l'avantage financier potentiel pour les clients finaux qui peuvent adapter leur comportement en fonction des cotations horaires des prix day-ahead, les risques inhérents à la volatilité de ce prix doivent être correctement évalués.¹⁴⁷

¹⁴⁵ Avis (A)2591 du 29 juin 2023 relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels.

¹⁴⁶ Étude (F)2605 du 29 juin 2023 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 - mars 2023.

¹⁴⁷ Étude (F)2590 du 14 septembre 2023 des prix négatifs sur les marchés journaliers.

3. Le marché de l'électricité

Figure 6 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2023 pour un client type résidentiel (client type = 3 500 kWh/an) (composante énergie) (Source : CREG)

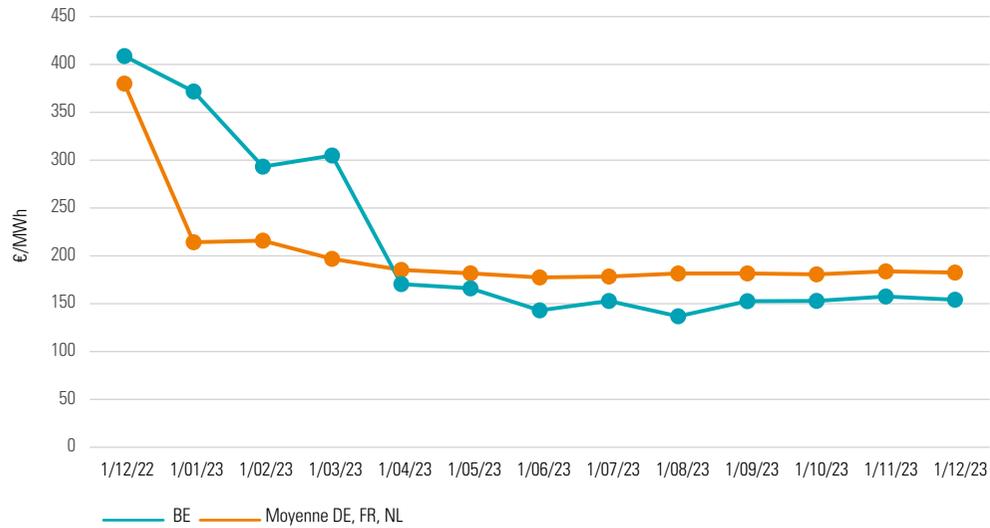


Figure 7 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2023 pour un client type résidentiel (client type = 17 000 kWh/an) (composante énergie) (Source : CREG)

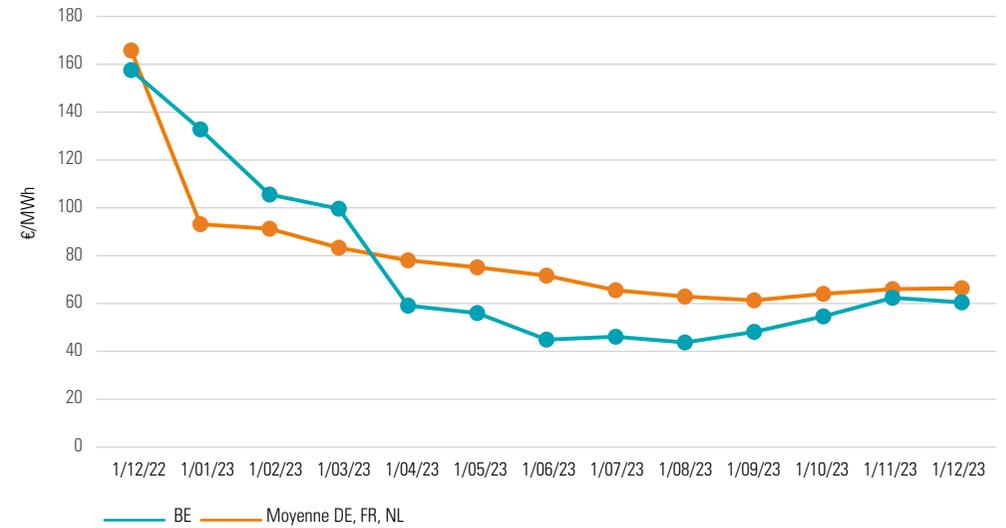


Figure 8 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2023 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante énergie) (Source : CREG)

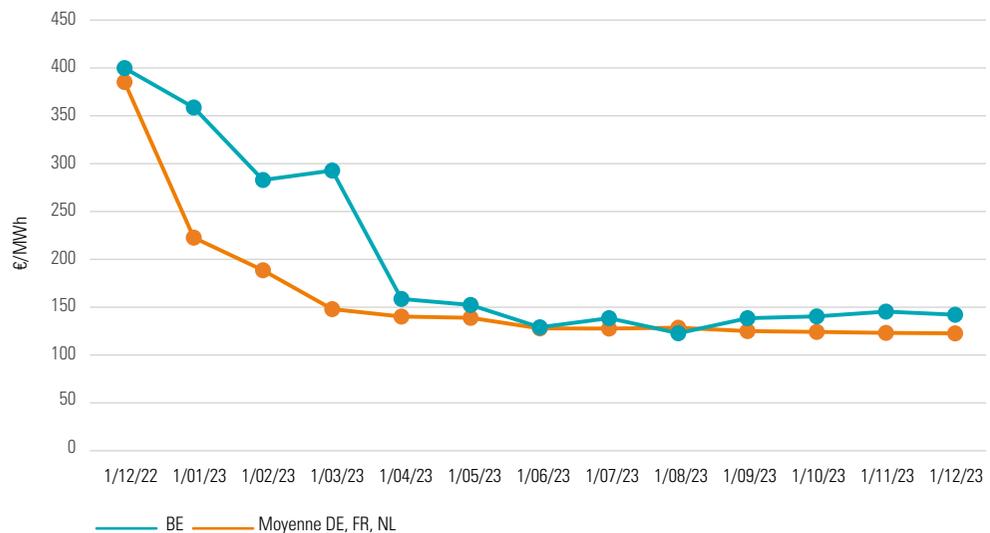
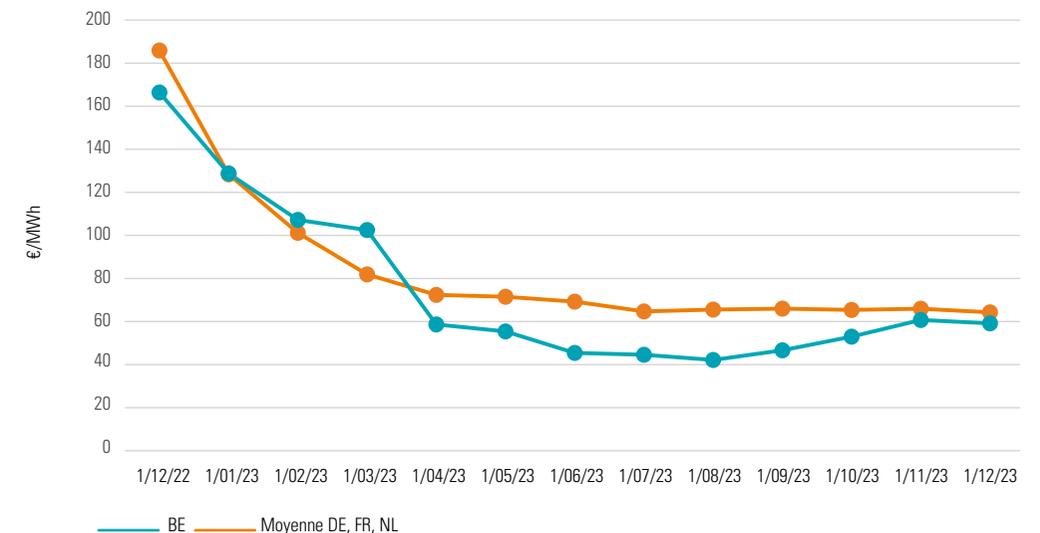


Figure 9 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2023 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante énergie) (Source : CREG)



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

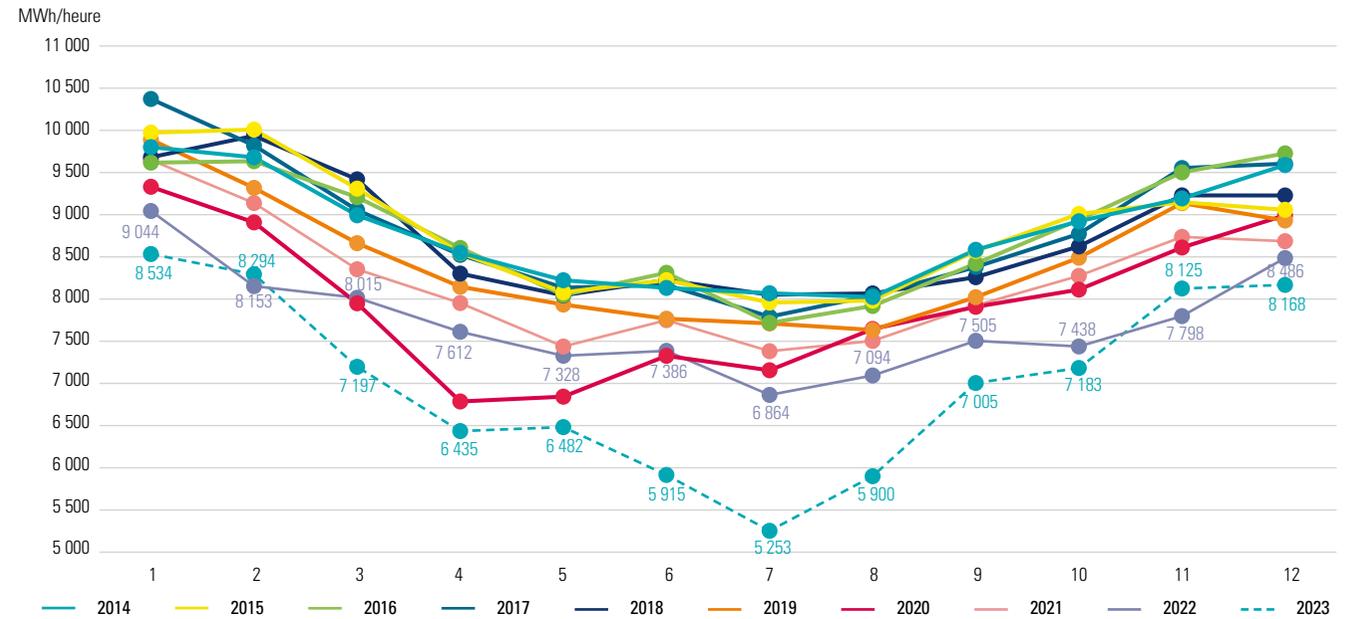
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée

Selon les données transmises à la CREG, la charge du réseau d'Elia¹⁴⁸, hors pompage des centrales de pompage-turbinage, en d'autres termes le prélèvement net plus les pertes du réseau, a été estimée à 61 605 GWh en 2023, contre 67 672 GWh en 2022, soit une diminution de 9,0 % d'une année à l'autre. La pointe de charge quart-horaire a été estimée à 11 582 MW en 2023 contre 12 027 MW en 2022, ce qui correspond à une diminution de 3,7% par rapport à l'année précédente (Source : Elia, pour 2023 : données provisoires, février 2024).

La figure 10 illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle pour les années 2014 à 2023. Par rapport à 2018, la baisse de la charge moyenne s'élève à 19,5 % en 2023. Par rapport à 2022, la baisse de la charge moyenne s'élève à 8,9 %. 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 x TWh en 2023.

Figure 10 : Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2014 à 2023 (Sources : données Elia, calculs CREG)



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 (64 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est Luminus, qui détient une part de marché de 12 % en capacité de production. La réduction des

parts de marché des deux acteurs s'explique par l'arrêt des centrales nucléaires Doel 3 et Tihange 2.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, reste très élevé mais a diminué en 2023 avec une valeur de 4 431. 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. Au total, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 55,7 TWh en 2023, ce qui

148 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

est fortement en-dessous du niveau de la production de 2022 (73,6 TWh). Cette diminution est entre autres attribuée à l'arrêt des centrales nucléaires.

La part de marché prédominante d'Electrabel est identique à celle de 2022, soit 75 %. L'indice HHI a légèrement diminué en 2022, passant à 5 795, ce qui témoigne d'un marché toujours fort concentré.

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

	Capacité de production (GW)																				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Engie / Electrabel	9,9	10,2	10,2	10,1	10,6	10,8	10,8	10,8	11,0	9,3	68%	71%	73%	72%	69%	69%	66%	66%	67%	64%	
Luminus	1,8	1,7	1,9	2,0	2,6	2,6	2,6	2,6	2,3	2,2	12%	12%	14%	14%	17%	16%	16%	16%	14%	15%	
TotalEnergies	0,0	0,0	0,4	0,7	0,7	0,7	1,0	1,0	0,6	0,6	0%	0%	3%	5%	4%	4%	6%	6%	4%	4%	
RWE	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,9	0,9	0,7	1%	2%	2%	2%	2%	2%	6%	6%	6%	5%	
Eneco	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	2%	2%	2%	2%	2%	2%	4%	4%	4%	5%	
Autres (<3% en 2023)	2,5	2,0	0,9	0,7	1,0	1,0	0,3	0,3	0,8	1,0	17%	14%	7%	5%	6%	6%	2%	2%	5%	7%	
Total	14,6	14,5	14,0	14,1	15,4	15,6	16,3	16,3	16,3	14,4	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
											HHI	4 760	5 160	5 510	5 430	5 050	5 100	4 730	4 730	4 865	4 431

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

	Énergie produite (TWh)																				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Engie / Electrabel	42,2	37,9	55,6	55,0	41,3	54,2	51,4	59,1	55,1	39,1	69%	68%	79%	77%	70%	73%	75%	75%	75%	70%	
Luminus	7,5	7,3	7,2	8,5	9,7	11,7	7,9	11,3	9,5	6,8	12%	13%	10%	12%	17%	16%	11%	14%	13%	12%	
TotalEnergies ¹									1,6	2,4									2%	4%	
RWE ²	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	1,1	1,0	1,2	2,0	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%	4%	
Eneco	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	1,4	2,3	1,9	2,5	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	4%	
Autres (<3% en 2023)	8,4	7,4	3,8	4,4	4,1	4,5	4,5	3,5	2,5	2,9	14%	13%	5%	6%	7%	6%	7%	4%	3%	5%	
Total	60,8	56,1	70,4	71,7	58,7	74,3	68,6	78,7	73,6	55,7	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
											HHI	5 088	4 829	6 372	6 055	5 252	5 601	5 762	5 864	5 795	5 143

1. Pour la période antérieure à 2022, l'énergie produite n'a pas été recalculée car elle était inférieure à 2 %.

2. L'énergie produite par T-Power est incluse dans les chiffres de RWE.

3.2.2.3. L'échange d'énergie

Le prix sur le marché intrajournalier belge était de 97,3 €/MWh en moyenne en 2023. Ce chiffre est en forte baisse par rapport à l'année précédente, où les prix avaient connu une augmentation explosive (244,5 €/MWh en 2022). Bien que le prix actuel soit revenu à un niveau plus stable et surtout plus bas que pendant la crise énergétique, il est encore deux fois plus élevé que la moyenne historique (entre 2015 et 2020, il était en moyenne de 42,1 €/MWh). Cette évolution s'est manifestée de manière similaire dans les zones de dépôt des offres voisines au sein de la région CWE : le prix journalier était de 95,1 €/MWh en Allemagne, de 95,8 €/MWh aux Pays-Bas, de 96,9 €/MWh en France et de 102,0 €/MWh en Autriche.

La convergence des prix entre les zones de dépôt des offres de la région CWE a de nouveau augmenté en 2023, après une forte baisse en 2022. Malgré cette augmentation, les niveaux élevés de 2020 (51,6 %) et 2021 (51,0 %) ne sont pas atteints. La convergence des prix est calculée comme le nombre d'heures pendant lesquelles les prix entre les zones de dépôt des offres concernées (Belgique, Pays-Bas, France, Allemagne/Luxembourg et Autriche) diffèrent de moins d'1 €/MWh. L'augmentation de la convergence des prix est due, d'une part, à un certain nombre d'évolutions du marché, telles que les volumes d'énergie échangés, les positions de prix

relatives des différentes zones de dépôt des offres et, d'autre part, mais dans une moindre mesure, à l'amélioration des processus de calcul de la capacité transfrontalière.

En 2023, la convergence des prix entre toutes les zones de dépôt des offres de la région CWE était de 42,9 % (contre 36,3 % en 2022). En 2015, ce taux n'était encore que de 21,1 %. 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 54,0 % des heures, des Pays-Bas pour 52,5 % et de l'Allemagne pour 50,9 %.

EPEX SPOT et Nord Pool facilitent tous deux le marché journalier et intrajournalier en Belgique. Le volume total sur le marché journalier EPEX SPOT était de 17,7 TWh in 2023, contre 21,2 TWh en 2022. Le volume total sur le marché journalier Nord Pool s'est élevé à 4,4 TWh en 2023, contre 3,2 TWh en 2022. Les deux marchés journaliers représentent ensemble environ 28,1 % du prélèvement total du réseau Elia.

Le marché intrajournalier 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 intrajournalier belge en couplant le marché belge avec les marchés de 25 autres États membres de l'Union européenne.

Le volume négocié total sur le marché intrajournalier d'EPEX SPOT est monté en 2023 à 6 114,8 GWh contre 3 847,1 GWh en 2022. Le volume négocié total sur le marché intrajournalier de Nord Pool a augmenté fortement en 2023, passant à 2 294,9 GWh contre 472,4 GWh en 2022. Le prix intrajournalier pondéré (sur le marché d'EPEX SPOT) a diminué de 60,6 % pour atteindre 97,3 €/MWh en 2023 (contre seulement 247,0 €/MWh en 2022).

Les prix sur les marchés de gros pour les contrats à long et à court terme ont fortement diminué en 2023, par rapport à 2022. Les contrats de fourniture pour l'année suivante affichaient un prix de 128,9 €/MWh en 2023, contre 255,6 €/MWh en 2022. En 2023, le prix moyen du marché journalier était inférieur au prix moyen du contrat annuel pour fourniture en 2023 (c.-à-d. négocié en 2022). Le prix moyen sur le marché journalier était de 97,3 €/MWh en 2023, contre 255,6 €/MWh pour les contrats négociés en 2022 pour l'année suivante.

3. Le marché de l'électricité

Figure 11 : Prix moyens mensuels pour la période 2015-2023 du marché journalier pour la fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE (Sources : EPEX SPOT, calculs CREG)

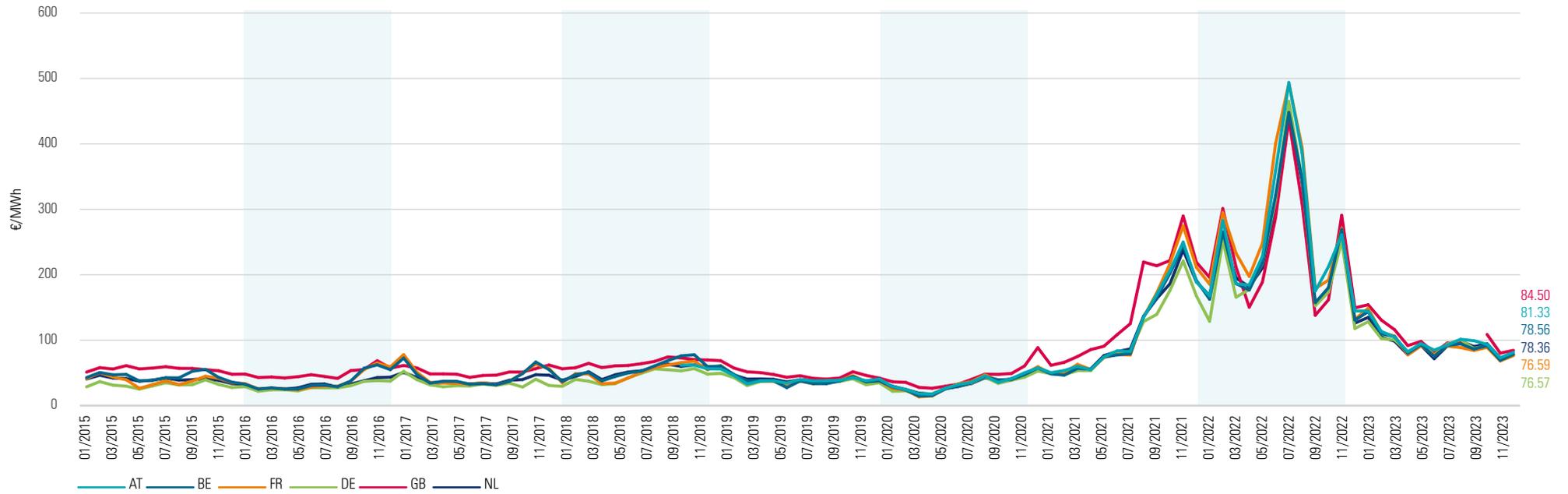
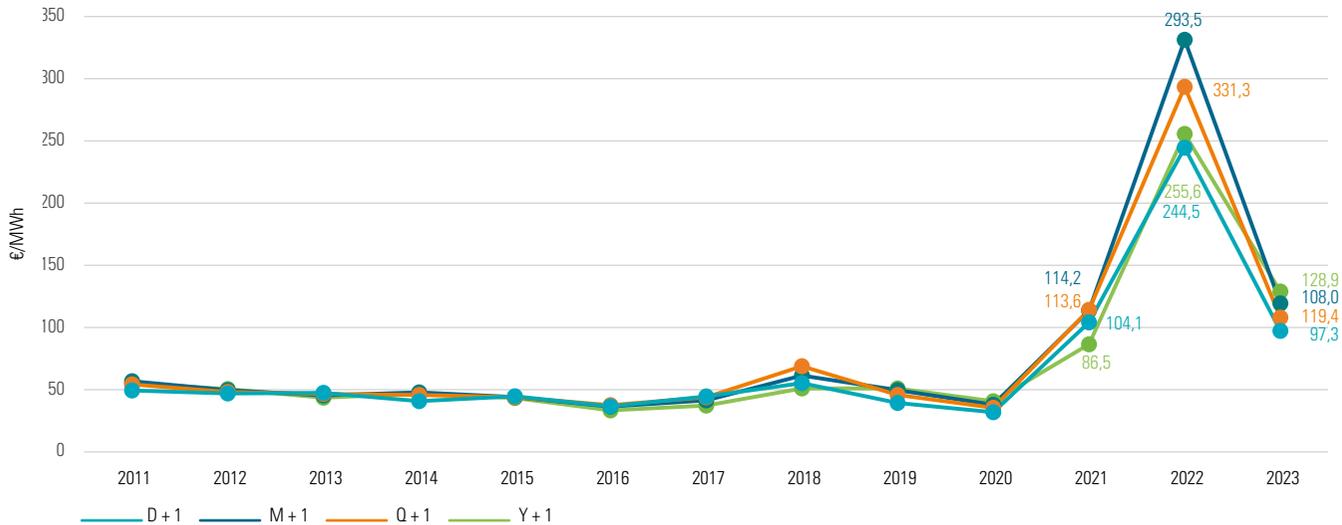


Figure 12 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (Sources : EPEX SPOT, ICE Endex, calculs CREG)



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.

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.

En 2023, la CREG a poursuivi les procédures d'investigations et de sanctions en cours et a échangé sur les cas transfrontaliers avec les régulateurs des pays voisins. Dans une affaire qui remonte à 2019, la CREG a constaté¹⁴⁹ qu'Elia avait manqué à certaines de ses obligations de publication d'informations privilégiées en n'informant pas à temps les acteurs du marché d'une panne informatique.

La CREG a par ailleurs participé aux nombreuses discussions sur les adaptations de la réglementation REMIT, REMIT II, au sein des groupes ACER et CEER, avec les autres régulateurs et avec la représentation permanente de la Belgique auprès de l'UE.

Enfin, la CREG a continué à assister 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.

Les comparateurs de prix en ligne qui avaient encore en 2023 le label de qualité CREG sont Comparateur-Energie.be (jusqu'en septembre 2023), Monenergie.be (jusqu'en avril 2023) et l'intermédiaire en achats groupés Wikipower (jusqu'en octobre 2023).

3.2.2.6. Les émissions de gaz à effet de serre

En avril 2023, la CREG a reçu une demande d'approbation de la part du ministre flamand de l'Économie, de l'Innovation, de l'Emploi, de l'Économie sociale concernant une étude de Compass Lexecon. Cette étude vise à établir un facteur d'émission de CO₂ pour la Belgique, dans le cadre des règles de compensation des fuites indirectes de carbone. Ces règles sont définies dans les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État dans le contexte du système européen d'échange de quotas d'émission.

La CREG a décidé¹⁵⁰ d'approuver l'étude jugeant que la méthodologie, les hypothèses et les données qui y sont utilisées permettent de calculer le facteur d'émission de CO₂ pour la Belgique de manière précise et fiable.

3.3. Protection des consommateurs

La CREG a continué en 2023 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 y est présentée.

Au total, le CREG Scan a comparé en 2023 4 973 produits pour les ménages et 4 270 produits pour les petits professionnels (produits actifs et dormants), là où les autres comparateurs de prix ne prennent en compte que les 459 produits actifs sur le marché.

• Information aux consommateurs

En 2023, la CREG a continué à informer le consommateur, en particulier des prix et de leur évolution, au travers notamment :

¹⁴⁹ Décision (B)2651 du 26 octobre 2023 établissant l'existence d'une infraction par Elia à l'article 4 de REMIT.

¹⁵⁰ Décision (B)2584 du 13 juillet 2023 d'approbation de l'étude relative à la détermination du facteur d'émission CO₂ pour la Belgique fondé sur le marché.

- du rapport de monitoring annuel sur le fonctionnement et l'évolution des prix des marchés de gros pour l'électricité en Belgique (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- du rapport des évolutions marquantes sur les marchés belges de gros (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- de l'étude de la comparaison européenne des prix pour les clients résidentiels, les petits professionnels et les grandes industries (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 recommandations pour la sauvegarde de la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- de l'étude sur les portefeuilles de produits des fournisseurs et le potentiel d'économies pour les particuliers (voir le point 3.2.1 du présent rapport) ;
- de l'étude des prix négatifs sur les marchés journaliers (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 mise à jour mensuelle du CREG Scan et de l'aperçu des produits d'énergie les moins chers ;
- de la publication mensuelle des cotations gaz TTF101, TTF103 et ZTP101, à savoir : le TTF101 est la moyenne arithmétique des cotations de clôture ICE Dutch TTF Gas Base Load Futures au cours du mois qui précède le mois de fourniture, le TTF103 est la moyenne arithmétique des cotations de clôture ICE Dutch TTF Gas Base Load Futures au cours du mois qui précède le trimestre de fourniture et le ZTP101 est la moyenne arithmétique des cotations de clôture EEX Gas Futures Month Base ZTP au cours du mois qui précède le mois de fourniture ;
- 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, les coûts de réseau, les redevances et la 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 ; et
- du traitement des questions qui lui sont adressées via son formulaire en ligne (voir le point 5.4 du présent rapport).

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

• Demande¹⁵¹

La charge du réseau d'Elia représentait 57,9 TWh en 2023 contre 64,0 TWh en 2022, ce qui correspond à une diminution de 9,6 %.

Tableau 7 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2014-2023
(Source : Elia, 2023 : données provisoires)

	Énergie (TWh)	Puissance de pointe (MW)
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
2023	57,9	11 160

• Capacité installée et énergie produite

La capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique en 2023 a diminué par rapport à 2022, passant de 16 304 MW à 14 663 MW. La cause se trouve dans la sortie des unités nucléaires Doel 3 et Tihange 2.

¹⁵¹ 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.

3. Le marché de l'électricité

Tableau 8 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2023
(Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	3 929	26,8
TGV et turbines à gaz	4 930	33,6
Cogénération	1 009	6,9
Incinérateurs	207	1,4
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	177	1,2
Hydro (sans centrales de pompage-turbinage)	85	0,6
Centrales de pompage-turbinage	1 308	8,9
Éoliennes onshore	479	3,3
Éoliennes offshore	2 089	14,2
Biomasse	270	1,8
Stockage	75	0,5
Solaire	99	0,7
Total	14 663	100

Tableau 9 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2023 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 (données en attente d'actualisation).

3.4.2. Le plan de développement du réseau de transport

Le plan de développement fédéral suit un cycle de quatre ans. L'actuel plan de développement fédéral pour la période 2024-2034 a été finalisé en 2023 et approuvé par la ministre de l'Énergie. La CREG avait rendu un avis dans ce cadre en 2022. Le lecteur est également invité à se référer au point 2.7 du présent rapport annuel.

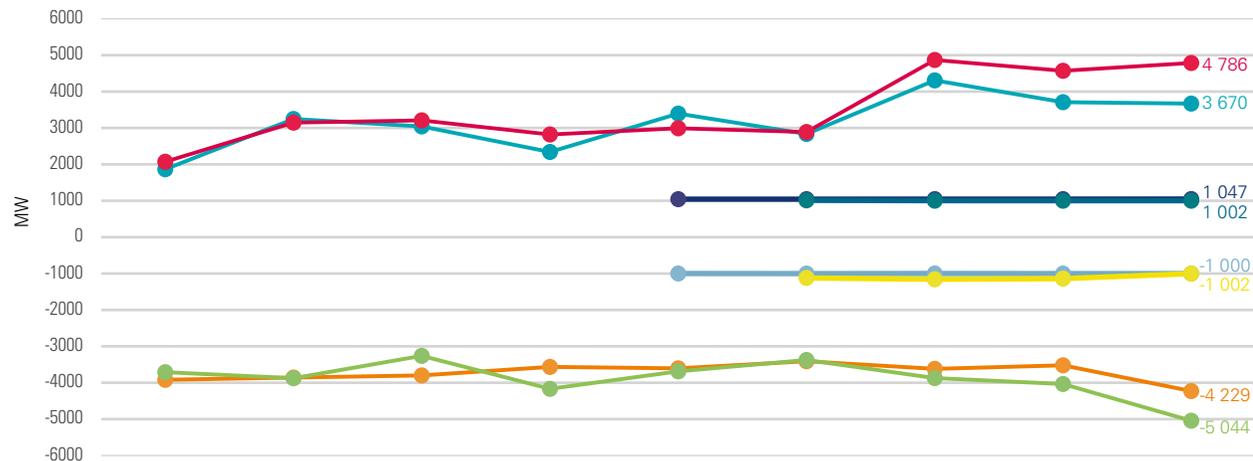
3.4.3. La sécurité opérationnelle du réseau

La figure 13 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-Uni. Cette charge physique est mesurée sur base horaire et représente 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 « AC », les flux physiques maximaux d'exportation ont augmenté de 4,7 % à la frontière sud avec la France (de 4 571 MW en 2022 à 4 786 MW en 2023), tandis qu'ils ont diminué à la frontière nord de 1,1 % (de 3 709 MW en 2022 à 3 670 MW en 2023). Dans le sens des importations, les flux maximaux ont fortement augmenté, aux deux frontières : de 4 035 MW en 2022 à 5 044 MW en 2023 à la frontière avec la France, et de 3 521 MW à 4 229 MW en 2023 à la frontière néerlandaise. L'augmentation des importations au cours des dernières années, tant en termes de valeurs maximales que de 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 et l'Allemagne, les maxima sont stables et correspondent aux capacités thermiques du câble à courant continu (« HVDC ») NEMO Link et ALEGrO.

Figure 13 : Évolution entre 2015 et 2023 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas (en MW)
(Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
charge max. BE → FR	2 072	3 147	3 209	2 821	2 992	2 889	4 869	4 571	4 786
charge max. BE → NL	1 866	3 247	3 043	2 341	3 395	2 836	4 308	3 709	3 670
charge max. FR → BE	-3 710	-3 876	-3 261	-4 167	-3 687	-3 375	-3 872	-4 035	-5 044
charge max. NL → BE	-3 919	-3 858	-3 799	-3 565	-3 605	-3 409	-3 619	-3 521	-4 229
charge max. BE → DE/LU					1 012	1 003	1 003	1 002	1 002
charge max. DE/LU → BE						-1 121	-1 158	-1 139	-1 002
charge max. BE → UK					1 044	1 044	1 045	1 045	1 047
charge max. UK → BE					-999	-1 001	-999	-1 001	-1 000

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 d'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 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 à 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.

■ Interconnexions « hybrides » prévues entre la Belgique et le Royaume-Uni et entre la Belgique et le Danemark

Deux autres projets, le projet Nautilus et le projet Triton, sont en phase de planification 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 retenue est une liaison sous-marine câblée de 1 400 à 2 000 MW en courant

continu (HVDC) qui sert aussi bien d'interconnecteur que de connecteur avec un parc éolien offshore (« interconnexion hybride »). Ainsi, Nautilus connectera une partie de la deuxième zone offshore Princesse Elisabeth. 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 2030 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 mise 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 l'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 et 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. Le mécanisme de rémunération de capacité

• 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 2.3 du présent rapport.

• Drogation au plafond de prix intermédiaire

La CREG a adapté¹⁵² les conditions de forme, pour l'enchère 2023, des demandes de drogation au prix maximum intermédiaire dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité. L'objectif principal des adaptations apportées est de tenir compte de l'évolution de l'indice des prix à la consommation attendue pour la période de fourniture novembre 2027-octobre 2028.

La CREG a par ailleurs exercé sa mission de vérification du bien-fondé des demandes de drogation au plafond de prix intermédiaire et a communiqué ses décisions aux acteurs du marché concernés¹⁵³.

• Contrat-type de capacité

La CREG a approuvé¹⁵⁴ la proposition révisée de contrat-type de capacité, introduite par Elia. La plupart des modifications apportées sont purement formelles et visent à rendre le contrat-type de capacité plus clair. Une modification substantielle consiste en l'alignement de la date limite pour l'émission du décompte mensuel et du rapport d'activité de fourniture. À la demande d'Elia, la CREG décide également qu'il est justifié de conférer une portée rétroactive aux modifications proposées.

• Validation des résultats de la mise aux enchères

La CREG a validé¹⁵⁵ le 26 octobre 2023 les résultats de la mise aux enchères Y4 pour la période de fourniture de capacité 2027-2028 organisée par Elia. Sur la base notamment du rapport d'analyse de l'auditeur du marché de capacité désigné par la CREG, celle-ci a constaté que la mise aux enchères a été menée en conformité avec les dispositions légales et réglementaires applicables.

• Conditions d'éligibilité des coûts d'investissement

La CREG a actualisé ses lignes directrices¹⁵⁶ précisant les conditions à remplir pour qu'un coût d'investissement soit pris en compte pour le classement d'une capacité dans une catégorie de capacité (donnant droit à un contrat pluriannuel de capacité). Elle a également traité les dossiers d'investissement qui lui ont été soumis par les détenteurs de capacités en vue de leur classement dans une catégorie de capacité donnant droit à un contrat de capacité couvrant plus d'une période de fourniture.

152 Décision (B)2526 du 30 mars 2023 relative aux conditions de forme d'une demande de drogation au prix maximum intermédiaire.

153 Décisions (B)2378/2, (B)2379/2, (B)2380/2, (B)2381/2, (B)2382/2 et (B)2383/2 du 10 août 2023 et (B)2453, (B)2454, (B)2455, (B)2456, (B)2457 du 18 octobre 2023 relatives à des demandes de drogation au prix maximum intermédiaire.

154 Décision (B)2610 du 31 août 2023 relative à la demande d'approbation de la proposition révisée de contrat type de capacité introduite par Elia Transmission Belgium.

155 Décision (B)2679 du 26 octobre 2023 relative à la validation des résultats de la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité 2027-2028, organisée par Elia Transmission Belgium.

156 Lignes directrices (R)2129/2 du 1^{er} juin 2023 précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement – version 2.

• Participation des capacités étrangères au CRM belge

La CREG a approuvé les accords visés à l'article 7*undecies*, § 8, alinéa 1^{er}, 3^o, de la loi électricité. Ces accords sont destinés à permettre la participation des capacités étrangères indirectes¹⁵⁷. Ils sont conclus entre Elia et les gestionnaires de réseau des pays limitrophes. Au total, trois accords ont été approuvés : un pour la participation de capacités situées en Allemagne, un autre pour celles situées aux Pays-Bas et un autre pour celles situées en France.

La CREG a également approuvé une proposition d'amendement pour les accords concernant l'Allemagne et les Pays-Bas à propos de l'adaptation de certaines échéances prévues initialement dans le projet d'accord¹⁵⁸. La CREG a approuvé ces accords (et les amendements) en l'absence de l'arrêté royal visé à l'article 7*undecies*, § 8, alinéa 1^{er}, 3^o, de la loi électricité. Un arrêté royal doit en effet déterminer les conditions et modalités auxquelles les détenteurs de capacité étrangère indirecte peuvent participer aux procédures de pré-enchère et de pré-qualification et devrait être adopté prochainement. La CREG a rendu deux avis à ce propos¹⁵⁹.

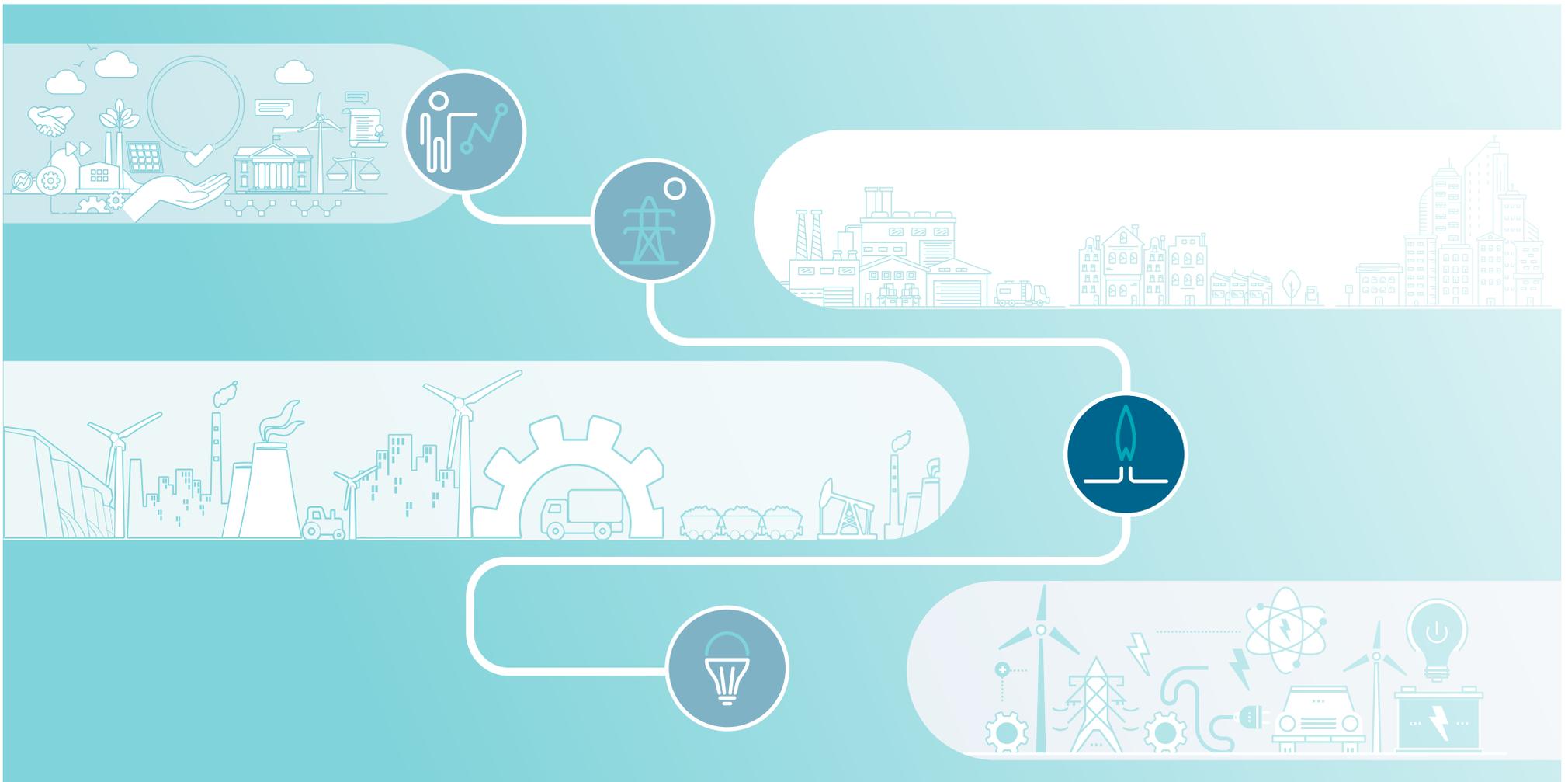
157 Décision (B)2627 du 12 octobre 2023 relative à la demande d'approbation de l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités allemandes au CRM belge, introduite par Elia Transmission Belgium ; Décision (B)2628 du 12 octobre 2023 relative à la demande d'approbation de l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités néerlandaises au CRM belge, introduite par Elia Transmission Belgium ; Décision (B)2629 du 18 octobre 2023 relative à la demande d'approbation de l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités françaises au CRM belge et pour la participation des capacités belges au CM français, introduite par Elia Transmission Belgium.

158 Décision (B)2704 du 23 novembre 2023 relative à la demande d'approbation d'un amendement à l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités allemandes au CRM belge, introduite par Elia, Amprion, TenneT, TransnetBW et 50Hertz ; Décision (B)2705 du 23 novembre 2023 relative à la demande d'approbation d'un amendement à l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités néerlandaises au CRM belge, introduite par Elia Transmission Belgium et TenneT.

159 Avis (A)2681 du 26 octobre 2023 relatif à un projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions et modalités de participation par les détenteurs de capacité étrangère indirecte à la procédure de pré-enchère et à la procédure de préqualification conformément à l'article 7*undecies*, § 8 alinéa 1^{er}, 3^o, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; Avis (A)2721 du 21 décembre 2023 relatif à un projet d'arrêté royal portant les conditions et modalités de participation par les détenteurs de capacité étrangère indirecte à la procédure de pré-enchère et à la procédure de préqualification organisées dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

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 2023, la CREG a rendu six avis¹⁶⁰ dans ce cadre qui ont tous été suivis d'un arrêté ministériel d'octroi ou de maintien de l'autorisation.

Tableau 10 : Entreprises actives en 2023 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Évolution par rapport à 2022
(Source : CREG)

PARTS DE MARCHÉ EN BELGIQUE (en %)	2022		2023		Δ2023/2022	
	TWh	%	TWh	%	(%)**	(%-point)***
Antargaz SAS	1,32	0,82	0,17	0,11	-87,0	-0,7
ArcelorMittal Energy S.C.A.	3,76	2,33	4,00	2,63	6,4	0,3
Axpo Solutions AG	0,58	0,36	0,46	0,30	-20,5	-0,1
BASF Antwerpen N.V.	0,81	0,50	5,82	3,83	619,5	3,3
Belgian Eco Energy (BEE) N.V.	0,09	0,06	0,08	0,05	-12,6	0,0
ENECO Energy Trade B.V.	7,72	4,79	7,47	4,91	-3,4	0,1
Energy Global Handel B.V.	0,88	0,55	0,90	0,59	1,9	0,0
ENGIE S.A.	66,50	41,23	63,35	41,66	-4,7	0,4
ENI S.p.A.	16,79	10,41	14,49	9,53	-13,7	-0,9
Equinor ASA	5,36	3,32	3,77	2,48	-29,6	-0,8
European Energy Pooling (EEP) BVBA	3,09	1,92	3,42	2,25	10,6	0,3
GETEC Energie GmbH	0,27	0,17	0,28	0,19	4,5	0,0
Luminus N.V./S.A.	20,60	12,77	18,19	11,96	-11,7	-0,8
OMV Gas Marketing & Trading GmbH	4,28	2,65	5,47	3,60	27,9	0,9
Power Online S.A.	2,21	1,37	1,67	1,10	-24,5	-0,3
RWE Supply & Trading GmbH - UK Desk			0,63	0,42		0,4
Scholt Energy Control N.V.	0,14	0,09	0,16	0,10	12,4	0,0
Société Européenne de Gestion de l'Énergie (SEGE) S.A.	2,38	1,48	3,64	2,40	53,0	0,9
TotalEnergies Electricité et Gaz France SA	1,10	0,68				-0,7
TotalEnergies Gas & Power Limited, London, Meyrin-Geneva Branch	13,08	8,11	13,74	9,03	5,0	0,9
TotalEnergies Power & Gas Belgium S.A.	0,03	0,02	0,03	0,02	-8,9	0,0
Uniper Global Commodities SE	0,46	0,28	0,46	0,30	0,5	0,0
Wingas GmbH	9,83	6,10	3,86	2,54	-60,7	-3,6
TOTAL FINAL	161,3	100	152,1	100	-5,7	

* Ces chiffres ne concernent que 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 2023 par rapport à 2022 (la base est 2022).

*** Évolution absolue de la part de marché.

160 Avis (A)2506 du 18 janvier 2023 relatif au maintien d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel par Uniper Global Commodities SE ; Avis (A)2539 du 20 avril 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Eneco Belgium NV ; Avis (A)2572 du 15 juin 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Edison S.p.A. ; Avis (A)2616 du 13 juillet 2023 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Luminus NV ; Avis (A)2646 du 14 septembre 2023 relatif au maintien d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel par Uniper Global Commodities SE ; Avis (A)2648 du 21 septembre 2023 relatif au maintien d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel par OMV Gas Marketing & Trading Belgium BV. Suite à un avis de la CREG rendu le 31 août 2022 (voir rapport annuel 2022), la ministre a également accordé une autorisation de fourniture de gaz naturel pour une durée de cinq ans à Wingas GmbH le 25 janvier 2023.

4. Le marché du gaz naturel

• Volume acheminé pour la consommation finale belge

La consommation belge de gaz naturel a continué à diminuer en 2023, passant de 161,3 TWh en 2022 à 152,1 TWh (-5,7 %). Cette baisse est principalement due aux centrales électriques (-20,2 %) alors que l'industrie connaît une légère croissance de la consommation de gaz naturel de 2,1 %. La consommation de gaz (utilisé essentiellement pour le chauffage) sur les réseaux de distribution a baissé de 2,2 %, malgré des conditions météorologiques similaires en 2023 par rapport à 2022. Même si les prix du gaz naturel sont plus modérés en 2023 après les prix extrêmes de 2022, il faut continuer à lire ces chiffres dans un contexte de politique générale de gestion de la demande, d'incertitudes et de volatilité des prix compte tenu du contexte géopolitique dans lequel se trouve actuellement l'approvisionnement en gaz naturel.

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 chaque trimestre les prix sociaux maximaux (ou « tarifs sociaux ») applicables aux clients protégés résidentiels pour la fourniture de gaz naturel et de chaleur.

Les tarifs sociaux pour la fourniture de gaz naturel et de chaleur s'élevaient, hors TVA, à :

- 3,518 €cent/kWh pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 31 mars 2023

- 3,853 €cent/kWh pour la période du 1^{er} avril 2023 au 30 juin 2023
- 4,218 €cent/kWh pour la période du 1^{er} juillet 2023 au 30 septembre 2023 et
- 4,624 €cent/kWh pour la période du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2023.

Les tarifs de réseaux de transport et de distribution sont inclus dans ces tarifs sociaux et les clients protégés sont exonérés de la cotisation énergie.

Ces tarifs sociaux ne comprennent par contre ni l'accise spéciale dont les clients protégés sont redevables (à un taux réduit par rapport aux clients non protégés) depuis le 1^{er} juillet 2023 ni la redevance de raccordement en Wallonie.

Les services qui ne sont pas liés à la composante énergie et à la composante réseau, notamment le raccordement, l'entretien et la pose d'installations, ne sont pas inclus dans le tarif social chaleur. Ils peuvent être facturés de manière additionnelle par l'opérateur de chaleur.

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.

4.1.2. Le transport

4.1.2.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport

Comme indiqué dans notre rapport annuel 2022, le 15 décembre 2022, 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 3*bis* 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° 1775/2005.

L'addendum du 16 mars 2023 à cette décision de certification indique que l'avis émis par la Commission européenne le 15 février 2023 ne contient pas d'observations nécessitant une modification de la décision.

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 Roberte Kesteman pour le mandat d'administrateur indépendant auprès de Fluxys Belgium¹⁶¹.

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités 2022 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 2022. Ce programme d'engagements sert à prévenir toute discrimination entre utilisateurs de réseau et/ou catégories d'utilisateurs de réseau.

161 Avis (A)2570 du 8 juin 2023 relatif à l'indépendance de madame Roberte Kesteman en tant qu'administrateur indépendant au sein du conseil d'administration de Fluxys Belgium SA.

B. Balansys

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 2022.

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 2023. 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 la ministre fédérale de l'Énergie après avis de plusieurs instances, dont la CREG.

La CREG a rendu quatre avis favorables dans ce cadre en 2023¹⁶², dont les trois premiers ont été suivis d'un arrêté ministériel d'octroi la même année.

B. Le modèle d'équilibrage

Fluxys Belgium et Creos, tous deux gestionnaires de réseau de transport, ont délégué la gestion de l'équilibrage du réseau

à une société commune dénommée Balansys, dont ils sont tous deux actionnaires à concurrence de 50 %. Balansys a été constituée par acte notarié le 7 mai 2015.

Le transfert de la gestion commerciale de l'équilibre du réseau de la zone Belux intégrée a débuté le 1^{er} juin 2020. Depuis ce jour, Balansys gère l'équilibre du réseau et les acteurs du marché doivent conclure un contrat d'équilibrage avec Balansys.

Depuis lors, ce contrat d'équilibrage a déjà été modifié à plusieurs reprises après consultation des acteurs du marché. Voir à cet égard le point 2.2 de la décision 2642 de la CREG¹⁶³.

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 2023, 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 2023, un nouveau raccordement a été réalisé pour un client industriel. Ce raccordement a été réalisé en 25 mois.

Il y a eu, en 2023, trois réparations suite à des accidents ou des incidents et dix-neuf réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Une des trois réparations non planifiées a été réalisée en cinq jours. Toutes l'ont été après concertation avec - et sans impact sur - les shippers ou les clients finals. Les dix-neuf 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.

E. Le code de bonne conduite

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

Ce code concerne :

- les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport, ainsi que d'accès à l'installation de stockage de gaz naturel et à l'installation de GNL ;
- les conditions de prestation de services d'équilibrage ; et

162 Avis (A)2510 du 26 janvier 2023 relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'un avenant à l'autorisation de transport A323-548 du 29/03/1972 pour la pose d'une nouvelle partie de conduite de transport de gaz en détournement de la canalisation existante DN110 BP (Marbehan – Lambiotte) ; Avis (A)2519 du 2 mars 2023 relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'une autorisation de transport A323-4102 pour la régularisation d'une conduite de transport de gaz naturel à Anvers, Scheldelaan ; Avis (A)2645 du 14 septembre 2023 relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'un avenant à l'autorisation de transport en vigueur A322-297 du 18 avril 1969 ; Avis (A)2707 du 30 novembre 2023 relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'une autorisation de transport A323-4546 pour le raccordement au réseau de l'installation de biométhane de Green Logix.

163 <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2642>

- 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 2022¹⁶⁴. Il est entré en vigueur le 20 septembre 2022.

• Fluxys Belgium

En 2023, la CREG a approuvé plusieurs modifications, à la demande de Fluxys Belgium, aux documents réglementaires pour le transport et le stockage de gaz naturel.

Transport

Le 30 mars 2023, la CREG a approuvé¹⁶⁵ la demande de Fluxys Belgium de pouvoir déroger aux articles 14.1 à 14.6 du règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz naturel, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontaliers de gaz naturel.

Le 26 mai 2023, la CREG a approuvé¹⁶⁶ la proposition de Fluxys Belgium de modification du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de services du réseau de transport de gaz naturel. Les adaptations portaient sur l'augmentation du niveau O2 maximal pour les points d'injection nationaux, l'arrêt de l'offre de services OCUC, l'extension des critères d'offre

de capacité interruptible, la fusion des services de trading ZTP Physical et ZTP Notional existants en un seul service de trading ZTP, l'arrêt du service de transfert des déséquilibres et du service d'Imbalance Pooling et l'adaptation des références au code de bonne conduite gaz naturel suite à la décision (B)2411 de la CREG du 31 août 2022 relative au code de bonne conduite gaz naturel.

À ce propos, pour tenir compte de la nouvelle dynamique sur le marché de gros, et afin de simplifier et augmenter la liquidité, Fluxys Belgium a proposé début 2023, conformément à une volonté affirmée de la CREG, de passer à un système plus simple où tous les volumes de négoce de la zone de marché Belux sont regroupés en un seul point : le ZTP. Le marché a accueilli favorablement cette proposition. La CREG se réjouit de l'augmentation de transparence pour le consommateur final dans son choix d'un produit de gaz naturel. L'agence d'information sur les prix ICIS oriente le marché de la même manière que pour la fusion des zones de négoce de gaz en France et en Allemagne.

Le 18 juillet 2023, Fluxys Belgium a soumis à la CREG une proposition de modification de la demande d'approbation de la proposition de modification de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel. La modification proposée concernait l'attribution implicite de services de sortie aux points de raccordement de la distribution intérieure. La CREG a approuvé cette proposition dans sa décision (B)2636 du 7 septembre 2023¹⁶⁷.

Contrat de raccordement

Le 13 juillet 2023, la CREG a approuvé les ajustements nécessaires au contrat standard de raccordement - client final en réponse au code de bonne conduite sur le gaz naturel¹⁶⁸.

Le 7 septembre 2023, la CREG a approuvé l'adaptation de l'annexe 1 - Procédures opérationnelles du contrat standard de raccordement Producteur local. La composition et les propriétés du biométhane ou du gaz compatible injecté dans le réseau de transport de gaz naturel par le producteur local doivent répondre aux spécifications de la prescription G8/01 de Synergrid¹⁶⁹.

Stockage

Le 7 décembre 2023, la CREG a approuvé la modification du règlement d'accès pour le stockage et le programme de services de Fluxys Belgium, en particulier l'introduction d'un dépôt en espèces comme option de garantie, l'adaptation de la communication des dépassements GIS et le passage du Gas in Kind à l'Energy in Cash¹⁷⁰.

• Fluxys LNG

La CREG a approuvé¹⁷¹ les modifications apportées par Fluxys LNG au programme de terminalling GNL, au règlement d'accès GNL, au contrat GNL pour le chargement de camions GNL et au règlement d'accès GNL pour le chargement de camions.

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

165 Décision (B)2534 du 30 mars 2023 relative à la dérogation accordée à la SA Fluxys Belgium en application de l'article 14.7 du règlement 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz naturel, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontaliers de gaz naturel.

166 Décision (B)2551 du 26 mai 2023 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approuver 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 services du réseau de transport de gaz naturel.

167 Décision (B)2636 du 7 septembre 2023 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approuver la proposition de modification de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

168 Décision (B)2607 du 13 juillet 2023 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du contrat standard de raccordement - client final.

169 Décision (B)2608 du 7 septembre 2023 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Fluxys Belgium, de la proposition de modification du contrat standard de raccordement Producteur local.

170 Décision (B)2682 du 7 décembre 2023 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, D1 et H1 du Règlement d'accès au stockage et du Programme de services pour le stockage.

171 Décision (B)2571 du 22 juin 2023 relative à la demande d'approbation du programme de terminalling GNL modifié, du règlement d'accès GNL modifié, du règlement d'accès GNL modifié, du contrat GNL modifié pour le chargement de camions GNL et du règlement d'accès GNL modifié pour le chargement de camions.

Des modifications sont notamment apportées aux services de chargement des camions suite à la construction de nouveaux quais de chargement de camions et aux tarifs des services pour les camions de GNL.

• Interconnector Limited

La CREG a approuvé¹⁷² les modifications proposées par Interconnector Ltd 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.

Les principales modifications concernent :

- le fait de permettre à un agent d'agir au nom d'un affréteur dans le processus d'allocation implicite (IAM) ;
- l'introduction d'un produit de capacité horaire qui permet d'offrir une capacité à court terme pour des heures individuelles d'une journée gazière ;
- le fait de permettre de publier et de facturer ses redevances de capacité et de marchandises en livres sterling ou en euros.

• Balansys

La CREG a approuvé¹⁷³ les demandes de Balansys de modifier le contrat d'équilibrage, le programme d'équilibrage et le code d'équilibrage pour la gestion de l'équilibrage de réseau commercial dans la zone Belux.

Les dispositions modifiées permettent à Balansys de travailler avec des factures anticipatives pour les utilisateurs d'équilibrage qui ne disposent pas d'une garantie bancaire ou dont l'exposition dépasse 80 % de leur garantie bancaire. En outre, le code d'équilibrage clarifie la résiliation unilatérale de l'Imbalance Pooling Service.

Balansys modifie par ailleurs la méthode de calcul de la redevance de déséquilibre par l'introduction d'un facteur d'incitation pour la redevance infrajournalière et les adaptations mineures pour le responsable principal et le responsable secondaire. L'objectif est d'encourager les utilisateurs du réseau dont la part dans le déséquilibre est trop élevée (plus de 20 % de la flexibilité disponible) à assurer un meilleur suivi de leur position de déséquilibre en introduisant un facteur d'incitation.

Les concepts de responsable principal et de responsable secondaire sont également introduits.

Les modifications approuvées entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2024.

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) no 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 groupe ont connu une intensité accrue depuis lors. 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 de l'approvisionnement. À cette fin, plusieurs « règlements d'urgence » ont été élaborés, notamment le « règlement sur le stockage du gaz » du 29 juin 2022 et le « règlement sur la réduction de la demande » du 5 août 2022. Ces deux règlements, temporaires au départ, sont restés en vigueur en 2023. Leur application a été suivie 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 2023-2024, mais aussi de réduire la demande de gaz naturel à la consommation essentielle.

Un autre règlement d'urgence mérite l'attention : celui renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz naturel, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz naturel, du 19 décembre 2022. 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 est 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.

L'accent mis sur la sécurité d'approvisionnement a été élargi au sein du groupe 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 2022, qui concerne un mécanisme de correction du marché pour les prix excessifs du gaz naturel.

¹⁷² Décision (B)2490/1 du 26 janvier 2023 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).

¹⁷³ Décision (B)2528 du 23 mars 2023 relative à la demande d'approbation de la proposition introduite par la SA Balansys de modification du contrat d'équilibrage, du code d'équilibrage et du programme d'équilibrage ; Décision (B)2642 du 14 septembre 2023 relative à la demande d'approbation de la proposition introduite par la SA Balansys de modification du code d'équilibrage et du programme d'équilibrage.

Les travaux du *Gas Coordination Group* ont contribué de manière significative à l'élaboration des mesures d'urgence et au contrôle de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe.

En 2023, la CREG a également collaboré avec la Direction générale Énergie 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 retournements soudains de la situation du marché l'exigeaient afin de garantir l'approvisionnement en gaz naturel.

4.1.2.4. Les tarifs de transport, de stockage et de 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

Comme évoqué dans son précédent rapport annuel, 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 régulatoire 2024-2027.

B) Tarifs

■ Tarifs de transport

Période régulatoire 2020-2023

Comme détaillé dans son rapport annuel 2019, le 7 mai 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire adaptée de Fluxys Belgium pour les tarifs de transport de gaz naturel portant sur la période régulatoire 2020-2023. Pour un client belge moyen, la baisse tarifaire sur la période 2020-2023 fut d'environ 5 % par rapport aux tarifs 2019 indexés.

Afin de soutenir les consommateurs dans un contexte de prix élevé du gaz naturel, la CREG a décidé d'encore diminuer de 10 %, à partir du 1^{er} juillet 2022, les tarifs de transport de gaz naturel de cette période régulatoire.

Période régulatoire 2024-2027

Le 6 avril 2023, la CREG a approuvé¹⁷⁴ la proposition adaptée de Fluxys Belgium pour les tarifs de transport de gaz naturel portant sur la période régulatoire 2024-2027.

Durant cette période, plus de 550 millions d'euros seront restitués aux utilisateurs du réseau et aux clients finals, au-delà des 250 millions d'euros restitués durant la période précédente 2020-2023.

Cette approbation clôture un processus qui a commencé fin décembre 2021 avec un accord sur la procédure établissant d'abord la méthodologie tarifaire. Ce processus comprenait également plusieurs consultations publiques qui ont permis de récolter les réactions du marché.

Les tarifs ont donc été établis sur la base d'une nouvelle méthodologie tarifaire qui vise à améliorer les prestations des gestionnaires de réseaux, contribuer à améliorer la sécurité d'approvisionnement et réduire l'emprunte carbone des activités. La régulation entend ainsi offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les tarifs payés par les utilisateurs du réseau et les clients finals.

Tout comme pour la période tarifaire 2020-2023, les tarifs ont été calculés suivant la méthode utilisant la capacité et la distance comme facteurs de coût.

■ Tarifs de stockage

Comme détaillé dans son rapport annuel 2019, la CREG a approuvé, le 20 décembre 2019, les tarifs pour les services de stockage de gaz naturel à Loenhout pour la période 2020-2023. Ces tarifs affichent une baisse de 17,9 % par rapport à ceux de 2019 indexés.

La CREG a approuvé¹⁷⁵ la proposition de Fluxys Belgium relative aux tarifs des services de stockage pour les années 2024-2027, lesquels affichent une diminution de 20 % par rapport à ceux de 2023.

■ Tarifs d'équilibrage

La CREG a approuvé¹⁷⁶ la proposition des tarifs d'équilibrage 2024 de Balansys.

Les redevances de déséquilibre pour les petits responsables sont réduites et un facteur incitatif est introduit. La charge de neutralité est ramenée à -0,05 €/MWh.

174 Décision (B)656G/50 du 6 avril 2023 sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de transport pour les années 2024-2027, ainsi que sur les rabais, multiplicateurs et facteurs saisonniers applicables aux tarifs de réseau de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium SA pour la période 2024-2027.

175 Décision (B)656G/52 du 21 décembre 2023 sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs des services de stockage pour les années 2024-2027. Il est à noter que le 13 octobre 2023, la CREG et Fluxys Belgium et Fluxys LNG avaient conclu un quatrième avenant à l'accord relatif aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire, reportant du 15 octobre 2023 au 27 octobre 2023 la date d'introduction des tarifs pour le stockage auprès de la CREG.

176 Décision (B)2121/5 du 16 novembre 2023 sur les tarifs d'équilibrage dans la zone de marché intégré BELUX pour la période du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024.

Les affréteurs sont ainsi encouragés à mieux respecter les règles d'équilibrage dans la zone Belux.

■ Tarifs du terminal GNL

Comme indiqué dans son rapport annuel 2019, le 27 juin 2019, la CREG a approuvé les tarifs pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge pour la période 2020-2044. Ces tarifs affichent une baisse d'environ 30 % par rapport aux tarifs précédents.

Le 22 juin 2023, la CREG a également approuvé¹⁷⁷ les tarifs des services de chargement de camions GNL proposés par Fluxys LNG suite à la future mise en service de quatre nouvelles stations de chargement de camions GNL. La réduction de 10 % appliquée aux services réservés pendant une fenêtre de souscription a été supprimée.

C) Soldes

• Fluxys Belgium

La CREG a décidé¹⁷⁸ que l'application des tarifs par Fluxys Belgium en 2022 résultait en une diminution nette du compte de régularisation « standard » de l'activité de transport de 222 635 807 €, portant son solde à 25 323 437 € au 31 décembre 2022, et en une augmentation du compte de régularisation « primes d'enchères » de l'activité de transport de 518 835 676 €, portant son solde à 520 916 348 € au 31 décembre 2022. En outre, le compte de régularisation de l'activité de stockage montre une diminution de 11 375 045 €, portant son solde à 41 590 553 € au 31 décembre 2022.

• Fluxys LNG

La CREG a décidé¹⁷⁹ que l'application en 2022 des tarifs de Fluxys LNG entraînait une augmentation de 40 074 999 € du compte d'attente IRR et une augmentation de 142 252 403 € du compte de régularisation des primes d'enchères, portant le solde cumulé global des comptes de régularisation à 253 602 607 € au 31 décembre 2022.

• Interconnector

Dans le cadre de ses missions de contrôle, la CREG a décidé¹⁸⁰ que l'application des tarifs par Interconnector à la fin de la première période régulatoire, soit au 31 décembre 2022, a donné lieu à un solde positif accumulé sur le compte de régularisation de 47,3 millions £, ainsi qu'un solde positif cumulé de 53,8 millions £ sur le compte spécifique des primes d'enchères.

En application de sa méthodologie tarifaire, la CREG a également décidé que le solde de départ de la prochaine période régulatoire était égal à 1/3 du solde du compte de régularisation, et que le solde restant est affecté au financement des investissements futurs, à condition qu'un financement propre soit prévu pour une même partie par Interconnector.

Enfin, la CREG a décidé qu'Interconnector devait comptabiliser les primes d'enchères acquises sur un compte spécifique qui ne peut pas être utilisé pour égaliser ou compléter les bénéfices, mais bien pour financer des investissements futurs.

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 2022 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*)¹⁸¹. Seuls les projets qui dépassent au moins une frontière territoriale peuvent entrer en ligne de compte. Le statut PCI/PMI 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 règlement 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. Et ce en vue 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

177 Décision (B)657G/26 du 22 juin 2023 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge.

178 Décision (B)656G/51 du 29 juin 2023 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2022.

179 Décision (B)657G/25 du 15 mai 2023 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2022.

180 Décision (B)1442/12 du 10 août 2023 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector Ltd pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022.

181 Le statut de PCI/PMI est équivalent, à la différence qu'un projet PCI est transfrontalier au sein de l'UE-27, tandis qu'un projet PMI est (également) transfrontalier avec au moins un pays en dehors de l'UE-27 (par exemple, la Grande-Bretagne).

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.

En 2023, la CREG a participé à la procédure de sélection des projets d'hydrogène candidats au sein du groupe de travail régional « *Hydrogen interconnections in Western Europe (HI West)* » piloté par la Commission européenne et dans lequel les régulateurs de l'énergie sont co-représentés. La CREG a participé à ces activités dans les limites alors applicables de ses compétences en matière de développement d'une infrastructure d'hydrogène. En effet, la loi hydrogène belge du 11 juillet 2023 a été publiée après les réunions de sélection régionales. Pour la CREG, l'accent était mis en premier lieu sur 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 des coûts et bénéfices finale.

Le 28 novembre 2023, la Commission européenne a ensuite approuvé la première liste de projets PCI/PMI¹⁸² conformément au règlement RTE-E révisé¹⁸³. L'importance de ces projets d'infrastructures transfrontalières est soulignée pour aider l'UE à atteindre ses objectifs ambitieux en matière d'énergie et de climat. Ces projets peuvent s'appuyer sur des procédures d'autorisation et de réglementation rationalisées et sont éligibles au soutien financier de l'UE au titre du *Connecting Europe Facility* (CEF)¹⁸⁴.

Ainsi, pour la première fois, des projets relatifs à l'hydrogène et à l'électrolyse (65) y sont repris. Dans cette liste, quatre projets belges d'hydrogène PCI ont été retenus : le « *Belgian Hydrogen Backbone* » avec des ramifications transfrontalières vers les Pays-Bas, l'Allemagne et la France, deux terminaux d'ammoniac à Anvers et un terminal d'ammoniac à Zeebrugge. Ces terminaux d'ammoniac offrent la possibilité d'importer des cargaisons d'ammoniac par bateau et de les convertir en hydrogène pour les injecter dans le réseau d'hydrogène à construire.

La CREG participe tant à la procédure de sélection des PCI/PMI qu'au suivi de la réalisation de ceux-ci et contribue, en étroite concertation avec les autres régulateurs de l'énergie et l'ACER, à la mise en œuvre du règlement RTE-E révisé. La réalisation de projets liés à l'hydrogène est un défi majeur dans un marché qui doit encore évoluer vers un approvisionnement énergétique durable. Vu que les PCI/PMI sont transfrontaliers, la CREG suit de près 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.

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 plus de la moitié 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 situation géopolitique actuelle entraîne 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 (principalement des cargaisons de GNL par méthanier).

En 2023, les transactions nettes de gaz naturel en provenance du Royaume-Uni vers Zeebrugge, via la canalisation sous-marine « Interconnector », se sont élevées à 107,8 TWh.

Alors que les Pays-Bas sont normalement exportateurs nets de gaz naturel vers la Belgique, en partie en raison du gaz Néerlandais destiné à la Belgique (et par la suite également à la France), on constate que le solde des échanges présente un total de 45,2 TWh de la Belgique vers les Pays-Bas pour l'année 2023.

Les transactions de gaz via la Belgique 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 212,1 TWh, ce qui correspond à 1,4 fois la consommation totale de gaz naturel de la Belgique.

Cet important flux de gaz naturel Ouest-Est a été en partie possible parce que la France a également exporté du gaz naturel vers la Belgique (23,4 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 depuis la guerre en Ukraine. 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

182 https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-first-union-list-projects-common-and-mutual-interest_en

183 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/IP_23_6047

184 https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/funding-for-PCIs_en

nouvelles qui donnent lieu à des renforcements sur le réseau, tels que le renforcement de l'axe Ouest-Est entre Desteldonk et Opwijk.

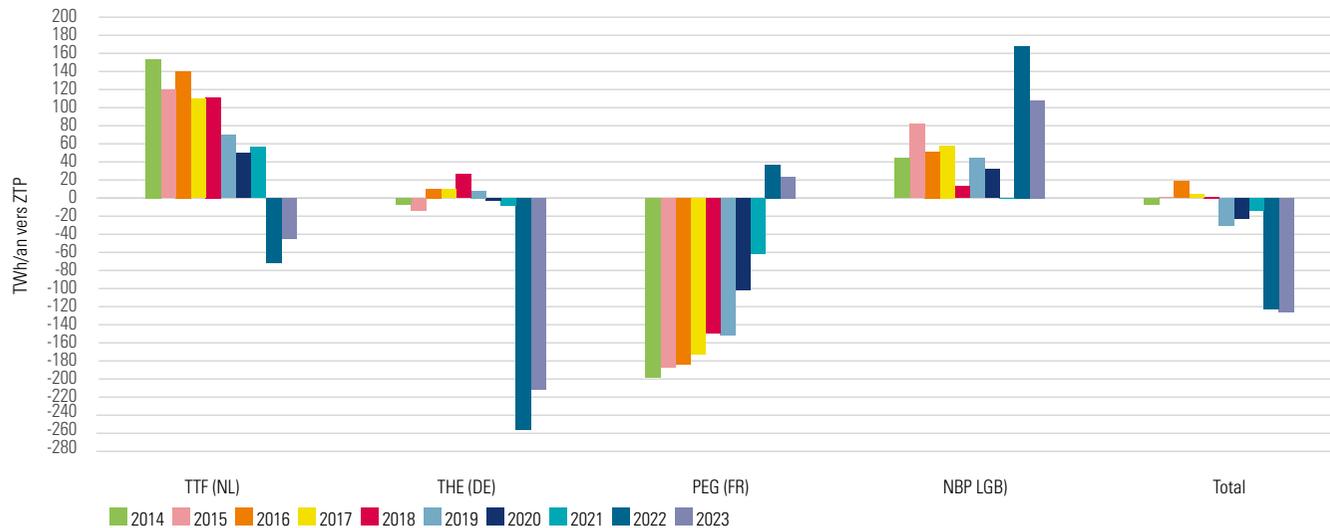
Il était déjà connu que le marché belge présente un schéma d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû aux échanges de gaz naturel transfrontaliers intenses en Belgique et aux choix de différentes sources selon les conditions de marché.

2023 a également montré que les possibilités d'importation de Zeebruges jouent un rôle de premier plan dans l'assurance de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe du Nord-Ouest et dans la recherche d'alternatives au gaz naturel russe à court terme.

Les courbes de prix de la figure 15 reprise sur la page suivante 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 et Gaspool ont été unifiées en THE depuis le 1/10/2021¹⁸⁵ (en €/MWh). Ces lignes coïncident presque. Cela reflète un échange de gaz naturel transfrontalier fluide 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 fortement chuté en 2023. Sur ZTP, le prix moyen du gaz naturel D+1 est passé de 101,9 €/MWh en 2022 à 40,4 €/MWh en

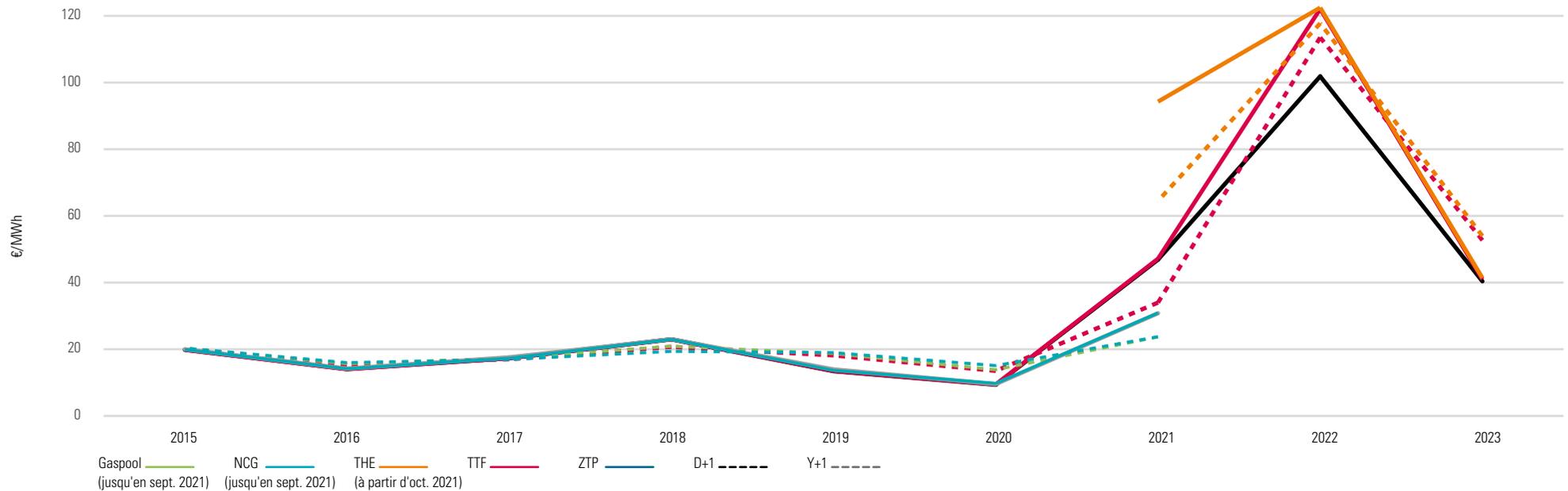
2023. Le prix moyen du gaz sur le marché à long terme a également drastiquement baissé en 2023. Sur TTF, le prix moyen du gaz naturel Y+1 est passé de 113,5 €/MWh en 2022 à 52,7 €/MWh en 2023. Cette tendance à la convergence des prix, induite par le mécanisme du marché guidé par le signal de prix, ramène les prix à des niveaux proches de ceux avant la guerre en Ukraine pour ce qui concerne les marchés spots. 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 pour à la fois 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.

Figure 14 : Transactions nettes de gaz naturel entre le marché belge (Belux) de gaz naturel ZTP et les marchés frontaliers de 2014 à 2023 (gaz H et gaz L) (Sources : CREG, données gasdata.fluxys.com)



185 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 neuf mois (janvier à septembre) tandis que les chiffres pour THE ont été calculés sur une base de trois mois (octobre à décembre).

Figure 15 : Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés day-ahead et year-ahead (Sources : calculs CREG sur base de Gaspool, NCG, TTF, ZTP et TTF)



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 mise à jour de son étude relative à la fourniture de gaz naturel aux grands clients industriels en Belgique en 2022¹⁸⁶. Ces clients, raccordés directement au réseau de Fluxys Belgium, représentent 24,2 % de la consommation des clients finals belges en 2022.

L'analyse des contrats de fourniture démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1, 2 ou 3 ans).

Les contrats à prix variables sur base de cotations gazières représentent 86,8 % des clients. 13,2 % des clients disposent d'un contrat à prix fixe.

Le marché des clients industriels directement raccordés au réseau de Fluxys Belgium reste un marché dynamique. Toutefois, suite à la hausse de l'indice HHI et la baisse des taux de switch en nombre (malgré la hausse de celui-ci en volume), il convient de continuer à assurer le suivi de ce segment de marché.

• Prix du gaz pratiqués sur le marché belge en 2022

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 centrales électriques) du marché belge du gaz naturel en 2022¹⁸⁷.

Le marché belge du gaz naturel est très ouvert à la concurrence et comptait 32 fournisseurs actifs en 2022. Les parts de marché des principaux fournisseurs (Engie Electrabel, Luminus, TotalEnergies, ENI, Wingas) affichent une stabilisation ou une légère hausse suivant le segment analysé.

¹⁸⁶ Étude (F)2659 du 5 octobre 2023 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2022.

¹⁸⁷ Étude (F)2716 du 21 décembre 2023 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2022.

L'étude analyse les prix et les marges brutes de vente sur les différents segments de marché. En 2022, les prix moyens sur le marché de la distribution étaient inférieurs aux prix moyens de la clientèle industrielle raccordée au réseau de transport. Ceci s'explique par le fait que la moitié de la clientèle distribution avait un contrat à prix fixe, contre seulement 10 % pour la clientèle industrielle transport, alors que les cotations gazières avaient atteint leur plafond lors de cette année.

- **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

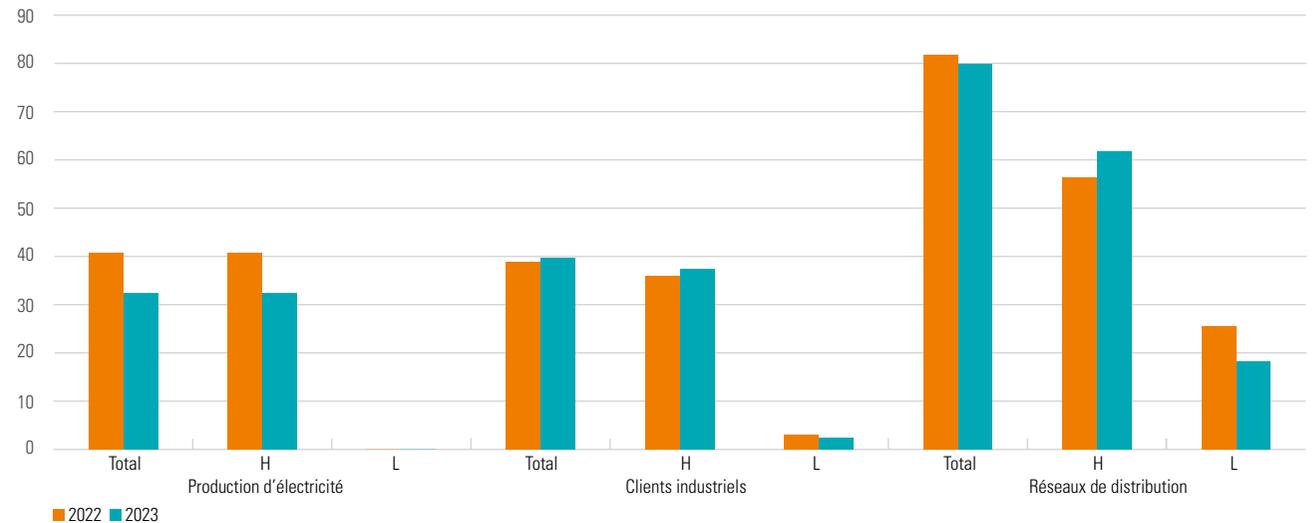
A. La demande de gaz naturel

La guerre en Ukraine a un fort impact sur le marché du gaz naturel et plus généralement sur le marché de l'énergie en Europe. La consommation de gaz naturel a continué à diminuer en 2023, passant de 161,3 TWh à 152,1 TWh (-5,7 %). Cette baisse est principalement due aux centrales électriques (-20,2 %) alors que l'industrie connaît une légère croissance de

la consommation de gaz naturel de 2,1 %. La consommation de gaz (utilisé essentiellement pour le chauffage) sur les réseaux de distribution a baissé de 2,2 %, malgré des conditions météorologiques similaires en 2023 par rapport à 2022.

En 2023, le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a fortement chuté. Sur ZTP, le prix moyen du gaz naturel D+1 est passé de 101,9 €/MWh en 2022 à 40,4 €/MWh en 2023. Le prix moyen du gaz sur le marché à long terme a également drastiquement baissé en 2023. Sur TTF, le prix moyen du gaz naturel Y+1 est passé de 113,5 €/MWh en 2022 à 52,7 €/MWh en 2023.

Figure 16 : Répartition par segment d'utilisateurs de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2022 et 2023 (en TWh) (Source : CREG)

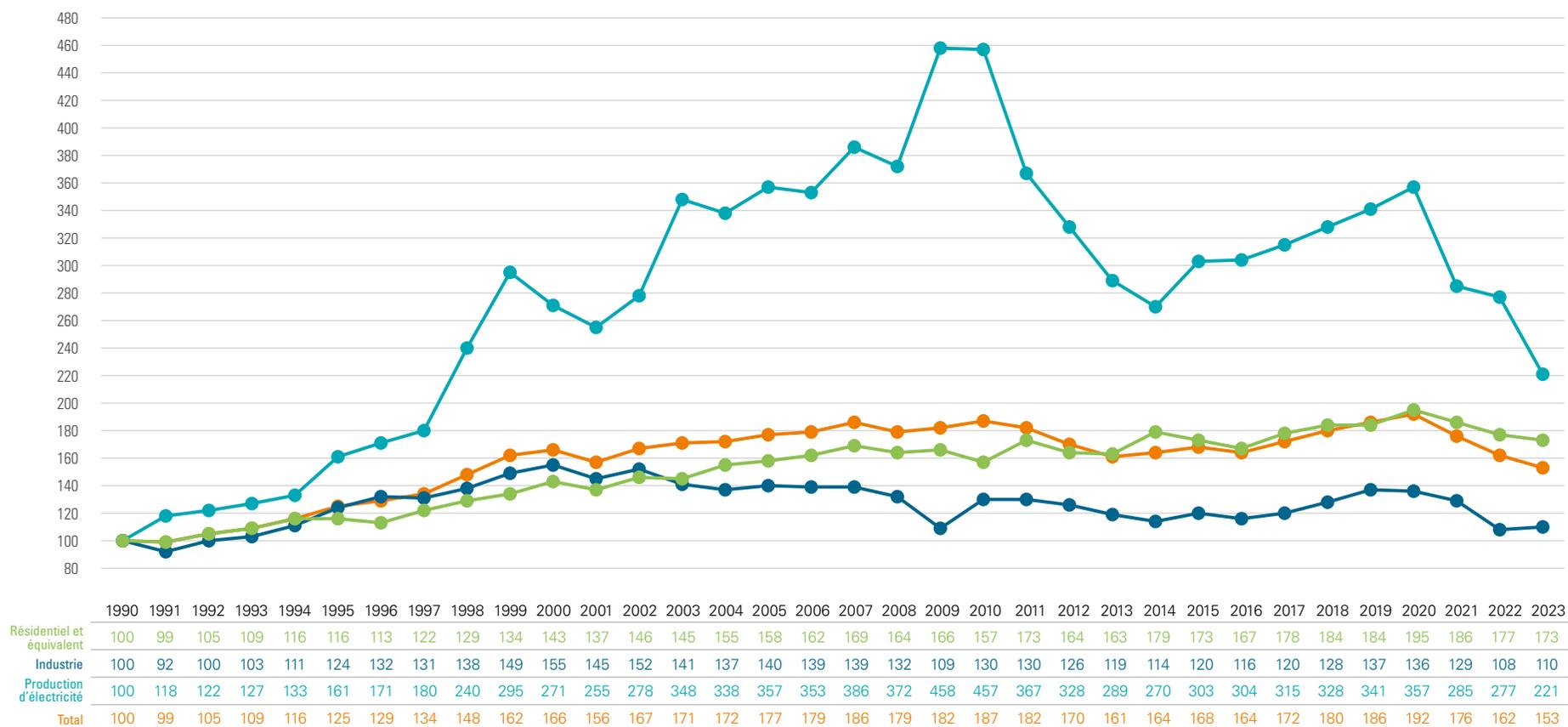


4. Le marché du gaz naturel

Tableau 11 : Répartition par segment d'utilisateurs de la demande belge de gaz naturel entre 2014 et 2023 (en TWh) (source : CREG)

Segments d'utilisateurs	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2023/2022
Distribution	79,6	88	93	91,9	92,8	93,2	89,2	101,8	81,71	79,89	-2,2%
Industrie (clients directs)	41,2	43,1	41,8	43,4	46,1	49,4	49	46,6	38,94	39,75	2,1%
Production d'électricité (parc centralisé)	39,7	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5	41,8	40,66	32,44	-20,2%
Total	160,4	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8	190,7	190,2	161,3	152,1	-5,7%

Figure 17 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateurs durant la période 1990-2023 (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 2023 une part de 24,6 % du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebruges (Zeepipe (NO) et Interconnector (GB)) constitue le principal point d'approvisionnement de la Belgique, avec une part de 55,8 % en 2023. Avec le terminal GNL, Zeebruges fournit donc 80,4 % de la liquidité de gaz en Belgique.

Figure 18 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2023 (Source : calculs CREG, sur la base de données gasdata.fluxys.com)

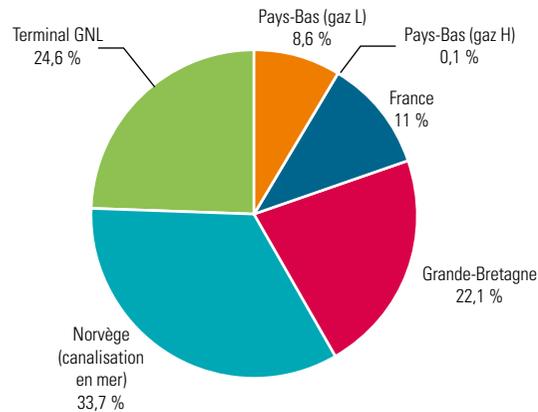
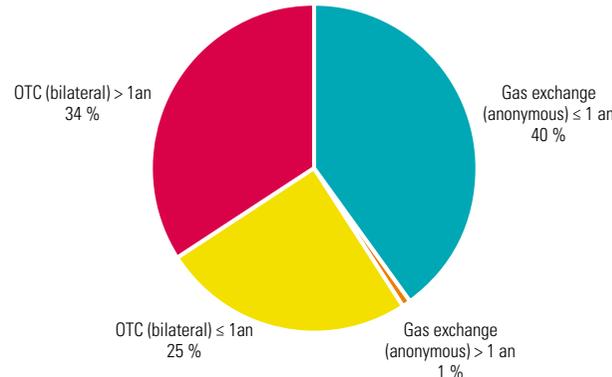


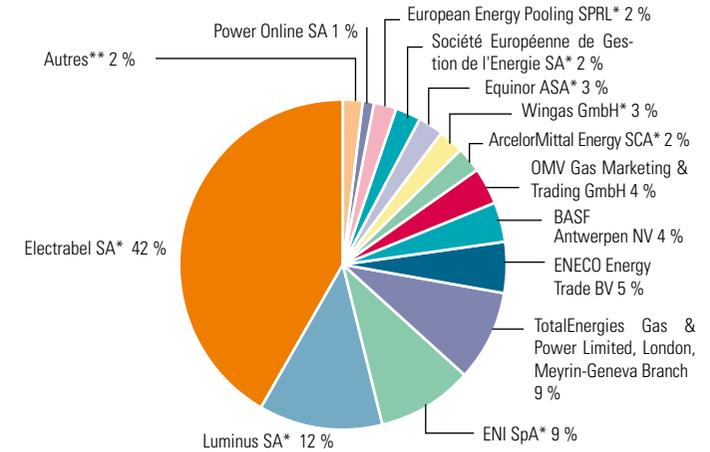
Figure 19 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2023 (Source : données fournisseurs provisoires, consolidation CREG)



Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel donnent lieu, globalement, à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. L'approvisionnement total effectué à la bourse de gaz (le marché anonyme) correspond à 41 % et se compose presque entièrement de contrats d'une durée maximale d'un an (40 %). La part des contrats négociés bilatéralement (OTC, « over-the-counter ») d'une durée supérieure à 1 an représente 34 %. Le total des contrats d'approvisionnement négociés bilatéralement s'élevait à 59 %. Si on regarde la durée des contrats, on constate une part de 65 % avec des contacts d'une durée maximale d'un an et 35 % avec des contrats de plus d'un 1 an. En moyenne, les fournisseurs ayant une plus grande part de marché belge ont une plus grande représentation des contrats OTC dans leur portefeuille.

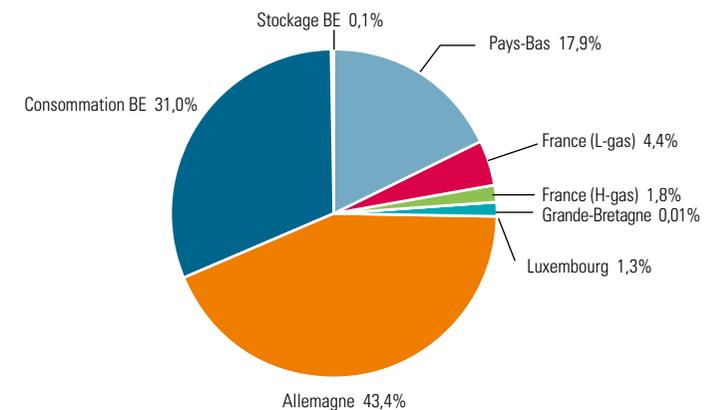
La Belgique est importante pour l'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe du Nord-Ouest. Seuls 31 % du volume de gaz naturel en Belgique sont destinés à sa propre consommation de gaz naturel, tandis que 69 % sont destinés aux pays voisins. La majeure partie du volume de gaz naturel en Belgique est destinée au marché allemand (43,4 %) et représente un volume plus important (plus de 40 %) que la consommation du marché belge.

Figure 20 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2023 (Source : données fournisseurs, consolidation CREG)



* Titulaires d'une autorisation fédérale de fourniture au cours de l'année 2023.
 ** Entreprises actives sur le réseau de transport présentant chacune une part de marché inférieure à 1 % : Antargaz SAS, Axpo Solutions AG, Belgian Eco Energy (BEE) SA, Energy Global Handel BV, GETEC Energie GmbH*, RWE Supply & Trading GmbH - UK Desk*, Scholt Energy Control SA*, TotalEnergies Power & Gas Belgium SA* et Uniper Global Commodities SE*.

Figure 21 : Destination des flux de gaz naturel en Belgique pour l'approvisionnement de l'Europe du Nord-Ouest (488 TWh en 2023, parts en %) (Source : CREG)



C. Développements

• Demande

Au vu des nombreuses incertitudes actuelles et de la 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 et l'offre 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 dans la transition vers une économie à faible émission 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 évolutive est actuellement difficile à prévoir.

• Approvisionnement

Au 31 décembre 2023, 26 entreprises étaient titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz pour le marché belge (comme en 2022). Le taux de diversification envisagé de manière agrégée pour les importateurs reste très élevé, tant en termes de sources que de routes d'approvisionnement. Sous l'impulsion de l'organisation du marché au niveau européen, notamment, le marché du gaz naturel connaît toujours plus de transactions

à court terme, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens. En Belgique, les conditions sont favorables pour attirer et répartir les flux de gaz naturel et pourraient le devenir davantage au vu de la transition 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 (comme en 2022) 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 au gaz H des clients de gaz à achever d'ici fin 2024.

4.4.2. Le contrôle des plans d'investissements du gestionnaire du 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, battant tous les records sur le plan des couplages avec les réseaux de transport voisins. La capacité d'importation s'élève à plus de 10 millions de mètres cubes de gaz naturel par heure (100 GWh/h), avec la possibilité de transporter du gaz naturel dans les deux directions aux frontières nationales.

Sous l'impulsion d'objectifs européens ambitieux en matière d'énergie et de climat, le déploiement de gaz verts tels que le biométhane et la conversion de l'électricité (notamment solaire et éolienne) en hydrogène (puis éventuellement en méthane synthétique) contribueront à déterminer l'avenir de l'infrastructure du gaz naturel. Quoiqu'il en soit, l'infrastructure de gaz naturel a des atouts pour contribuer de manière importante à une transition énergétique efficace, en partie parce que le stockage de grands volumes d'énergie électrique reste un rempart difficile à franchir.

En novembre 2023, Fluxys Belgium a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2023-2032) conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan parallèlement au plan d'investissement à dix ans d'ENTSO-G (TYNDP 2022) et au plan d'investissement régional (North West Gas Regional Investment Plan, NW GRIP 2022) des gestionnaires de réseaux du nord-ouest de l'Europe sans constater d'incohérences. Ce plan d'investissement indicatif a été élaboré en tenant compte du contexte géopolitique actuel, qui entraîne un profond remaniement des schémas d'approvisionnement en gaz naturel et des volumes de gaz naturel demandés. Le gaz naturel en provenance de Russie a été largement remplacé par des flux de gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL). Les évaluations du réseau suggèrent d'augmenter la capacité de transport d'ouest en est, principalement pour éliminer les goulets d'étranglement dans la zone de Zeebrugge. À cette fin, la deuxième canalisation VTN entre Desteldonk et Opwijk (44 km) sera construite et sa mise en service est prévue pour 2024. Cette canalisation est également adaptée au transport de l'hydrogène.

Il est bien connu que le marché belge présente un schéma d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû à l'intensité des échanges transfrontaliers de gaz naturel en Belgique et au choix de différentes sources en fonction des conditions du marché. L'année 2023 a prouvé une fois de plus que les possibilités d'importation à Zeebrugge jouent un rôle de premier plan dans l'approvisionnement en gaz naturel du nord-ouest de l'Europe et dans la recherche d'alternatives à court terme au gaz naturel russe.

La conversion du réseau de transport de gaz L séparé en un marché belge du gaz naturel alimenté exclusivement en gaz H (un marché du gaz H Belux intégré) est une conversion majeure qui s'achèvera fin 2024. À cet effet, le plan indicatif de conversion du gaz L au gaz H proposé par Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseau pour l'électricité et le gaz en Belgique, est suivi en vue d'une sortie complète du gaz L en septembre 2024. Ce calendrier est basé sur la réutilisation maximale des infrastructures existantes afin d'éviter les

investissements nécessaires uniquement pour la période de conversion. La conversion progressive en un marché alimenté exclusivement par du gaz H est incluse dans le plan indicatif décennal pour le développement du réseau.

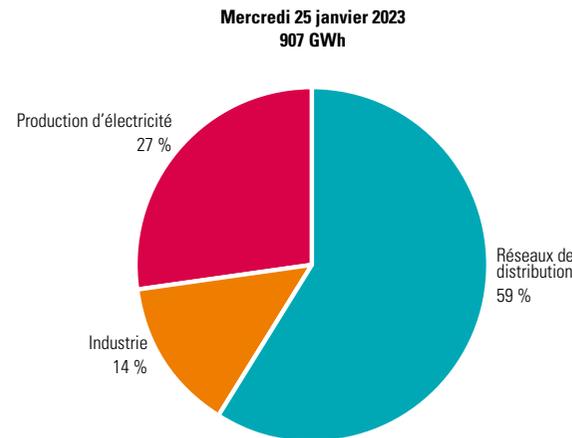
En collaboration avec la CREG, Fluxys Belgium a élaboré un régime permettant aux fournisseurs de passer de manière flexible au gaz H, afin qu'ils puissent continuer à approvisionner les clients déjà convertis. Pendant la période de conversion en France, qui s'étend jusqu'en 2029-2030, la capacité de transport nécessaire pour les fournitures de gaz L des Pays-Bas vers la France continuera d'être proposée à la réservation par le marché qui fournit le gaz L à la France.

La transition énergétique et l'adaptation de l'infrastructure de transport de gaz naturel existante aux gaz alternatifs (par exemple, l'hydrogène) sont actuellement les plus grands défis tant au niveau belge qu'au niveau européen. Fluxys Belgium et la CREG analysent conjointement les possibilités d'utiliser de manière optimale l'infrastructure de gaz naturel existante pour la transition énergétique sans mettre en péril la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

4.4.3. La couverture du prélèvement de pointe

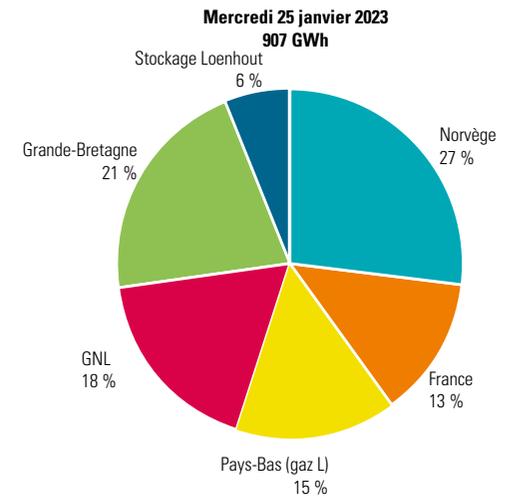
Le prélèvement de pointe de gaz naturel en 2023 a été enregistré le mercredi 25 janvier. La consommation belge de gaz naturel s'élevait alors à 907 TWh (934 GWh en 2022), soit 2,2 fois la consommation journalière moyenne de 417 GWh. Les réseaux de distribution représentaient 59 % du prélèvement de pointe, 27 % étaient destinés à la production d'électricité et les 14 % restants ont été prélevés par l'industrie.

Figure 22 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateurs en 2023 (Source : CREG)

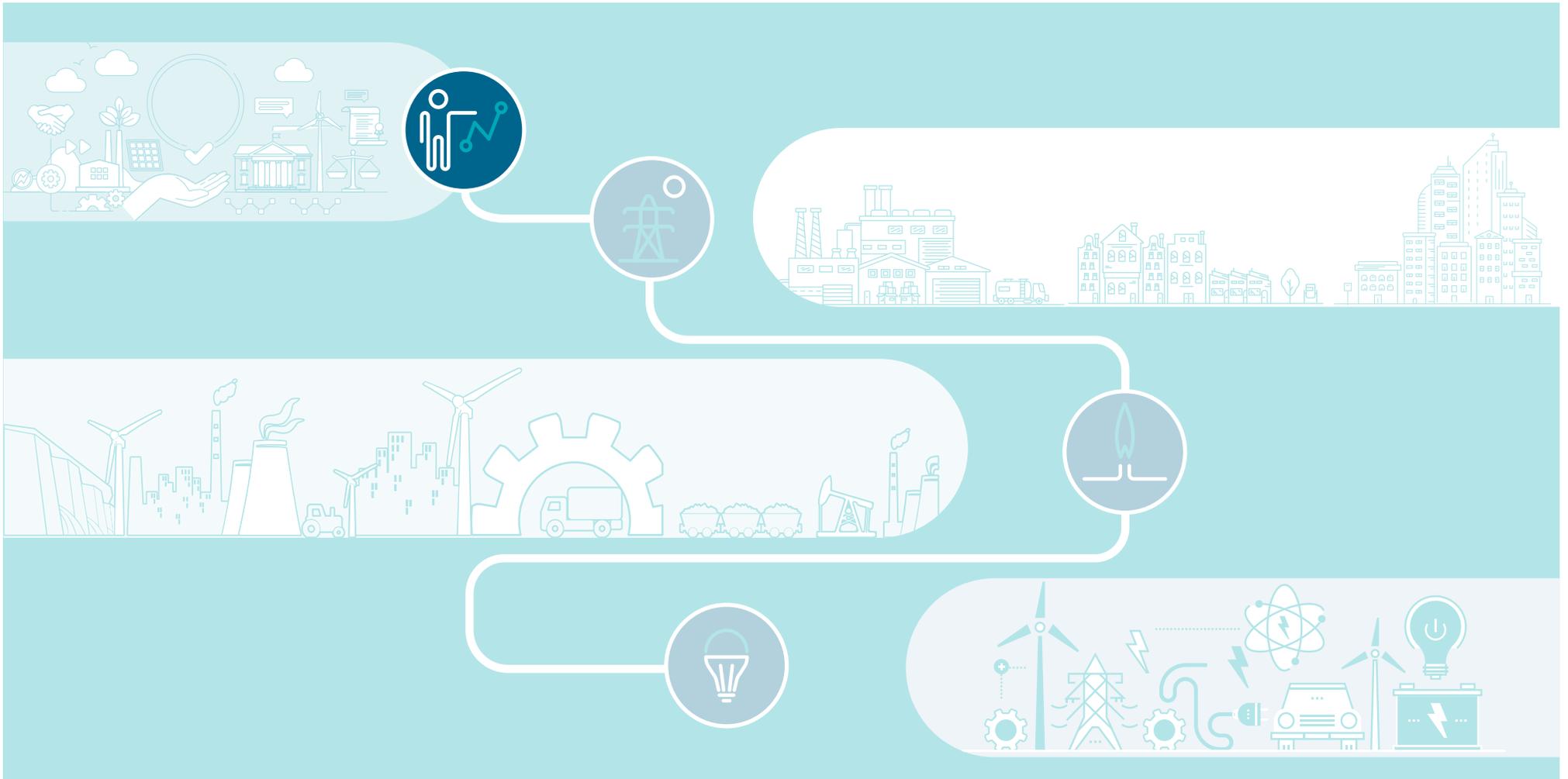


Cette consommation journalière de pointe a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. Quelque 27 % provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord et sont arrivés jusqu'à Zeebrugres par le Zeepipe. Les flux de gaz naturel arrivés sur le marché belge via la France ont couvert 13 % de la demande de pointe. Le gaz L en provenance des Pays-Bas a couvert 15 % de la demande de pointe. En outre, 18 % de cette demande de pointe provenaient du terminal de GNL à Zeebrugres, 21 % via la Grande-Bretagne par l'Interconnector à Zeebrugres et 6 % du stockage souterrain de Loenhout.

Figure 23 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2023 (Source : calculs CREG, sur la base de données gasdata.fluxys.com)



5 La CREG





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

Au 31 décembre 2023, outre les quatre membres du comité de direction, la CREG comptait 65 collaborateurs.

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.

Les quatre membres qui le composent ont été nommés par arrêté royal du 19 septembre 2023 pour une période de six ans,

Monsieur Koen Locquet, en tant que président¹⁸⁸,

Madame Ilse Tant, en tant que responsable de la direction administrative¹⁸⁹,

Madame Sigrid Jourdain, en tant que responsable de la direction du contrôle des prix et des comptes¹⁹⁰, et

Monsieur Laurent Jacquet, en tant que responsable de la direction du fonctionnement technique du marché de l'électricité et du gaz¹⁹¹.

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 de la ministre fédérale de l'Énergie.



De gauche à droite : Laurent Jacquet, Ilse Tant, Sigrid Jourdain et Koen Locquet

Il a pour missions, d'initiative ou à la demande de la 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 2023.

Sa présidence a été assurée par Madame Selena Carbonera et sa vice-présidence par Monsieur Peter Claes¹⁹².

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.

En 2023, le conseil consultatif a rendu un avis sur l'étude de PwC « Comparaison des prix de l'électricité et du gaz naturel début 2023 en Belgique et dans les pays voisins »¹⁹³.

¹⁸⁸ Arrêté royal du 19 septembre 2023 portant nomination du président du comité de direction de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Moniteur belge du 22 septembre 2023).

¹⁸⁹ Arrêté royal du 19 septembre 2023 portant nomination d'un membre du comité de direction de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz responsable de la direction administrative (Moniteur belge du 22 septembre 2023).

¹⁹⁰ Arrêté royal du 19 septembre 2023 portant nomination d'un membre du comité de direction de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz responsable de la direction du contrôle des prix et des comptes (Moniteur belge du 22 septembre 2023).

¹⁹¹ Arrêté royal du 19 septembre 2023 portant nomination du membre du comité de direction de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz responsable de la direction du fonctionnement technique du marché de l'électricité et du gaz (Moniteur belge du 22 septembre 2023).

¹⁹² La liste complète des membres du conseil consultatif est disponible sur <http://www.creg.info/AR-CC/fr/composition.html>.

¹⁹³ L'avis est disponible sur <http://www.creg.info/AR-CC/fr/publications.html>.

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 26 octobre 2023, sa note de politique générale pour l'année 2024¹⁹⁴. La note de politique générale étaye les objectifs qui seront poursuivis par la CREG au cours de l'année 2024 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 2024, 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 2024. 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 21 novembre 2023.

Un rapport comparatif¹⁹⁵ a également été établi entre les objectifs formulés dans la note de politique générale pour l'année 2022 et leur réalisation effective en 2022. Ce rapport a été transmis, accompagné du rapport annuel d'activités 2022 de la CREG, le 28 avril 2023 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 2022, la CREG avait identifié 15 thèmes dont les multiples objectifs devaient être atteints au travers de 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 2023 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 ainsi traité en 2023 552 questions et 63 plaintes (entendues comme toute forme de mécontentement) reçues via son formulaire de contact.

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 2023 ses statistiques de plaintes pour l'année 2022 au service fédéral de médiation de l'énergie qui a une obligation annuelle de rapportage auprès de la Commission européenne.

La task force Plaintes créée en 2022 à la demande de la ministre fédérale de l'Énergie et composée de l'Inspection économique (IE), du Service fédéral de médiation de l'Énergie et de la CREG a continué à se réunir chaque trimestre. Elle partage ses statistiques de plaintes au travers d'une lettre trimestrielle envoyée à la ministre.

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 sur les objectifs de développement durable, ci-après dénommés « ODD » (voir le rapport annuel 2022, point 5.5, pour plus de détails).

Le groupe de travail interne sur le développement durable a exécuté un premier plan de développement durable pour la période 2022-2023. Celui-ci comprend des objectifs stratégiques de développement durable (OSD) en vue de son intégration dans le fonctionnement opérationnel interne et dans la politique stratégique de la CREG. Un nouveau plan de développement durable sera élaboré pour la période 2024-2025 en début d'année 2024.

Dans le cadre du « partenariat pour la réalisation des ODD » (ODD 17), la CREG s'est affiliée en 2023 au réseau de développement durable intersectoriel belge « The Shift ». The Shift est un mouvement belge de développement durable qui rassemble un large éventail d'acteurs de différents secteurs dans le but de collaborer activement à la transition vers une société et une économie plus durables. En tant que membre de The Shift, la CREG a désormais accès à un réseau très diversifié et à toute une série d'ateliers et d'activités de réseautage autour du développement durable et du soutien à la cocréation de partenariats à long terme ayant un impact social positif.

Le groupe de travail interne sur le développement durable a également développé une série de communications internes afin de familiariser davantage et de manière dynamique le personnel de la CREG avec l'Agenda 2030, les ODD et les OSD de la CREG (mise en œuvre de l'étape 1 du SDG

¹⁹⁴ Note (Z)2663 de politique générale pour l'année 2024, 26 octobre 2023.

¹⁹⁵ Rapport comparatif (Z)2521 des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2022, 27 avril 2023.

Compass). Cette série d'actions de communication interne et de sensibilisation lancée en 2023 couvre les OSD spécifiques à la CREG. Les sujets d'actualité liés au développement durable y ont également leur place.

Enfin, en 2023, la CREG a participé à une consultation organisée par Fluxys auprès des principales parties prenantes afin d'identifier les principaux thèmes que Fluxys devrait privilégier pour s'assurer que les efforts qu'elle déploie en matière de développement durable restent concentrés sur les domaines où elle peut avoir le plus d'impact.

5.6. Les présentations données par la CREG

Tableau 12 : Aperçu des présentations données par les membres de la CREG en 2023

POUVOIR ORGANISATEUR	ÉVÈNEMENT	TITRE DE LA PRÉSENTATION	DATE
ACER	CREG-ACER Workshop	Visualizing the flow-based market coupling	17/1
Institut Thomas More	Comment faire face à la flambée des prix de l'énergie en Belgique ?	Étude sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité	19/1
CEER	LAC meeting	Legal basis - proposals	23/1
Commission des provisions nucléaires	Réunion ad hoc	Le contrôle de l'indépendance des membres du conseil d'administration et du comité de direction du GRT	27/1
KULeuven	Electricity and gas markets course	Monitoring of the Belgian and European electricity markets + deep-dive into the Core DA FB MC Project	22/2
ACER	WG Adequacy	CRM in Belgium : Y-4 auctions in 2021 and 2022 Overview of Auction Results	23/2
Conseil consultatif - Adviesraad	GT Composants des prix WG Prijzencomponenten	Rapport (RA)2305/11 - Évolution des prix en décembre 2022 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros	27/2
Institut Thomas More	Guest course / Cercle royal Gaulois	Les prix du gaz et de l'électricité : quelles évolutions et quelles conséquences ?	3/3
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés gaz et électricité WG marktwerking gas en elektriciteit	Electricity Market Design	10/3
		Flash monitoring 2022 – CREG Note n° 2505	10/3
		Verordening 2022/2576 - Solidariteit Verordening 2022/2578 – Marktcorrectiemechanisme	15/3
La Chambre De Kamer	Audition Hoorzitting	Exécution des missions attribuées à la CREG en vertu des articles 22ter et 22quater de la loi électricité, introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité État des lieux au 21 mars 2023 Uitvoering van de aan de CREG toegekende opdrachten krachtens artikel 22ter en 22quater van de elektriciteitswet tot invoering van een plafond op de marktinkomsten van elektriciteitsproducenten Stand van zaken van 21 maart 2023	21/3
		Analyse de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz et des pratiques des fournisseurs Analyse van de evolutie van de elektriciteits- en gasprijzen en de praktijken van de leveranciers	21/3

POUVOIR ORGANISATEUR	ÈVÈNEMENT	TITRE DE LA PRÉSENTATION	DATE
UMons	Séminaire UMONS « Energy Markets »	Electricity and gas markets in Belgium: important issues regarding prices and regulation	21/3
TAIEX	Regional Workshops on transposition of EU electricity legislation for the Western Balkans	Electricity market codes – General principles	4/4
FORBEG	Réunion plénière	Gezamenlijke stimulans – Platform voor de valorisatie van flexibiliteit op laagspanning	17/4
CEER	CEER Training	Risk aversion, forward markets and its impact on CoNE	18/4
		Fundamental principles of electricity market design	19/4
		Practical case study on incentives?	19/4
		The need for cross-border capacities in short term markets	20/4
European Commission	PCI Assessment TYNP	NAUTILUS – Multi-purpose interconnector UK-BE	21/4
CEER	CEER Training	Energy Regulation Explained	24/4
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés gaz et électricité WG marktwerking gas en elektriciteit	Electricity market reform – European Commission proposal and EU regulators stance	26/4
CEER	CEER Training	Lessons learnt from the energy crisis: potential impact on Electricity Market Design	26/4
Conseil consultatif - Adviesraad	GT Security of Supply WG Security of Supply	Enchère bas carbone : opinion de la CREG sur l'étude d'adéquation d'Elia pour la période de fourniture 2024-2025	2/5
FEPEG	Réunion ad hoc	Beslissing over het aangepast tariefvoorstel van Fluxys Belgium NV betreffende de vervoerstarieven voor de jaren 2024-2027	5/5
Fluxys Belgium	ATGAS & TBG – Meeting Brazilian Regulator	Tariff Regulation	9/5
		Regulatory Oversight of Belgium Gas Network Planning and Expansion	9/5
CRSE	Régulateur sénégalais	Rencontre CREG – CRSE	11/5
		Opération système et rôle des bourses d'électricité	11/5
Conseil consultatif - Adviesraad	GT Composants des prix WG Prijzencomponenten	Rapport (RA)2305/12 - Évolution des prix en mars 2023 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros	15/5
SRBE KVBE	Future EU Power Market Design Organized In Collaboration with N-SIDE	EU electricity market design reform: what about the short-term markets?	25/5
Eurelectric	WG financial regulation	REMIT	12/6
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés gaz et électricité WG marktwerking gas en elektriciteit	Monitoring Report 2022	3/7
ACER	Gas Infrastructure Task Force	Belgium's law to push the development of a hydrogen clean energy transport network	15/9
CEER	CEER Training	Regulatory Oversight of Gas Network Planning towards Decarbonisation in Belgium	27/9
Febeliec	Energy Forum	Transitioning towards or out of gas	10/10
Conseil consultatif - Adviesraad	GT fonctionnement marchés gaz et électricité WG marktwerking gas en elektriciteit	Study (F)2590 on the occurrence and impact of negative prices in the day-ahead market	13/10
Conseil consultatif - Adviesraad	GT composants des prix & fonctionnement marchés gaz et électricité WG prijzencomponenten & marktwerking gas en elektriciteit	Avis (A)2591 relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels	13/10

POUVOIR ORGANISATEUR	ÉVÈNEMENT	TITRE DE LA PRÉSENTATION	DATE
Conseil consultatif - Adviesraad	GT composants des prix WG prijzencomponenten	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	17/10
La Chambre De Kamer	Audition Hoorzitting	Tarifs de transport d'Elia pour la période 2024-2027 Transmissienettarieven van Elia voor de periode 2024-2027	14/11
DUR (Danish Regulator)	CREG-DUR meeting	Regulatory challenges regarding energy islands	23/11
FEBEG	WG FEBEG Gas	Work in Progress – 2024	15/12

5.7. La CREG et les autres instances

5.7.1. La CREG et la Commission européenne

Après la nouvelle réalité géopolitique provoquée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie et les turbulences sur les marchés de l'énergie au cours des deux dernières années, qui ont entraîné une hausse des prix de l'énergie, l'année 2023 peut être considérée comme une consolidation de la dynamique créée en 2022, qui a conduit à l'adoption de mesures d'urgence exceptionnelles et temporaires pour faire face à l'évolution de la situation.

En 2023, la question était de savoir si ces mesures d'urgence temporaires pouvaient apporter une valeur ajoutée à plus long terme. Pour soutenir la Commission européenne et les pouvoirs publics, les régulateurs de l'énergie, dont la CREG, en collaboration avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ont dressé un inventaire des plus de 400 mesures d'urgence, afin d'indiquer si ces mesures constituaient un obstacle à l'achèvement du marché intérieur de l'énergie¹⁹⁶. Dans le sillage de ce rapport, la Commission européenne a pu formuler des propositions qui, soit ont finalement abouti à une prolongation temporaire des mesures d'urgence jusqu'en 2024, soit ont été intégrées dans la législation européenne.

En conséquence, l'année 2023 a été marquée par la finalisation d'un grand nombre de nouvelles législations européennes, dont les derniers textes lancés dans le cadre du paquet 2021 « *Fit for 55* ». Il s'agit de la directive 2023/1791 du 15 septembre 2023¹⁹⁷ sur l'efficacité énergétique, avec l'application obligatoire du principe d'*energy efficiency first* qui doit également être suivi par les régulateurs de l'énergie, le règlement 2023/1804 du 13 septembre 2023 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (AFIR)¹⁹⁸, avec des tâches de monitoring pour les régulateurs de l'énergie et la directive 2023/2413 du 18 octobre 2023¹⁹⁹ pour la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, avec un renforcement des objectifs en matière d'énergie renouvelable approuvés précédemment.

On a également assisté à une réforme du marché de l'électricité, où, en réaction à la guerre actuelle entre la Russie et l'Ukraine, l'institution européenne a convenu d'adaptations en vue d'une réforme majeure du marché de l'électricité de l'UE²⁰⁰ d'ici la fin de 2023. Il s'agit de révisions de plusieurs pans de la législation de l'UE, notamment le règlement électricité, la directive électricité et le règlement REMIT. Cette réforme doit permettre une plus grande stabilité des prix pour les consommateurs et les fournisseurs grâce à un recours plus large aux contrats à long terme pour la production d'énergie propre.

Et enfin, un accord a été conclu sur le paquet « hydrogène et gaz décarboné »²⁰¹ dans le but de permettre au marché de décarboner la consommation de gaz d'ici à 2050. Les mesures politiques y contenues sont nécessaires pour créer des infrastructures optimales et spécifiques et pour soutenir l'efficacité du marché de l'énergie. Avec ces nouveaux textes législatifs, le marché du gaz est désormais intégré dans le Green Deal 2019 afin de lutter contre les émissions de gaz à effet de serre.

En fin de compte, en 2023, les arguments en faveur d'une transition rapide vers les énergies propres n'ont jamais été aussi forts et clairs. La transition vers les énergies propres doit s'accélérer de manière drastique pour rendre l'Europe plus indépendante énergétiquement des fournisseurs peu fiables et des combustibles fossiles volatils. 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 continué de remplir son rôle de conseil en 2023 en assistant le gouvernement fédéral lors des 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

196 2023_MMR_Emergency Measures.pdf (europa.eu).

197 Directive EED - 2023/1791 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

198 Règlement AFIR - 2023/1804 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

199 Directive RED II - EU - 2023/2413 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

200 Commission welcomes deal on electricity market reform (europa.eu).

201 New EU framework to decarbonise gas markets (europa.eu).

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.

Elle 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 concentrant 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 Forum* et l'*Energy Infrastructure Forum* (voir les points 5.7.4 à 5.7.7 ci-après). En outre, la CREG a transmis le rapport national de la Belgique pour l'année 2022 à la Commission européenne et à l'ACER. Il a été élaboré en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG) et le Service fédéral de médiation de l'énergie et 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 2023, il s'agissait des sujets suivants (titres originaux) : « *Survey on the allocation of costs and benefits for offshore infrastructure* » et « *Survey on the Impact*

Assessment on the proposal for a Network Code on Demand Side Flexibility ».

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 principaux domaines dans lesquels l'ACER opère sont les suivants :

- l'intégration des marchés nationaux de l'énergie de l'UE, grâce à l'élaboration de règles communes pour les réseaux et les marchés, la coordination des régulateurs nationaux au niveau européen, la participation à des initiatives régionales et interrégionales, le tout par le biais de groupes de travail et de task forces ;
- le contrôle du bon fonctionnement et de la transparence du marché intérieur de l'énergie de l'UE afin de décourager les manipulations et les abus de marché ;
- le fait de conseiller les institutions de l'UE sur les questions liées au marché et aux infrastructures énergétiques transeuropéennes, en établissant des rapports de monitoring et d'analyse et en rendant des avis sur les plans de développement du réseau à l'échelle de l'UE (TYNDP) en vue de soutenir les priorités fixées au niveau européen.

Pour chacun de ces objectifs, l'ACER a déployé des activités en 2023, en fonction des défis qui se sont présentés sur le marché de l'énergie. L'ACER consacre toujours une grande partie de ses ressources à la mise en œuvre, par le suivi des codes de réseau et des lignes directrices, du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » (CEP) publié le 14 juin 2019. Ces activités ont été complétées au fil des ans par de nouvelles tâches, telles que le *Green Deal* approuvé par les instances européennes fin 2021 et les objectifs de la politique énergétique décarbonée finalisés dans le *fit for 55 package* en 2023.

La situation du marché de l'énergie en 2023 a été un changement bienvenu par rapport aux turbulences de 2022, une année marquée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, qui a entraîné une crise sans précédent. Mais même si le niveau de stabilité générale était plus élevé, les autorités ont ressenti le besoin de recourir à des initiatives législatives pour rendre les prix de l'électricité moins dépendants de la volatilité des prix des combustibles fossiles, protéger les consommateurs contre les pics de prix, accélérer le déploiement des énergies renouvelables et améliorer la protection des consommateurs.

Au cours de ce processus, l'ACER s'est concentrée sur le soutien à la constitution de dossiers législatifs, tels que la révision du règlement REMIT, les propositions pour une nouvelle conception du marché de l'électricité et l'élaboration du paquet « hydrogène et gaz décarboné ». Les nouvelles tâches temporairement confiées à l'ACER pendant la crise énergétique, comme le mécanisme de correction du marché du gaz et le benchmark à mettre en œuvre pour le mécanisme GNL, ont ainsi été poursuivies. L'ACER voit également son rôle renforcé en ce qui concerne la supervision d'une concurrence ouverte et équitable sur les marchés de gros de l'énergie en Europe.

■ Gas Working Group

La CREG est étroitement impliquée dans le Gas Working Group (GWG) de l'ACER. Elle y occupe le poste de vice-présidente.

En 2023, le GWG de l'ACER a émis dix avis formels sur les sujets suivants :

- *ACER framework guidelines for the joint TYNDP scenarios*
- *ACER PCI monitoring report*
- *ACER report on evaluation of risks, evaluation of investments and incentives*
- *ACER recommendation on cross-border cost allocation*
- *ACER Opinion on ENTSOG's TYNDP 2022*
- *ACER Opinion on ENTSOG's summer supply outlook 2023*
- *ACER Opinion on the draft ENTSOG's cost-benefit analysis methodology of hydrogen infrastructure projects*

- ACER Opinion on Projects of Common Interest list 2023
- ACER Opinion on ENTSOG's winter supply outlook 2023-2024

Le GWG a également approuvé un rapport sur la congestion en Europe du Nord-Ouest et a formulé une proposition de solution pour l'algorithme d'enchère en ascending-clock.

Une grande partie du travail des groupes de travail a consisté à traiter les questions posées par des acteurs du marché sur la plateforme de transparence FUNC, qui a été créée pour apporter plus de clarté sur les codes de réseau européens et pour amener par exemple une plus grande flexibilité dans la réservation de capacités de transport fermes aux points d'interconnexion.

Enfin, le GWG de l'ACER, en collaboration avec le GWG du CEER, a organisé un webinaire pour présenter les conclusions de leur rapport sur les tendances et les facteurs de prix sur le marché gazier européen.

■ Electricity Working Group

L'EWG de l'ACER est composé des task forces (TF) suivantes :

- la CACM TF est responsable de la mise en œuvre du code de réseau CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*) ;
- la FP TF est chargée de rédiger les futures règles (*Future Policy*) du marché de l'électricité ;
- la FCA TF est chargée de la mise en œuvre du code de réseau FCA (*Forward Capacity Allocation*) sur l'attribution des capacités de transport à long terme ;
- l'EB TF (*Electricity Balancing*) est chargée des questions relatives à l'équilibre de la zone de réglage ;
- l'INF TF est chargée des questions liées au développement du réseau et au plan décennal d'ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) ;

- la SOGC TF (*System Operation and Grid Connection*) est chargée des questions liées à l'exploitation et au raccordement au réseau ;
- l'Adequacy & CRMs TF est chargée de mettre en œuvre les méthodologies liées à l'évaluation européenne de l'adéquation de l'approvisionnement en électricité et à l'éventuelle introduction nationale d'un mécanisme de capacité.

En 2023, la CREG a codirigé 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 qui ont nécessité un grand nombre de décisions coordonnées au niveau européen ou régional (la CREG, en tant que régulateur d'Elia, fait partie des groupements régionaux des autorités de régulation de la région de calcul de capacité Core). Ces décisions coordonnées nécessitent un travail considérable et suivent un processus très formel décrit dans les règlements européens et les règles de fonctionnement des groupements respectifs. Ces décisions sont expliquées au point 3.1.4.3 du présent rapport.

L'EWG de l'ACER a également joué un rôle de coordination dans la rédaction du rapport annuel de monitoring du marché de l'ACER et dans la préparation de la mise en œuvre du Clean Energy Package, par exemple les modalités de mise en œuvre de la règle des 70 % de capacité proposée pour les échanges commerciaux entre zones. En outre, au sein de l'EWG, la CREG a joué un rôle important dans les discussions sur la priorisation des NEMO et des gestionnaires de réseau dans la mise en œuvre de projets visant à améliorer le fonctionnement des processus de couplage des marchés. En outre, la CREG a participé à la rédaction de plusieurs documents d'orientation, notamment dans le cadre du processus législatif européen relatif à la révision de l'*Electricity Market Design*.

Enfin, l'EWG de l'ACER a joué un rôle de coordination entre les régulateurs participants, y compris dans le processus de révision des procédures d'approbation liées à diverses directives (CACM, FCA, EB et SO), le processus de révision prévu du règlement CACM (« CACM 2.0 ») et le développement de

positions coordonnées dans les consultations de la Commission européenne telles que celle sur la révision éventuelle du projet de marché intérieur européen de l'électricité.

■ ACER REMIT Committee

En 2023, les activités du groupe de travail se sont focalisées principalement sur la proposition de révision de REMIT.

Une mise à jour du règlement REMIT est envisagée afin de tenir compte principalement des développements du marché de l'énergie (intégration du trading algorithmique), d'une révision de la définition des abus de marché et de délit d'initié, d'une harmonisation des sanctions et d'une augmentation des pouvoirs d'investigation d'ACER.

■ Questionnaires

La CREG a participé activement à la préparation 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) *Questionnaire on evaluation of investments in energy infrastructure projects, risk assessment and regulatory incentives* ;
- 2) *Questionnaire ACER/VIS on a regulation of natural gas storage in the EU* ;
- 3) *Questionnaires on the status of implementation of all Terms, Conditions and Methodologies* ;
- 4) *Questionnaire on the barriers to Demand Response*

Ces questionnaires servent de base pour la rédaction de comptes rendus, *status reviews*, *position papers* et autres documents de l'ACER. En plus de fournir une description détaillée des similitudes et des différences entre les États membres, ils fournissent également des informations sur le degré d'application de la législation européenne dans chaque État membre. La Commission européenne se base à son tour sur ces documents pour l'élaboration d'initiatives législatives.

5.7.3. La CREG au sein du CEER

Étant l'un des membres fondateurs du CEER (*Council of European Energy Regulators*), la CREG participe également de manière active aux discussions, délibérations et décisions de la General Assembly du CEER, qui s'est réunie à neuf reprises en 2023. Depuis le 22 mars 2019, la fonction de vice-président du CEER est occupée par monsieur Koen Locquet, président du comité de direction de la CREG.

En 2022, le CEER a lancé sa stratégie triennale, qui est restée inchangée en 2023. Les régulateurs européens de l'énergie, dont la CREG, se sont engagés à contribuer à une société et à une économie décarbonées en « donnant aux consommateurs les moyens de participer à la transition énergétique »²⁰². Cela comprend entre autres :

- Intégrer les sources d'énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques et stimuler l'innovation ;
- Donner des conseils sur la réglementation dynamique axée sur le consommateur, permettant aux consommateurs de contribuer activement à un système énergétique flexible et d'en tirer profit ; et
- Soutenir de nouveaux modèles commerciaux flexibles pour un marché de l'énergie ouvert, performant et résilient.

La CREG a participé activement aux réunions des groupes de travail et *work streams* du CEER en tant que présidente, coprésidente, vice-présidente ou membre.

■ *Electricity Working Group*

L'EWG se compose de quatre *workstreams* :

- un *workstream* sur le développement durable (RES WS) qui traite, entre autres, des questions liées aux énergies renouvelables ;

- un *workstream Future Policy* (FP WS) chargé d'élaborer les futures règles du marché de l'électricité ;
- un *workstream Incentives Regulation and Efficiency Benchmarking* (IRB WS) chargé de rassembler et d'échanger des données essentielles entre les régulateurs nationaux afin de permettre un suivi efficace des tarifs des gestionnaires de réseau de transport ; et
- un *workstream Infrastructure* (INF WS) responsable des questions relatives aux infrastructures et à la planification du réseau.

En 2023, la CREG a travaillé, entre autres, sur la conception de marchés de l'électricité à long terme et sur la transition énergétique, notamment en soutenant l'identification d'améliorations pouvant être apportées à ces marchés (transfrontaliers) afin de promouvoir la liquidité et les possibilités de couverture pour les acteurs du marché. Dans ce cadre, la CREG a contribué à l'élaboration d'une réponse commune des régulateurs européens, via le CEER, à la consultation publique de la Commission européenne sur la conception du marché européen de l'électricité.

■ *Gas Working Group*

Le Gas Working Group (GWG) des régulateurs européens de l'énergie se concentre sur les questions relatives aux réseaux européens de transport de gaz et au marché gazier de l'Union européenne. La CREG y occupe le poste de vice-présidente.

Le GWG travaille sur différents aspects en étroite collaboration avec ENTSO-G, GSE et GLE, ainsi qu'avec d'autres acteurs du marché et avec les groupes de travail de l'ACER et du CEER.

En 2023, le GWG du CEER a publié une étude sur le stockage du gaz et un rapport sur les nouvelles infrastructures de GNL.

Le GWG du CEER a également suivi de près le processus législatif concernant le « paquet hydrogène et gaz décarbonés » et le règlement sur les émissions de méthane. En particulier, le GWG du CEER a préparé des dossiers d'information sur les propositions successives de la présidence du Conseil, ainsi que sur les rapports des commissions compétentes du Parlement européen.

Enfin, le GWG du CEER a participé à différentes présentations et en a donné plusieurs au European Gas Regulatory Forum à Madrid.

■ *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 2023 se sont focalisées autour de trois thématiques : la mise en œuvre de REMIT au niveau national, l'évolution des prix sur les marchés énergétiques, 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 sur la gestion de REMIT avec les pays tiers. Un rapport de synthèse a été rédigé et partagé au sein du groupe après que tous les régulateurs ont répondu à ce questionnaire.

Concernant le point sur l'évolution des prix sur les marchés énergétiques, différentes présentations et discussions ont porté sur l'évolution des prix dans les différentes régions européennes.

²⁰² stratégie 2022-2025 - ceer.eu.

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.

■ *Regulatory Benchmarking Workstream*

Le groupe de travail *Regulatory Benchmarking Workstream* (RBM WS) s'est réuni dix fois en 2023.

Les discussions et travaux du groupe ont essentiellement porté sur l'application de l'article 11 de la directive électricité sur les contrats de prix dynamiques et l'implémentation des recommandations du CEER en la matière, l'organisation interne des autorités de régulation nationales et les méthodologies d'évaluation de l'impact réglementaire. Les livrables correspondants ont été réalisés notamment sur la base de questionnaires spécifiques et/ou d'analyses d'études de cas.

Par ailleurs, outre le programme de travail 2024, les initiatives et développements législatifs au niveau européen ont également fait l'objet d'une attention spécifique au sein de ce 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 à 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 2023 à plusieurs ateliers et conférences, comme le Forum citoyen annuel de Dublin organisé par la Commission européenne en format « hybride ».

■ *Distribution Systems Working Group*

Le Distribution Systems Working Group (DSWG) 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 2023, le DSWG a finalisé et publié les documents suivants :

- le « CEER Short paper on the ownership of Storage Facilities in the Electrical Distribution System » présente un guide sur la procédure d'appel d'offres et le processus d'octroi de dérogations, expliquant les conditions dans lesquelles les GRD sont autorisés à posséder, développer, exploiter ou gérer des installations de stockage de l'électricité ;
- le « CEER Report on Electric Vehicles: Network Management and Consumer Protection » présente une vue d'ensemble du développement de la mobilité électrique et des principaux enjeux pour les régulateurs nationaux, en mettant l'accent sur le déploiement des infrastructures de charge, l'intégration de la mobilité électrique dans les systèmes énergétiques et la prise en compte des préoccupations des consommateurs ;
- le « CEER Paper on Alternative Connection Agreements » aborde la problématique croissante de la congestion des réseaux électriques dans de nombreux réseaux de distribution d'électricité européens. Pour pallier ce problème, les GRD peuvent obtenir de la flexibilité par le biais de différentes méthodes. Cette étude se focalise sur l'une de ces méthodes, à savoir les accords de connexion alternatifs, et montre que ces accords peuvent prendre de nombreuses formes et sont déjà utilisés par les GRD en Europe à des degrés divers.

■ Legal Affairs Committee

La CREG joue un rôle actif au sein du *Legal Affairs Committee* (LAC). En 2023, la présidence ainsi que la vice-présidence de ce comité (qui rend compte directement à la CEER General Assembly) ont, comme les années précédentes, été assurées par la CREG.

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.

Sur demande, le LAC fournit également un soutien juridique spécifique à d'autres groupes de travail du CEER.

Il traite en outre des questions juridiques spécifiques des régulateurs nationaux concernant la mise en œuvre de dispositions de la réglementation européenne.

Ainsi, en 2023, le LAC a par exemple traité des questions concernant la collecte de données dans le cadre de REMIT, les pratiques des régulateurs nationaux en matière de certification des gestionnaires de réseau de transport et l'échange d'informations entre régulateurs. Des décisions pertinentes de sanction prises par les régulateurs nationaux y ont par ailleurs été présentées et discutées.

Enfin, en octobre 2023, le LAC a organisé une formation juridique spécialisée de deux jours dispensée par la CEER *Training Academy* et intitulée « *Specialised Training on Legal and Regulatory Challenges in an Evolving EU Energy Framework* » comprenant la visite d'ENTSO-E avec une session Q&A. La CREG a une fois de plus joué un rôle actif dans l'organisation de cette formation.

■ International Relations Group

L'*International Relations Group* (IRG) est le groupe qui, au sein du CEER, entretient des relations avec des collègues des pays tiers et instances internationales dans le domaine de la réglementation de l'énergie. L'objectif principal de la création d'un réseau international est d'échanger les bonnes pratiques réglementaires dans le monde entier et de fournir des conseils spécifiques en la matière aux autorités.

Dans ce cadre, la CREG a contribué à l'élaboration d'une nouvelle stratégie internationale au sein du CEER²⁰³. Cette mise à jour stratégique souligne la volonté de renforcer la collaboration internationale en dehors de l'UE, ce qui permet aussi d'avoir une vue sur les développements politiques et

réglementaires mondiaux et les partenariats avec les régulateurs du monde entier.

En tant que membre de ce groupe, la CREG soutient depuis des années le CEER dans l'accueil de délégations du monde entier. Cependant, en 2023, toujours sous le coup de la pandémie, aucune délégation ne s'est rendue à Bruxelles. La CREG s'est donc limitée à dispenser des formations en ligne et des présentations dans le cadre des sessions de formation internationales.

■ Questionnaires

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

- 1) *Survey for the deliverable 'DSO data exchange relating to flexibility'* ;
- 2) *Survey on Public Price Interventions* ;
- 3) *Questionnaire on Extranet Feedback & New Functionalities* ;
- 4) *First Wave of the Market Monitoring Report Questionnaires* ;
- 5) *Questionnaire on Regulatory Impact Assessment Methodologies* ;
- 6) *Questionnaire on the influence of new LNG terminals on the future EU energy market* ;
- 7) *Second Wave of the Market Monitoring Report surveys* ;
- 8) *NRA training needs for 2024* ;
- 9) *REMIT questionnaire on Target Organisation and REMIT Implementation at national level* ;
- 10) *Questionnaire on gas storage regulation Measures* ;
- 11) *Questionnaire for the 3rd Power Losses report* ;
- 12) *Questionnaire for Cybersecurity Benchmark 2023* ;
- 13) *Survey on prudential regulation* ;
- 14) *CEER 2024 Work Programme – online resource poll* ;
- 15) *Questionnaire on High Market Prices and RES Support Systems* ;

²⁰³ CEER International Strategy 2023 update.

- 16) *Questionnaire on Unsupported RES* ;
- 17) *Survey on NRAs responsibility/tasks/powers in EED/RED and AFIR* ;
- 18) *Questionnaire on the implementation of Terms and Conditions or Methodologies* ;
- 19) *Questionnaire on the barriers to Demand Response*.

Ces questionnaires servent de base pour la rédaction de comptes rendus, *status reviews*, *position papers* et autres documents du CEER et de l'ACER. En plus de fournir une description détaillée des similitudes et des différences entre les États membres, ils fournissent également des informations sur le degré d'application de la législation européenne dans chaque État membre. La Commission européenne se base 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 traditionnellement lieu chaque année à Madrid, constitue une plateforme de concertation pour le développement du marché intérieur européen du gaz naturel. 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 2023, la 37^e édition du forum a eu lieu les 11 et 12 mai.

En raison de l'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 et des tensions géopolitiques accrues, un certain nombre de mesures d'urgence ont été prises dans l'Union européenne à la fin de l'année 2022 pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel. Toutefois, comme il s'agissait de mesures temporaires, le forum s'est surtout concentré sur la question de savoir si ces mesures devaient être supprimées, maintenues ou modifiées dans un avenir proche. La discussion a principalement porté sur les mesures liées au marché du gaz, à savoir la réduction de 15 % de la demande, le taux de stockage imposé pour le 1^{er} novembre de l'année et la plateforme

d'achats communs (AggregateEU). Cette discussion a également porté sur les discussions entre les institutions européennes en vue de finaliser le « *hydrogen & decarbonised gas package* » avant la fin de l'année.

Un nouvel état des lieux des développements européens a été communiqué, qui concerne notamment les propositions de révision de la Commission européenne pour le règlement REMIT, le processus PCI/PMI²⁰⁴ exigeant que les projets de gaz naturel cèdent la place à des projets d'hydrogène, l'élaboration du plan d'action pour le biométhane et la création d'une banque de l'hydrogène pour stimuler la production d'hydrogène vert au sein de l'UE, mais également à l'extérieur. Toutes ces évolutions cadrent avec le déploiement de gaz renouvelables et à faible teneur en carbone sur le marché du gaz. Lors de ce forum, les parties prenantes font toutefois état d'une incertitude entourant la faisabilité de certains objectifs politiques et appellent donc à plus de clarté et de transparence dans l'élaboration de la planification à long terme.

5.7.5. Le European Electricity Regulatory Forum

Le *European Electricity Regulatory Forum*, qui a lieu ces dernières années à Rome, constitue une plateforme de concertation pour le développement du marché intérieur européen de l'électricité. 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 38^e réunion du forum a été organisée les 8 et 9 juin 2023.

Suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022, un certain nombre de mesures d'urgence ont été prises pour le marché de l'électricité afin d'atténuer l'impact des tensions géopolitiques accrues sur les factures des consommateurs finaux. Cependant, comme il s'agissait de mesures temporaires, la Commission européenne a profité du forum pour sonder les participants sur la nécessité de prolonger ces mesures,

tout en indiquant qu'elle n'y était pas favorable. La possibilité d'intervenir sur les prix de détail fait toutefois finalement partie des nouvelles propositions législatives portant modification du modèle de marché existant de l'électricité.

Comme les institutions européennes sont encore en train d'analyser les nouvelles propositions législatives relatives à l'*Electricity Market Design*, les thèmes abordés lors du forum ont porté principalement sur la mise en œuvre du *Clean Energy Package* 2019, qui n'est pas encore totalement terminée. L'objectif de mettre 70 % de la capacité transfrontalière existante à la disposition des acteurs du marché n'est pas atteint et la révision des zones de dépôt des offres est sans cesse reportée. Cela étant dit, la discussion autour de l'*European Resource Adequacy Assessment* (ERAA) évolue positivement et la mise en œuvre de nouvelles tâches et de nouveaux services par les centres régionaux de coordination (CCR) est en bonne voie.

L'adaptation de certains codes de réseau et lignes directrices a également été évoquée. En effet, les processus relatifs aux nouveaux codes de réseau concernant la gestion de la demande et la cybersécurité sont en cours. Les adaptations des lignes directrices sur l'attribution des capacités et la gestion de la congestion seront discutées une fois que les négociations sur les propositions de texte pour la révision du modèle de marché de l'électricité auront été conclues.

5.7.6. Le Citizens' Energy Forum

Le *Citizens' Energy Forum*, qui s'est de nouveau tenu à Dublin en 2023, 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, ONG et acteurs de marché l'occasion de discuter, au sein de groupes de travail, avec des représentants de différents États membres, des régulateurs (dont la CREG) et des acteurs européens clés.

204 PCI/PMI : Project of common interest/Project of Mutual Interest (Questions_and_Answers_on_the_new_list_of_EU_energy_Projects_of_Common_and_Mutual_Interest.pdf).

Le 15^e forum, qui s'est tenu le 9 novembre 2023, a été précédé la veille d'une table ronde régulatoire sur les consommateurs. Il y a été question des diverses mesures prises au cours de la crise énergétique qui a été déclenchée par une contraction de l'approvisionnement en gaz naturel russe, qui a entraîné les prix les plus élevés jamais enregistrés sur les marchés de l'énergie.

Parmi la liste des initiatives législatives et recommandations européennes prévoyant des mesures en faveur des consommateurs, on peut citer le paquet législatif « Fit for 55 » (contenant une définition de la précarité énergétique et le principe d'« *energy efficiency first* »), le paquet « hydrogène et gaz décarbonés » (contenant un copier/coller des droits des consommateurs du marché de l'électricité) et le paquet « *Electricity Market Design* » (contenant les adaptations nécessaires pour mieux faire face aux futures crises énergétiques).

Le bilan des résultats enregistrés en mode de crise semble positif, mais la réduction de la demande et la promotion de l'efficacité énergétique dans les bâtiments restent les principales questions politiques sur lesquelles il faut avancer. Une planification à long terme est nécessaire pour intégrer les sources d'énergie renouvelables disponibles. Une attention doit également être prêtée aux tarifs reflétant les coûts, et à leur impact sur les consommateurs vulnérables.

Le forum en lui-même s'est concentré sur les solutions auxquelles les citoyens ont accès ou qu'ils peuvent adopter pour se positionner sur le marché de l'énergie. Il convient de renforcer les fondements du système énergétique afin de le rendre plus dynamique et de permettre à tous les consommateurs de réduire et gérer leur demande et d'avoir accès à des énergies renouvelables abordables.

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 [dont la CREG] et promoteurs de projets), ainsi que les 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 9^e édition de l'*Energy Infrastructure Forum* a eu lieu les 12 et 13 juin 2023 à Copenhague.

L'invasion de l'Ukraine par la Russie a entraîné un changement brutal dans l'approvisionnement en gaz naturel, ce qui a complètement chamboulé la planification et l'élaboration des projets d'infrastructure. Alors que l'accent était traditionnellement mis sur l'intégration des énergies renouvelables pour parvenir à un système énergétique neutre en carbone d'ici à 2050, l'attention s'est portée sur des initiatives visant à garantir l'approvisionnement énergétique de l'Europe pour le prochain hiver. Face à l'ampleur des investissements, c'est surtout le coût pour les consommateurs qui a été mis en avant par les régulateurs.

La nouveauté du forum a été l'accent mis sur le développement des infrastructures d'hydrogène. Contrairement aux marchés matures tels que le gaz naturel et l'électricité, tous les maillons de la chaîne doivent encore être envisagés ici, la demande étant encore en plein développement. La réutilisation d'infrastructures existantes, une approche *bottom-up*, une planification et un suivi précis semblent être nécessaires à la régulation de ce domaine.

Un aperçu des projets de production d'électricité à partir de sources renouvelables offshore laisse entrevoir l'énorme défi auquel sont confrontés les gestionnaires de réseau pour acheminer cette énergie jusqu'aux clients. Une bonne planification, collaboration et solidarité entre les parties bénéficiaires sont primordiales à cet égard. Une nouvelle stratégie offshore est annoncée par la Commission européenne, mais les régulateurs devront également utiliser tous les outils réglementaires

pertinents, tels que les incitants et les investissements anticipés, pour soutenir les projets d'infrastructure *offshore*.

5.7.8. La CREG et les autres régulateurs nationaux

La CREG a continué à entretenir de bons contacts directs avec ses homologues européens.

En 2023, des réunions de haut niveau ont été organisées avec les régulateurs néerlandais, français et allemand.

La CREG a également collaboré avec les régulateurs français et néerlandais, danois et irlandais pour mettre en œuvre l'accord commercial entre le Royaume-Uni et l'Union européenne. Le développement d'une méthode de *Loose Volume Coupling* qui attribue la capacité aux interconnexions entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale a été le principal projet à cet égard.

Outre ces contacts bilatéraux directs, la CREG a également répondu aux questions des régulateurs des Pays-Bas, de Slovaquie, d'Allemagne, de Chypre, de France, d'Irlande, du Danemark, d'Estonie, de Suède, du Portugal, de Croatie, de Hongrie, de Lituanie et du Royaume-Uni sur divers sujets.

Au niveau régional, la CREG a intégré la région Core en 2023 (pour les interconnexions avec les pays continentaux voisins, à savoir la France, l'Allemagne et les Pays-Bas) pour la poursuite du développement de règles harmonisées d'allocation de 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 d'une fréquence de réseau de 50 Hz. La CREG fait également partie de la région d'exploitation du réseau Europe centrale, qui coordonne la mise en œuvre régionale du règlement SO.

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 et sur l'analyse de son fonctionnement.

Les nouvelles décisions approuvées au sein de la région Core portent sur :

- les règles de répartition pour les capacités à long terme ;
- la modification de la méthodologie de calcul coordonné de la capacité pour l'échéance d'équilibrage ; et
- les modifications de la méthodologie de calcul coordonné de la capacité journalière, afin de mettre en œuvre la méthode d'*Advanced Hybrid Coupling*.

Enfin, grâce à un partenariat stratégique avec la Commission européenne, le réseau francophone des régulateurs de l'énergie a continué à développer 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 2023, 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 sixième assemblée générale.

Le premier atelier de travail, organisé du 11 au 14 juillet 2023, en collaboration avec la Commission européenne, et plus particulièrement avec la Facilité Globale d'Assistance Technique globale de l'Union européenne (TAF) de la Direction générale des partenariats internationaux (DG INTPA), a porté sur le thème de l'électrification hors réseau.

Du 21 au 23 novembre 2023, le réseau a tenu sa sixième assemblée générale et son second atelier de travail conjoint avec la TAF.

L'assemblée générale a été marquée par le passage de la présidence québécoise vers la présidence marocaine et par la nomination congolaise de la première vice-présidence du réseau.

Le second atelier de travail a pour sa part été consacré aux interconnexions énergétiques et à la régulation pour une intégration régionale cohésive.

Des échanges entre la CREG et le régulateur sénégalais (CRSE) ont également eu lieu dans le cadre d'une rencontre bilatérale organisée le 11 mai 2023 dans les locaux de la CREG, portant sur les thèmes suivants : l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), l'application du règlement REMIT et le contrôle des manipulations de marché, l'opération du réseau et le rôle des bourses d'électricité, la dissociation et l'indépendance du gestionnaire du réseau et la tarification des services de réseau.

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 2023, la CREG et la FSMA se sont également rencontrées dans le cadre de discussions sur REMIT II avec la représentation belge au parlement européen.

Enfin, la CREG a participé au forum des régulateurs mis en place par la FSMA ainsi qu'au groupe de travail traitant de questions juridiques mis sur pied lors de ce forum.

5.7.10. La CREG, le Parlement et le gouvernement fédéral

L'excellente relation que la CREG a entretenue en 2023 avec le Parlement fédéral et le gouvernement fédéral s'inscrit dans la lignée des années précédentes. En 2023, 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 21 novembre 2023, après une présentation détaillée, la note de politique générale et la proposition de budget pour l'année 2024 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 au sein du FORBEG en 2023. Six réunions plénières ont été organisées. La présidence a été assurée par la CREG au premier semestre et par BRUGEL au second semestre. En outre, la CREG a assuré la présidence des groupes de travail « échange d'informations », « Europe » et « réseaux de distribution ».

La concertation hebdomadaire lancée avec les régulateurs régionaux en 2022 pour suivre mieux et plus efficacement les problèmes identifiés résultant de la crise énergétique entre les fournisseurs, les responsables d'équilibre et les affréteurs s'est poursuivie au premier semestre 2023. À la mi-2023, il a été décidé de passer à des réunions ad hoc dès que des circonstances particulières l'exigeraient à nouveau.

En 2023, le groupe de travail « échange d'informations » a veillé, comme chaque année, à la publication annuelle conjointe

des quatre régulateurs sur l'évolution du marché belge de l'énergie²⁰⁵. 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 Belgique. Le groupe de travail œuvre également à l'élaboration d'indicateurs relatifs au marché de détail et aux consommateurs pour le gaz et l'électricité, qui sont utilisés par l'ACER et le CEER pour le rapport de monitoring du marché de détail et des consommateurs et par la CREG pour le rapport national belge à l'ACER et à la Commission européenne.

Le groupe de travail « Europe » a tenu huit réunions en 2023. Ce groupe de travail offre un cadre formel afin de permettre à la CREG d'exécuter ses tâches en tant que régulateur national et d'assurer la représentation belge au sein du CEER et de l'ACER. Ce groupe de travail assure une communication générale optimale des dossiers européens entre les quatre régulateurs belges. Il s'est concentré, comme les années précédentes, sur les questions soulevées dans les différents forums européens, l'assemblée générale du CEER et le conseil des régulateurs de l'ACER. Les différentes initiatives législatives de la Commission européenne ont été suivies de près, comme le paquet sur l'hydrogène et le gaz décarboné, l'*electricity market design* et les derniers textes législatifs pris dans le cadre du paquet « fit for 55 ».

Le groupe de travail « réseaux de distribution » vise à informer les régulateurs régionaux des activités du groupe de travail sur la distribution du CEER et de présenter les documents à l'ordre du jour aux régulateurs régionaux afin qu'ils soumettent des commentaires sur ces documents. Il favorise également l'échange d'informations entre les régulateurs belges et européens. En 2023, le groupe de travail s'est réuni huit fois. Les thèmes abordés coïncident avec ceux du groupe de travail « distribution » du CEER (voir point 5.7.3. du présent rapport).

La CREG a également participé aux groupes de travail « électricité », « tarifs », « consommateurs », « gaz », « énergies renouvelables » et « compteurs intelligents » mis en place 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.

Des contacts formels et informels ont eu lieu dans ce cadre entre les deux institutions en 2023 concernant des questions et dossiers spécifiques.

L'ABC et la CREG se rencontrent également au forum des régulateurs et aux réunions du groupe de travail traitant de questions juridiques mis sur pied lors de ce forum institué par la FSMA.

La réunion annuelle prévue en 2023 aura finalement lieu début 2024. Il est prévu d'y aborder notamment REMIT, un système commun sécurisé d'échange d'informations et le plafonnement des recettes de marché des producteurs d'électricité.

5.7.13. La CREG et le monde universitaire belge

En accord avec ses objectifs stratégiques, la CREG entretient une collaboration régulière avec le milieu universitaire belge. Cette collaboration se concrétise par sa participation à des colloques et à des activités scientifiques. De plus, elle offre des exposés magistraux traitant de thématiques en corrélation avec ses domaines d'expertise dans le cadre de cours universitaires.

Depuis 2015, la CREG attribue annuellement un prix au mémoire le plus novateur portant sur l'énergie et en relation avec ses domaines d'expertise. Cette initiative vise à encourager l'innovation et à favoriser le développement du secteur énergétique.

Le prix CREG 2022 fut décerné le 14 juin 2023 à Natan Vermeersch pour son mémoire intitulé « De gunning van offshore domeinconcessies » et à Nicolas Thils pour son mémoire intitulé « Développement d'un outil de machine-learning générique pour la modélisation de production offshore dans le contexte d'études d'adéquation des réseaux électriques ».

5.8. Les finances de la CREG

5.8.1. L'alimentation des fonds

Depuis le 1^{er} janvier 2022, les fonds gérés par la CREG (fonds CREG, Social énergie, Dénucléarisation et Clients protégés électricité et gaz naturel) sont financés par le SPF Finances, prioritairement grâce à ses recettes résultant du droit d'accise spécial sur l'électricité et le gaz naturel. Les moyens reçus par la CREG sont ensuite reversés aux différents bénéficiaires (les C.P.A.S., l'O.N.D.R.A.F. et les entreprises d'énergie).

Cependant, durant l'année 2023, quelques entreprises d'énergie ont encore régularisé avec leurs clients de la dégressivité/exonération portant sur de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel relatives à des fournitures antérieures. Elles en ont demandé le remboursement auprès de la CREG. Les montants suivants ont été comptabilisés après vérifications.

²⁰⁵ Rapport commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique, année 2022, publié le 12 juillet 2023.

Tableau 13 : Montants résiduels de dégressivité/exonération et irrécouvrables régularisés avec les entreprises d'énergie (en €) (Source : CREG)

FONDS	MONTANTS RÉGULARISÉS
Dégressivité électricité	380 887
Dégressivité offshore	946 494
Dégressivité gaz naturel	379 435
Irrécouvrables électricité	130 400
Irrécouvrables gaz naturel	- 52 376 ²⁰⁶
TOTAL	1 784 840

Les moyens nécessaires à ces remboursements ont également été couverts par le SPF Finances.

Conformément à l'article 93 de la loi-programme du 27 décembre 2021, la CREG a réalisé en juin 2023 la régularisation des soldes de cotisation fédérale disponible dans chacun des fonds qu'elle gère. Dans ce cadre, les montants suivants ont été versés à l'État belge.

Tableau 14 : Régularisation des soldes des fonds avec l'État belge (en €) (Source : CREG)

FONDS	MONTANTS RÉGULARISÉS
CREG	8 889 248
Gaz à effet de serre	29 931 212
Kyoto JI/CDM	15 109 329
Social énergie	12 764 977
Clients protégés électricité	9 906 770
Clients protégés gaz naturel	4 134 353
Dénucléarisation	129 939
TOTAL	80 865 828

Ces différents montants ont été versés au SPF Finances, à l'exception des soldes des fonds gaz à effet de serre et Kyoto JI/CDM qui ont été versés au SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement²⁰⁷, responsable de la politique environnementale.

Après la clôture annuelle de leurs comptes 2022, les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont transmis à la CREG le relevé certifié de la différence entre leurs produits et leurs charges de cotisation fédérale électricité. Il ne s'agit plus que de factures de régularisation/corrections portant sur le passé. En 2023, la CREG a ainsi régularisé avec l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution leurs surplus de cotisation fédérale électricité. Les montants suivants ont ainsi été perçus au second semestre par les quatre fonds liés à la cotisation fédérale.

Tableau 15 : Répartition entre les fonds gérés par la CREG des surplus de cotisation fédérale électricité des gestionnaires de réseau de distribution (en €) (Source : CREG)

FONDS	2023	2022	2021
CREG	25 677	931 695	761 459
Dénucléarisation	166 187	6 030 214	5 168 504
Social énergie	70 714	2 565 907	2 216 828
Clients protégés	268 082	9 727 584	7 935 957
TOTAL	530 660	19 255 399	16 082 748

Ces montants résiduels sont nettement inférieurs aux montants des années précédentes. Ils feront l'objet d'une régularisation ultérieure avec le SPF Finances.

Enfin, différentes mesures ont à nouveau été prises en 2023 pour contrer les effets négatifs de la hausse des prix de l'énergie. Citons :

- la prolongation de l'extension du tarif social aux clients BIM durant les deux premiers trimestres de l'année ;
- la prolongation de l'octroi d'un forfait de base énergie pour le premier trimestre ;
- un financement complémentaire en faveur du fonds social énergie ;
- une avance au profit des entreprises d'énergie du tarif social clients classiques durant les deux premiers trimestres de l'année.

Le coût de ces mesures a été supporté par le budget de l'État. La CREG a ainsi reçu les sommes nécessaires du SPF Économie et du SPF Finances avant de les reverser aux bénéficiaires. Une description détaillée des montants est reprise ci-après pour chaque fonds concerné.

5.8.2. Les fonds

A. Le fonds CREG

Lors de sa séance plénière du 22 décembre 2022, la Chambre des représentants a fixé à 24 345 973 € le montant destiné à couvrir les frais de fonctionnement de la CREG pour l'année 2023. Ce montant comprend notamment 4 118 512 € pour couvrir les coûts liés à la nouvelle mission « Surprofits » (voir le point 3.1.1.3 du présent rapport annuel).

B. Le fonds social énergie

Pour l'année 2023, 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 a été indexé et s'élève à 69 604 552 €. Une partie du coût de l'indexation, à savoir 3,4 millions d'euros, a été couverte par le budget de l'État, via le SPF Économie. Seuls 66 204 552 € ont ainsi été appelés auprès du SPF Finances.

²⁰⁶ Ce solde est en faveur de la CREG.

²⁰⁷ Ces soldes particuliers avaient été spécifiquement budgétés en recette par le SPF Santé publique dans le Budget des Voies et Moyens 2023.

Le fonds a également bénéficié d'un complément de 20 000 000 € provenant d'une partie du surplus dégagé dans le cadre de la régularisation de la prime chauffage forfaitaire de 100 €²⁰⁸ (voir point E ci-après).

Au terme de l'exercice, le solde du fonds s'élève à 20 122 170 €.

C. Le fonds dénucléarisation

Pour l'année 2023, le montant annuel de 69 000 000 € destiné à l'O.N.D.R.A.F. afin de lui permettre de réaliser l'assainissement des passifs nucléaires BP1 et BP2 a été augmenté de 45 000 000 €²⁰⁹, passant ainsi à 114 000 000 €. En outre, un montant supplémentaire de 14 000 000 €²¹⁰ a été prévu pour le financement de la dénucléarisation du réacteur BR3. Tous ces montants ont été appelés auprès du SPF Finances et ensuite versés à l'O.N.D.R.A.F.

Au terme de l'exercice, le solde du fonds s'élève à 148 698 €.

D. Le fonds gaz à effet de serre et Kyoto JI/CDM

Dans le cadre de la régularisation avec l'État belge, les soldes des fonds gaz à effet de serre et Kyoto JI/CDM (45 040 541 €) ont été régularisés avec le SPF Santé publique. Ces deux fonds ont ensuite pu être définitivement clôturés.

E. Les fonds clients protégés électricité et gaz naturel

Pour l'année 2023, les demandes de remboursement du tarif social classique accordé en 2022 et introduites par les entreprises d'énergie en 2023 se sont élevées à 241 484 498 € pour l'électricité et 428 181 013 € pour le gaz naturel²¹¹.

Durant l'année 2023, plusieurs mesures ont à nouveau été prises par le gouvernement. D'une part, l'extension du tarif social accordée aux clients BIM²¹² a été prolongée durant les deux premiers trimestres. D'autre part, les ménages ont reçu (comme en 2022), via leurs entreprises d'énergie, un forfait de base énergie supplémentaire de 61 € par mois pour l'électricité et de 135 € par mois pour le gaz naturel²¹³. Notons également que des avances pour les tarifs sociaux accordés en 2023 par les entreprises d'énergie à leur clientèle classique leur ont été versées durant les deux premiers trimestres par

la CREG grâce aux montants complémentaires que le SPF Finances lui a versés²¹⁴.

Enfin, rappelons que 480 000 000 € ont été versés en 2022 par la CREG aux entreprises d'électricité en vue de l'octroi de la prime chauffage forfaitaire de 100 €²¹⁵. Ces entreprises d'électricité n'ont réellement fait usage que de 435 666 300 €. La CREG a ainsi récupéré 44 333 700 € auprès de ces entreprises. De ce montant, 20 000 000 € ont été transférés vers le fonds social énergie²¹⁶ (voir point B ci-avant). Le solde pourrait servir à couvrir, en 2024²¹⁷, les frais administratifs encourus par les fournisseurs dans le cadre de l'octroi de cette prime chauffage forfaitaire de 100 € et du forfait de base énergie.

Au terme de l'exercice, le solde du fonds clients protégés électricité s'élève à 26 733 453 € et le solde du fonds clients protégés gaz naturel s'élève à 2 816 137 €.

Tableau 16 : Coût des mesures gouvernementales 2023 (en €) (Source : CREG)

MESURES	ÉLECTRICITÉ	GAZ NATUREL	TOTAL
Extension tarif social BIM (1 ^{er} trim. 2023)	87 500 000	209 300 000	296 800 000
Extension tarif social BIM (2 ^e trim. 2023)	11 000 000	20 700 000	31 700 000
Forfait de base énergie (1 ^{er} trim. 2023)	620 700 000	823 800 000	1 444 500 000
Avance tarif social classique (1 ^{er} trim. 2023)	87 600 000	209 400 000	297 000 000
Avance tarif social classique (2 ^e trim. 2023)	10 900 000	20 600 000	31 500 000
TOTAL	817 700 000	1 283 800 000	2 101 500 000

208 Loi du 22 décembre 2023 portant sur le financement complémentaire du fonds social pour le gaz et l'électricité (Moniteur belge du 19 janvier 2024).

209 Arrêté royal du 26 janvier 2023 fixant et augmentant le montant prévu pour le financement des passifs nucléaires BP1 et BP2 pendant l'année 2023 (Moniteur belge du 10 février 2023).

210 Arrêté royal du 26 janvier 2023 fixant le montant prévu pour le financement du quart de la dénucléarisation du réacteur BR3 au passif technique du Centre d'Étude de l'Énergie Nucléaire pendant l'année 2023 (Moniteur belge du 10 février 2023).

211 Arrêté royal du 15 septembre 2023 déterminant les montants pour 2023 des fonds destinés au financement du coût réel résultant de l'application de prix maximaux pour la fourniture d'électricité (242 000 000 €) et de gaz naturel (429 000 000 €) aux clients protégés résidentiels (Moniteur belge du 27 septembre 2023).

212 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), tel que confirmé par la loi du 6 novembre 2023 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et portant confirmation de cinq arrêtés royaux sur l'énergie (Moniteur belge du 24 novembre 2023) ; Arrêté royal du 11 juin 2023 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 15 juin 2023).

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

214 Arrêtés royaux du 12 décembre 2022 et du 11 juin 2023 susmentionnés.

215 Chapitre 5 de la loi du 28 février 2022 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 8 mars 2022).

216 Loi du 22 décembre 2023 susmentionnée.

217 Projet d'arrêté royal fixant les modalités de détermination du coût de l'intervention des fournisseurs lors de l'octroi des primes fédérales d'électricité et de gaz.

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

Ce fonds, dont le solde était déjà nul à la fin de l'exercice précédent²¹⁸, a été définitivement clôturé en 2023.

5.8.3. Les comptes 2023

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

Un nouveau comité de direction a été nommé en septembre 2023. Le coût de la procédure de sélection de ses nouveaux membres a été supporté par la CREG²¹⁹.

Les charges totales de la CREG pour l'exercice 2023 s'élèvent à 22 408 653 € et les produits s'élèvent à 26 339 925 €. L'exercice 2023 se termine dès lors avec un bénéfice de 3 931 272 €, dont 2 710 050 € sont associés au secteur de l'électricité et 1 221 222 € sont associés au secteur du gaz naturel. Le détail des charges et des produits est repris au tableau 19.

Tableau 17 : Résultat de l'exercice en comptabilité générale 2023 (en €) (Source : CREG)

Produits	(a)	26 339 925
Charges	(b)	22 408 653
Résultat	(c) = (a) – (b)	3 931 272

La régularisation de ce bénéfice comptable aura lieu en 2025, lorsque la CREG appellera son besoin de financement de l'année 2025 auprès du SPF Finances.

Au 31 décembre 2023, le total du bilan, consolidé avec les fonds, s'élevait à 87 182 710 € (voir tableau 20).

Le tableau suivant présente une synthèse du compte d'exécution du budget de la CREG (Business As Usual) et de la mission « Surprofits » pour laquelle la CREG avait reçu une enveloppe spéciale de 4 118 512 € lors de l'approbation de son budget 2023 par la Chambre. Les dépenses pour cette mission se sont élevées à 2 161 354 €. Ce montant ne comprend cependant pas les frais de personnel des conseillers repris sur le pay-roll de la CREG et qui ont travaillé sur le dossier « Surprofits ». Ceux-ci sont repris dans le montant de 18 631 152 €.

Tableau 18 : Synthèse du compte d'exécution du budget 2023 (en €) (Source : CREG)

MISSIONS	BUDGET	DÉPENSES	SOLDE
CREG	20 227 461	18 631 152	1 596 309
Surprofits	4 118 512	2 161 354	1 957 158
TOTAL	24 345 973	20 792 506	3 553 467

218 Voir Rapport annuel 2022 de la CREG, p. 93.

219 Arrêté royal du 16 avril 2023 modifiant l'arrêté royal du 13 juillet 2012 relatif à la procédure de nomination et au statut du président et des membres du comité de direction de la commission de régulation de l'électricité et du gaz et modifiant l'arrêté royal du 3 mai 1999 fixant les règles applicables au président et aux membres du comité de direction de la commission de régulation de l'électricité et du gaz en matière d'incompatibilités et de conflits d'intérêts (Moniteur belge du 20 avril 2023).

Tableau 19 : Compte de résultats au 31 décembre 2023 (en €) (Source : CREG)

	2023	2022
Frais de personnel	14 685 471	12 881 408
Rémunérations et charges	14 083 603	13 312 390
Variation provision indemnités de fin de mandat des membres du comité de direction	- 238 659	136 096
Variation provision pécules de vacances	24 318	97 381
Personnel intérimaire	362 649	0
Frais de recrutement	99 382	5 687
Formations continues, séminaires	51 382	48 152
Frais de voiture des membres du personnel	302 796	281 703
Sous-total « Frais de personnel »	14 685 471	12 881 408
Experts externes	1 736 137	851 341
Études externes	974 622	516 383
Service de communication	14 322	23 450
Traducteurs, réviseur, secrétariat social	118 174	129 559
Assistance juridique recours en justice	629 018	181 950
Frais généraux	3 603 804	1 923 011
Loyer locaux et charges communes	980 974	912 371
Parkings	58 253	56 767
Entretien locaux et sécurité	141 991	130 294
Support et maintenance du matériel	1 758 728	275 888
Documentation	189 479	131 515
Téléphone, poste, Internet	21 446	18 274
Fournitures de bureau	7 564	4 757
Frais de réunions et de représentation	64 551	37 390
Frais de déplacement (y compris à l'étranger)	8 910	8 224
Affiliations à des associations	46 062	45 302
Assurances, taxes et divers	325 847	302 229

	2023	2022
Amortissements	546 633	377 649
Amortissements sur immobilisations corporelles	546 633	377 649
Frais financiers	10 582	7 207
Autres	7 880	7 207
Transfert vers les fonds irrécouvrables et cotisation fédérale	2 702	0
Ajustement de la réserve légale	1 826 025	0
Réserve électricité	1 259 957	0
Réserve gaz naturel	566 068	0
Sous-total « Frais de fonctionnement »	7 723 181	3 159 207
TOTAL DES CHARGES	22 408 653	16 040 616
Produits (accises et redevances)	22 277 194	15 978 454
Accises électricité et gaz naturel	26 195 311	21 425 027
Transfert des fonds irrécouvrables électricité et gaz naturel	2 655	20 117
Régularisation CREG électricité exercice n	- 2 710 050	- 5 406 336
Régularisation CREG gaz naturel exercice n	- 1 221 222	- 61 854
Redevances diverses	10 500	1 500
Produits financiers	38 703	4 101
Produits des actifs circulants	38 703	4 092
Autres produits financiers	0	9
Produits divers et exceptionnels	92 756	58 061
Autres produits exceptionnels	92 756	58 061
TOTAL DES PRODUITS	22 408 653	16 040 616
RÉSULTAT DE L'EXERCICE	0	0

Tableau 20 : Bilan au 31 décembre 2023 (en €) (Source : CREG)

ACTIF	2023	2022
ACTIFS IMMOBILISÉS		
Immobilisations incorporelles et corporelles	1 125 311	1 153 446
Aménagement bâtiment	45 590	62 509
Mobilier et matériel roulant	82 764	63 373
Matériel informatique	996 958	1 027 565
Immobilisations financières	720	785
Cautions diverses	720	785
ACTIFS CIRCULANTS		
Créances à un an au plus	287 746	352 908 028
Créances commerciales	0	2 447
Autres créances	-14 472	352 523 763
Créances des fonds	302 218	381 818
Placements de trésorerie et valeurs disponibles	64 946 536	95 567 632
Fonds CREG	14 055 226	17 106 363
Fonds social énergie	118 026	9 319 639
Fonds gaz à effet de serre	0	29 745 039
Fonds dénucléarisation	166 186	20 957
Fonds Kyoto JI/CDM	0	15 006 481
Fonds clients protégés électricité	46 761 665	12 304 517
Fonds clients protégés gaz naturel	2 773 396	11 281 392
Fonds dégressivité électricité	370 347	138 725
Fonds dégressivité offshore	379 329	103 397
Fonds dégressivité gaz naturel	322 285	90 568
Fonds irrécouvrables électricité	0	263 893
Fonds irrécouvrables gaz naturel	0	186 380
Caisses	0	280
Virements internes/émis	76	0
Comptes d'attente et de régularisation	20 822 397	1 033 447
TOTAL DE L'ACTIF	87 182 710	450 663 338

PASSIF	2023	2022
CAPITAUX PROPRES		
Bénéfice reporté	1 314 222	1 314 222
Réserve sectorielle CREG	6 086 493	4 260 648
Électricité	4 199 680	2 939 723
Gaz	1 886 813	1 320 745
PROVISIONS		
Indemnités de fin de mandat des membres du comité de direction	698 311	936 970
DETTES		
Dettes à un an au plus	3 860 366	3 492 413
Dettes commerciales	885 333	580 971
Dettes fiscales, salariales et sociales	2 975 033	2 911 441
Dettes diverses	51 193 500	431 345 614
Fonds social énergie	20 122 170	12 816 206
Fonds gaz à effet de serre	0	29 745 039
Fonds dénucléarisation	148 698	136 713
Fonds Kyoto JI/CDM	0	15 006 481
Fonds clients protégés électricité	26 733 453	157 624 247
Fonds clients protégés gaz naturel	2 816 137	215 445 922
Fonds dégressivité électricité	370 347	138 725
Fonds dégressivité surcharge offshore	411 446	103 397
Fonds dégressivité gaz naturel	324 641	90 493
Fonds irrécouvrables électricité	264 181	229 263
Fonds irrécouvrables gaz naturel	2 426	9 129
Comptes d'attente et de régularisation	24 029 819	9 313 652
TOTAL DU PASSIF	87 182 710	450 663 338

5.8.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur les comptes annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

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 troisième 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 2023, ainsi que le compte de résultats pour l'exercice clos à cette date, dont le total du bilan s'élève à € 87.182.710 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, du 6 décembre 2022 (électricité et gaz naturel) et aux articles de la loi programme du 27 décembre 2021 concernant spécifiquement la CREG, relatifs au financement de la Commission et de ses fonds.

À notre avis, ces comptes donnent une image fidèle du patrimoine et de la situation financière de la CREG au 31 décembre

2023, 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 12 mars 2024

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 2023

(B)656G/50 6.04.2023	Décision sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de transport pour les années 2024-2027, ainsi que sur les rabais, multiplicateurs et facteurs saisonniers applicables aux tarifs de réseau de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium SA pour la période 2024-2027
(B)656G/51 29.06.2023	Décision sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2022
(B)656G/52 21.12.2023	Décision sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs des services de stockage pour les années 2024-2027
(B)657G/25 15.05.2023	Décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2022
(B)657G/26 22.06.2023	Décision sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge
(B)658E/80 9.02.2023	Décision sur les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027
(B)658E/83 6.07.2023	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 2022
(B)658E/84 12.10.2023	Décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2024 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/85 9.11.2023	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour la période régulatoire 2024-2027
(B)658E/86 14.12.2023	Décision sur le plan d'innovation de la SA Elia Transmission Belgium pour la période régulatoire 2024-2027 dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26, §§ 2 et 3 de la méthodologie tarifaire
(B)658E/87 30.11.2023	Décision sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée 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 2024
(B)1442/12 10.08.2023	Décision sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector Ltd pour la période du 1 ^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022
(B)2121/5 16.11.2023	Décision sur les tarifs d'équilibrage dans la zone de marché intégré BELUX pour la période du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024
(R)2129/2 1.06.2023	Lignes directrices précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement – version 2
(A)2271 20.04.2023	Avis sur la proposition d'Elia Transmission Belgium SA du 16 juin 2021 de modification de ses lignes directrices définissant le concept de modernisation substantielle
(RA)2305/12 23.03.2023	Rapport sur l'évolution des prix en mars 2023 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros

(RA)2305/13 19.07.2023	Rapport sur l'évolution des prix en juillet 2023 des différents produits sur le marché de détail par rapport aux prix de gros
(Z)2370 2.02.2023	● Cas REMIT Redispatching en Allemagne – Rapport d'enquête préliminaire et prochaines étapes
(Z)2339/1 2.02.2023	● Closure of REMIT cases
(B)2378/2 10.08.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour les capacités liées [confidentiel]
(B)2379/2 10.08.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2380/2 10.08.2022	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2381/2 10.08.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour les capacités liées [confidentiel]
(B)2382/2 10.08.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour les capacités liées [confidentiel]
(B)2383/2 10.08.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2451 2.03.2023	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, plus précisément [confidentiel]
(B)2453 18.10.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2454 18.10.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2455 18.10.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2456 18.10.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2457 18.10.2023	● Décision relative à la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour l'unité de marché de capacité [confidentiel]
(B)2489 9.03.2023	● Décision relative à la modernisation d'une installation de consommation de la [confidentiel] située sur le site [confidentiel] (remplacement des disjoncteurs de tête au secondaire du transformateur 150kV/6kV)
(Z)2494 11.01.2023	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 1 ^{er} trimestre 2023
(B)2497 9.03.2023	Décision sur la révision des méthodologies et des conditions pour le responsable d'équilibre ou « les T&C BRP » par la CREG dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre
(C)2498 26.01.2023	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

(C)2498/2 23.05.2023	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
(A)2501 18.01.2023	Avis sur le projet d'arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité
(A)2504 10.01.2023	Avis relatif au projet d'arrêté royal imposant une obligation d'offrir afin d'assurer la capacité d'équilibrage positive mFRR dont le gestionnaire de réseau a besoin pour disposer pendant l'hiver 2022 - 2023 au profit de l'équilibre du réseau et donc aussi de la sécurité et de la fiabilité du réseau conformément l'article 32 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
(Z)2505 26.01.2023	Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2022
(A)2506 18.01.2023	Avis relatif au maintien d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel par Uniper Global Commodities SE
(E)2507 18.01.2023	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à Belgian Eco Energy SA
(C)2508 1.02.2023	Proposition de paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère Y4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028
(A)2509 1.02.2023	Avis relatif à la proposition de paramètres d'enchère du rapport du gestionnaire de réseau pour l'enchère Y4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028
(A)2510 26.01.2023	Avis relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'un avenant à l'autorisation de transport A323-548 du 29/03/1972 pour la pose d'une nouvelle partie de conduite de transport de gaz en détournement de la canalisation existante DN110 BP (Marbehan – Lambiotte)
(B)2511 28.02.2023	Décision sur le modèle de déclaration à introduire par les débiteurs du prélèvement instauré dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité
(F)2512 16.02.2023	Étude contenant une proposition de scénario de référence pour la mise aux enchères ponctuelle en 2023 couvrant la période de fourniture 2024-2025
(F)2513 18.10.2023	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 2022
(A)2514 2.02.2023	Avis concernant le projet d'arrêté royal portant modification des arrêtés royaux du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité / de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge
(A)2515 9.02.2023	Avis relatif à l'indépendance de madame Els Neiryck en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset
(C)2516 30.03.2023	Proposition d'adaptation de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement
(A)2517 16.02.2023	Avis portant sur un projet d'arrêté royal relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement et l'exploitation des grandes installations de stockage d'énergie
(RA)2518 16.02.2023	Huitième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée
(A)2519 2.03.2023	Avis relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'une autorisation de transport A323-4102 pour la régularisation d'une conduite de transport de gaz naturel à Anvers, Scheldelaan

(B)2520 6.04.2023	Décision sur la détermination du solde du coût de service publique pour le financement de l'achat des attestations verts fédérales pour l'année 2022
(Z)2521 27.04.2023	Rapport comparatif des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2022
(A)2522 9.03.2023	Avis sur le projet d'arrêté royal portant modification des 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)2525 26.05.2023	Décision relative à la modernisation d'une installation de consommation de [confidentiel] (remplacement du transformateur n°1 150/30 kV)
(B)2526 30.03.2023	Décision relative aux conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire
(B)2527 30.03.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium de modifier les conditions générales des contrats types pour la responsabilité de la programmation sur le réseau de transport (OPA), la responsabilité de la planification des indisponibilités sur le réseau de transport (SA), les services d'équilibrage FCR, les services d'équilibrage mFRR et les services de reconstitution (RSP)
(B)2528 23.03.2023	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition introduite par la SA Balansys de modification du contrat d'équilibrage, code d'équilibrage et le programme d'équilibrage
(Z)2529 16.03.2023	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 2 ^e trimestre 2023
(A)2530 16.03.2023	Avis concernant des pistes visant à réformer le tarif social
(A)2531 30.03.2023	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
(E)2532 23.03.2023	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture d'électricité à Eneco Belgium NV
(B)2534 30.03.2023	Décision relative à la dérogation accordée à la SA Fluxys Belgium en application de l'article 14.7 du règlement 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz naturel, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontaliers de gaz naturel
(A)2535 23.03.2023	Avis sur le projet d'arrêté royal modifiant l'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
(A)2536 6.04.2023	Avis relatif à l'avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, plus particulièrement l'insertion des troisième à cinquième points dans un nouveau paragraphe 1/1 inséré à l'article 9 de cette loi
(F)2537 1.06.2023	Étude relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité – rapport de monitoring 2022
(B)2538 19.07.2023	Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia dans le cadre du dimensionnement dynamique de l'aFRR
(A)2539 20.04.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Eneco Belgium NV
(A)2540 6.04.2023	Avis de la CREG relatif à la modification proposée par Elia de l'article 23 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

(B)2541 20.06.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2542 15.05.2023	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, de modifications de la méthodologie de répartition de la capacité d'échange entre zones
(C)2543 20.04.2023	Proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité
(A)2544 20.04.2023	Avis relatif à un projet de proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, transmis par Elia le 13 octobre 2021
(A)2545 20.04.2023	Avis sur le projet d'arrêté royal fixant les modalités de détermination du coût, pour les entreprises d'électricité et de gaz, de l'activité relative à la prime fédérale d'électricité et de gaz et de leur intervention pour sa prise en charge
(B)2546 11.05.2023	Décision établissant les Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de Capacité
(B)2547 6.07.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2548 6.07.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de consommation au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2549 6.07.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production d'électricité sur le réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(A)2550 15.05.2023	Avis relatif à la demande de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne dans les espaces marins (Bligh Bank) octroyée à la SA Belwind par arrêté ministériel du 5 juin 2007 et modifiée par arrêtés ministériels du 5 février 2009, du 10 septembre 2012, du 12 mai 2015 et du 11 septembre 2015
(B)2551 26.05.2023	Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approuver 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 services du réseau de transport de gaz naturel
(B)2552 26.05.2023	Décision relative à la détermination des soldes des obligations de service public réserve stratégique et CRM pour l'année 2022
(E)2553 1.06.2023	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à TotalEnergies Power & Gas Belgium SA
(B)2554 17.05.2023	Décision abrogeant partiellement la décision (B)2433 du 19 juillet 2022, abrogeant la décision (B)2497 et relative à la demande de modification des T&C BRP
(B)2555 29.06.2023	Décision relative à la fixation des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) à appliquer pour les années 2023, 2024 et 2025
(RA)2556 15.05.2023	Neuvième rapport de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée
(B)2557 8.06.2023	Décision relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA de contrat-type pour des services de reconstitution (à l'exclusion de la partie II - Conditions générales) pour la période 2024-2026

5. La CREG

(B)2558 8.06.2023	Décision relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA de procédures d'appel d'offres pour des services de reconstitution (services de black-start) pour la période 2024-2026
(B)2559 7.07.2023	Décision sur le modèle de déclaration à introduire par les débiteurs du prélèvement instauré dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité
(B)2561 7.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de consommation au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2562 7.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production d'électricité locale au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2563 7.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2564 14.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie locale et une unité de production d'électricité locale au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(A)2566 29.06.2023	● 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 2022
(A)2567 13.07.2023	Avis sur la détermination du montant minimal annuel de la contribution de répartition, applicable pour une période de trois ans, soit les années 2023, 2024 et 2025
(A)2568 8.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour la construction et l'exploitation d'une grande installation de stockage d'énergie d'une capacité de 200 MW sur le site de Vilvoorde, sur le territoire de la commune de Vilvoorde
(A)2569 15.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour la prolongation de la durée de vie de la centrale TGV existante d'une capacité de 385 MW sur le site de Vilvoorde dans la commune de Vilvoorde et pour l'exploitation de la centrale à gaz située sur le site de Vilvoorde dans la commune de Vilvoorde, en mode TGV, d'une capacité de 385 MW et en cycle ouvert d'une capacité de 259,8 MW
(A)2570 8.06.2023	Avis relatif à l'indépendance de madame Roberte Kesteman en tant qu'administrateur indépendant au sein du conseil d'administration de Fluxys Belgium SA
(B)2571 22.06.2023	Décision relative à la demande d'approbation du programme de terminalling GNL modifié, du règlement d'accès GNL modifié, du règlement d'accès GNL modifié, du contrat GNL modifié pour le chargement de camions GNL et du règlement d'accès GNL modifié pour le chargement de camions
(A)2572 15.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Edison S.p.A.
(Z)2573 8.06.2023	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 3 ^e trimestre 2023
(A)2574 8.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour l'installation d'un système de stockage par batterie d'une puissance maximale de 80 MW dans les communes de Drogenbos et Sint-Pieters-Leeuw
(A)2575 15.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Electrabel SA pour l'établissement et l'exploitation d'un système de stockage par batterie d'une puissance maximale de 100 MW sur le site de Kallo dans les communes de Beveren et Zwijndrecht
(B)2576 6.07.2023	Décision relative à la fixation du facteur de correction pour la période du 1 ^{er} octobre 2023 au 30 septembre 2024 en vue de déterminer le prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Rentel
(A)2577 15.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Patronale Solar SA couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 75 MW sur le site de Harmignies situé sur le territoire de Harmignies (Mons)

(A)2578 15.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Patronale Solar SA couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 75 MW situé sur le territoire de la ville de Sambreville
(C)2579 7.09.2023	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 2028-2029
(C)2580 7.09.2023	Proposition de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026
(RA)2581 29.06.2023	● Rapport sur la vérification des revenus et des coûts réels de la centrale nucléaire de Tihange 1 pour la période du 1 ^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 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
(C)2582 5.10.2023	Proposition d'arrêté royal relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables pour l'électricité produite par les installations visées à l'article 6/3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, et à l'octroi de garanties d'origine pour cette électricité
(C)2582/2 10.11.2023	Proposition adaptée d'arrêté royal relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables pour l'électricité produite par les installations visées à l'article 6/3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, et à l'octroi de garanties d'origine pour cette électricité
(A)2583 15.06.2023	Avis relatif à un projet d'arrêté royal déterminant les catégories de consommateurs visées à l'article 22bis, § 2, de la loi électricité, et à l'article 15/25, § 2, de la loi gaz, dans le cadre de la norme énergétique
(B)2584 13.07.2023	Décision d'approbation de l'étude relative à la détermination du facteur d'émission CO ₂ pour la Belgique fondé sur le marché
(A)2585 29.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Weerts Energy SA couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 170 MW sur le territoire de la commune de La Louvière
(A)2586 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Storm 67 BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Bruges
(A)2587 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Storm 90 BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Langerlo
(A)2588 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Storm 91 BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 200 MW sur le territoire de la commune de Ruien
(A)2589 22.06.2023	Avis sur le projet d'arrêté royal fixant les modalités de détermination du coût, pour les entreprises d'électricité et de gaz naturel, des activités relatives à la prime fédérale d'électricité et de gaz et de leur intervention pour sa prise en charge
(F)2590 14.09.2023	Étude des prix négatifs sur les marchés journaliers
(A)2591 29.06.2023	Avis relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels
(B)2593 14.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2594 21.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(Z)2595 22.06.2023	Note sur le formulaire d'évaluation du fonctionnement du CRM
(A)2596 29.06.2023	Avis relatif au projet de loi portant financement complémentaire des objectifs prévus à l'article 6, deuxième alinéa de la loi du 4 septembre 2002 visant à confier aux centres publics d'aide sociale la mission de guidance et d'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies

5. La CREG

(A)2597 29.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de La Louvière
(A)2598 29.06.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 25 MW sur le territoire de Grâce-Hollogne (Liège)
(A)2599 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Tongres
(A)2600 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 25 MW sur le territoire de la commune de Bornem
(A)2601 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Kontich
(A)2602 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 100 MW sur le territoire de la commune de Beersel
(A)2603 6.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à Prologis Belgium GS BV couvrant l'établissement et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 50 MW sur le territoire de la commune de Grimbergen
(B)2604 29.06.2023	Décision sur la plainte en réexamen introduite par Luminus contre la décision (B)656G/50 du 6 avril 2023 sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de transport pour les années 2024-2027, ainsi que sur les rabais, multiplicateurs et facteurs saisonniers applicables aux tarifs de réseau de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium SA pour la période 2024-2027
(F)2605 29.06.2023	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 - mars 2023
(A)2606 19.07.2023	Avis sur le projet d'arrêté royal établissant le déroulement de la procédure de mise en concurrence, les conditions et la procédure d'octroi des concessions domaniales et les conditions générales d'utilisation des parcelles pour la construction et l'exploitation d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique
(B)2607 13.07.2023	Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du contrat standard de raccordement - client final
(B)2608 7.09.2023	Décision relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Fluxys Belgium, de la proposition de modification du Contrat standard de raccordement Producteur local
(B)2609 24.08.2023	Décision relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 8 ^e période (14.12.2023 - 13.12.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Norther
(B)2610 19.07.2023	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition révisée de contrat type de capacité introduite par Elia Transmission Belgium
(A)2611 14.09.2023	Avis relatif au projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des exigences minimales applicables aux outils de comparaison des offres des fournisseurs et définissant la procédure d'octroi d'un label de confiance
(B)2612 28.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production d'électricité sur le réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2613 28.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production d'électricité locale au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2614 21.09.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie, plus précisément [confidentiel]

(B)2615 24.08.2023	Décision relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 6 ^e période (05.10.2023 -04.10.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Northwester 2
(A)2616 13.07.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Luminus NV
(B)2617 10.08.2023	Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR) dans le cadre d'un plafond de coût relatif pour l'achat de capacité d'équilibrage aFRR
(Z)2618 19.07.2023	Note sur l'évaluation ex post de l'impact du changement de méthode de calcul des composantes énergie de référence pour le 2 ^e trimestre 2023
(Z)2619 19.07.2023	Note concernant les conditions de certification et les critères d'évaluation pour la désignation d'un opérateur du réseau de transport d'hydrogène conformément respectivement aux articles 10 et 11 de la loi relative au transport d'hydrogène par canalisations
(A)2625 19.07.2023	Avis relatif à l'indépendance de madame Roberte Kesteman en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA
(A)2626 19.07.2023	Avis relatif à l'indépendance de monsieur Bernard L. Gustin en tant qu'administrateur indépendant au sein des conseils d'administration d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA
(B)2627 12.10.2023	Décision relative à la demande d'approbation de l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités allemandes au CRM belge, introduite par Elia Transmission Belgium
(B)2628 12.10.2023	Décision relative à la demande d'approbation de l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités néerlandaises au CRM belge, introduite par Elia Transmission Belgium
(B)2629 18.10.2023	Décision relative à la demande d'approbation de l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités françaises au CRM belge et pour la participation des capacités belges au CM français, introduite par Elia Transmission Belgium
(C)2630 31.08.2023	Proposition de scénario de référence pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026
(C)2631 31.08.2023	Proposition de scénario de référence pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029
(B)2632 26.10.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2633 26.10.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(A)2634 24.08.2023	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle à SA Eneco Wind Belgium couvrant l'établissement et l'exploitation d'un projet de stockage d'énergie d'une puissance maximale de 50 MW situé à Ville-sur-Haine, sur le territoire de la ville du Roeulx
(B)2635 9.11.2023	Décision relative à la proposition adaptée d'Elia Transmission Belgium SA des règles de suspension et de rétablissement des activités de marché et des règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage en cas de suspension des activités de marché
(B)2636 7.09.2023	Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approuver la proposition de modification de l'annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel
(A)2637 14.09.2023	Avis relatif à la demande d'EPEX SPOT SE de désignation en qualité d'opérateur désigné du marché d'électricité (NEMO)
(A)2639 31.08.2023	Avis relatif à un avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en ce qui concerne la double tarification

5. La CREG

(B)2640 14.09.2023	Décision relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 6 ^e période (03.12.2023 - 02.12.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Mermaid
(B)2641 14.09.2023	Décision relative à la fixation du facteur de correction portant sur la 6 ^e période (03.12.2023 - 02.12.2024) pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations de la concession domaniale de Seastar
(B)2642 14.09.2023	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition introduite par la SA Balansys de modification du code d'équilibrage et du programme d'équilibrage
(Z)2643 7.09.2023	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 4 ^e trimestre 2023
(B)2644 18.10.2023	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 2024
(A)2645 14.09.2023	Avis relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'un avenant à l'autorisation de transport en vigueur A322-297 du 18 avril 1969
(A)2646 14.09.2023	Avis relatif au maintien d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel par Uniper Global Commodities SE
(A)2647 21.09.2023	Avis sur l'avant-projet de loi portant l'introduction d'une prime tarif social
(A)2648 21.09.2023	Avis relatif au maintien d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel par OMV Gas Marketing & Trading Belgium BV
(B)2651 26.10.2023	Décision établissant l'existence d'une infraction par Elia à l'article 4 de REMIT
(A)2652 5.10.2023	Avis sur la demande introduite par Elia Asset SA pour la construction et l'exploitation d'installations nécessaires au transport d'électricité, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction, pour le Modular Offshore Grid II
(C)2653/X 30.09.2023	● Propositions de fixation du montant du prélèvement au profit de l'Etat sur les recettes excédentaires pour le débiteur X et pour le période de prélèvement du 1 ^{er} août 2022 au 31 décembre 2022
(B)2654 26.10.2023	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 2024
(B)2655 16.11.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une installation de stockage d'énergie au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(B)2658 14.12.2023	Décision relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production d'électricité au réseau de transport, plus précisément [confidentiel]
(F)2659 5.10.2023	Étude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2022
(Z)2660 12.10.2023	Note sur l'évaluation ex post de l'impact du changement de méthode de calcul des composantes énergie de référence pour le 3 ^e trimestre 2023
(Z)2661 18.10.2023	Rapport annuel de monitoring concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée
(B)2662 9.11.2023	Décision relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Rentel SA et Total Energies Power & Gas Belgium SA

(Z)2663 26.10.2023	Note de politique générale pour l'année 2024
(B)2664 9.11.2023	Décision relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Seamade SA et Eneco Energy Trade BV pour l'électricité produite par les installations dans la concession domaniale de Mermaid
(B)2665 9.11.2023	Décision relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Seamade SA et Eneco Energy Trade BV pour l'électricité produite par les installations dans la concession domaniale de Seastar
(B)2666 16.11.2023	Décision relative à l'approbation de la modification contractuelle relative aux Power Purchase Agreements entre Norther SA et Norden BE BV et entre Norther SA et Electrabel SA
(B)2672 16.11.2023	Décision relative à l'approbation de la modification du contrat concernant le Power Purchase Agreement entre Northwester 2 SA et RWE Supply & Trading GmbH
(B)2673 23.11.2023	Décision relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre Elia Transmission Belgium et Rentel SA
(B)2674 23.11.2023	Décision relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts du parc éolien offshore Mermaid entre Elia Transmission Belgium SA et Seamade SA
(B)2675 23.11.2023	Décision relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts du parc éolien offshore Seastar entre Elia Transmission Belgium SA et Seamade SA
(B)2676 23.11.2023	Décision relative à l'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre Elia Transmission Belgium SA et Norther SA
(B)2677 23.11.2023	Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat d'achat de certificats verts entre Elia Transmission Belgium SA et Northwester 2 SA
(A)2678 26.10.2023	Avis sur la proposition de loi modifiant la loi-programme du 27 décembre 2004 en vue d'annuler l'augmentation des accises décidée par le gouvernement fédéral et d'interdire d'augmenter les taxes sur l'énergie
(B)2679 26.10.2023	Décision relative à la validation des résultats de la Mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité 2027-2028, organisée par Elia Transmission Belgium
(C)2680/X 21.12.2023	● Propositions de fixation du montant du prélèvement au profit de l'Etat sur les recettes excédentaires pour le débiteur X et pour le période de prélèvement du 1 ^{er} janvier 2023 au 30 juin 2023
(A)2681 26.10.2023	Avis relatif à un projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions et modalités de participation par les détenteurs de capacité étrangère indirecte à la procédure de pré-enchère et à la procédure de préqualification conformément à l'article 7 ^{undecies} , § 8, alinéa 1 ^{er} , 3 ^o , de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
(B)2682 7.12.2023	Décision sur la demande d'approbation de la SA Fluxys Belgium de la proposition de modification du contrat standard de stockage, du glossaire de définitions, des annexes B, D1 et H1 du règlement d'accès au stockage et du programme de services pour le stockage
(B)2684 30.11.2023	Avis sur la proposition de plan de défense du réseau révisé d'Elia Transmission Belgium SA, en ce compris les listes des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité et les mesures/conditions associées
(B)2685 30.11.2023	Avis sur la proposition de plan de reconstitution révisé d'Elia Transmission Belgium SA, en ce compris les listes des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité et les mesures/conditions associées
(A)2686 16.11.2023	Avis sur le projet d'arrêté royal établissant les critères pour évaluer le nombre de ménages en situation de précarité énergétique
(B)2687 7.12.2023	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)2688 30.11.2023	Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des méthodologies, modalités et conditions pour le responsable d'équilibre ou les « T&C BRP » dans le cadre de l'accès à la plateforme européenne mFRR
(B)2689 16.11.2023	Avis relatif à la demande de l'ASBL Vinçotte relative au renouvellement de l'agrément en tant qu'organisme de contrôle, en application de l'article 3, § 2 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
(B)2692 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2693 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] relative à la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2694 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] concernant la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2695 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] concernant la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2696 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] concernant la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2697 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] concernant la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2698 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] concernant la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2699 14.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] concernant la fourniture du service de puissance réactive à la SA Elia Transmission Belgium en 2024
(B)2700 16.11.2023	● Décision sur le rapport ex ante d'Elia Transmission Belgium relatif à l'utilisation du revenu de congestion pour les années 2024 et 2024 visé à l'article 19(1) du règlement (UE) 2019/943
(B)2704 23.11.2023	Décision relative à la demande d'approbation d'un amendement à l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités allemandes au CRM belge, introduite par Elia, Amprion, TenneT, TransnetBW et 50Hertz
(B)2705 23.11.2023	Décision relative à la demande d'approbation d'un amendement à l'accord TSO-TSO pour la participation des capacités néerlandaises au CRM belge, introduite par Elia Transmission Belgium et TenneT
(A)2706 23.11.2023	Avis relatif à la possibilité, pour les fournisseurs d'énergie et gestionnaires de réseaux de distribution, d'obtenir le remboursement des frais occasionnés par l'octroi de certaines primes énergétiques fédérales
(A)2707 30.11.2023	Avis relatif à la demande de SA Fluxys Belgium d'une autorisation de transport A323-4546 pour le raccordement au réseau de l'installation de biométhane de Green Logix
(RA)2709/1 30.11.2023	Rapport intermédiaire sur l'enquête relative à l'application de l'arrêté royal du 9 décembre 2021 fixant les autres exigences minimales auxquelles doivent répondre les factures et les informations relatives à la facturation de gaz et d'électricité
(A)2710 30.11.2023	Avis sur un projet d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 6 juin 2022 fixant les prix maximaux sociaux pour la fourniture de chaleur aux clients résidentiels protégés et sur un projet d'arrêté ministériel modifiant les arrêtés ministériels du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz / d'électricité aux clients résidentiels protégés
(B)2711 21.12.2023	● Décision imposant une obligation de service public à [confidentiel] relative à la fourniture du service de black-start à la SA Elia Transmission Belgium pour la période 2024-2026

(Z)2712 07.12.2023	Note concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 1 ^{er} trimestre 2024
(F)2716 21.12.2023	Étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2022
(Z)2717 14.12.2023	Note relative au processus décisionnel actuel de la CREG pour l'octroi d'un raccordement avec accès flexible au réseau de transport fédéral
(A)2718 21.12.2023	Avis sur l'avant-projet de loi portant l'introduction d'une prime tarif social
(A)2719 21.12.2023	Avis sur un projet d'arrêté royal fixant les modalités de détermination du coût de l'intervention des fournisseurs lors de l'octroi des primes fédérales d'électricité et de gaz
(Z)2720 21.12.2023	Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2023
(A)2721 21.12.2023	Avis relatif à un projet d'arrêté royal portant les conditions et modalités de participation par les détenteurs de capacité étrangère indirecte à la procédure de pré-enchère et à la procédure de préqualification organisées dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

- 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

Ilse Tant
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles

Mise en page

www.inextremis.be

Illustrations

www.stock.adobe.com

Photo du personnel

Hyacinthe Arthurs - arthurs-h.be

