

Note

(Z)2505

26 janvier 2023

Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2022

établie en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et en application de l'article 15/14, §2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
PREAMBULE.....	3
1. électricité.....	4
1.1. Prélèvement d'électricité	4
1.2. Production d'électricité.....	6
1.3. Echanges d'électricité.....	8
1.4. Interconnexions.....	12
1.5. Equilibrage.....	14
2. Gaz naturel	16
2.1. Flux de gaz naturel transfrontaliers et consommation de gaz naturel	16
2.2. Stockage	19
2.3. GNL	21
2.4. Marché à court et à long terme	23
3. Conclusion	25

PREAMBULE

Dans la présente note, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) dresse un aperçu succinct des principales évolutions sur les marchés de gros belge de l'électricité et du gaz en 2022. Cette note est établie dans l'attente de la finalisation dans les prochains mois des études plus détaillées sur les marchés de gros réalisées annuellement par la CREG.

Un historique des années précédentes est fourni dans la mesure du possible, afin que le lecteur puisse mieux comprendre les évolutions sur les marchés de gros.

Certaines données n'ont pas encore été validées et sont donc susceptibles d'être modifiées.

Le comité de direction de la CREG a approuvé la présente note lors de sa réunion du 26 janvier 2023.

1. ÉLECTRICITÉ

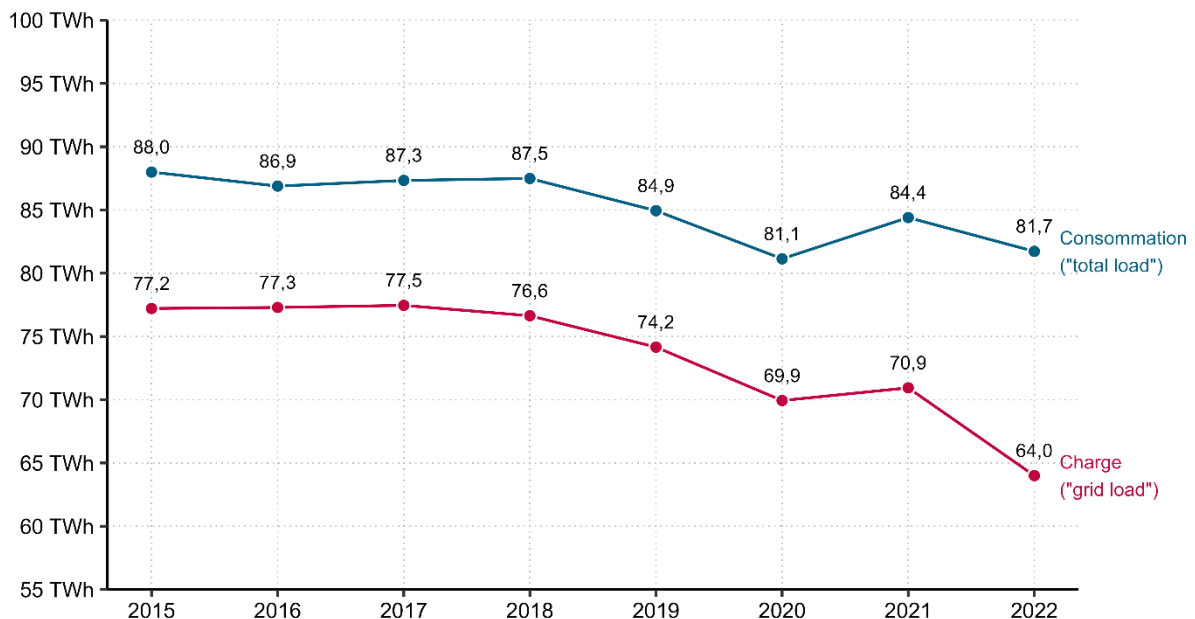
1.1. PRÉLÈVEMENT D'ÉLECTRICITÉ

1. Après une augmentation en 2021 par rapport à la forte baisse due au contexte spécifique de la pandémie de covid-19 et des mesures de confinement adoptées consécutivement, tant le prélèvement que la charge du réseau de transport diminuent à nouveau en 2022. Cette diminution confirme la tendance à la baisse observée à plus long terme.

2. La prélèvement total s'est élevé à 81,7 TWh (une baisse de 3,2 % par rapport à 2021, alors qu'une augmentation de 4,1 % par rapport à 2020 avait été enregistrée), la charge du réseau de transport était de 64,0 TWh (une baisse de 9,7 % par rapport à 2021, alors qu'une augmentation de 1,4 % par rapport à 2020 avait été enregistrée). La charge du réseau de transport diminue donc beaucoup plus que la consommation totale. Cela s'explique par la forte augmentation de la production locale d'électricité non mesurée, consommée sur place, qui n'est pas incluse dans la charge du réseau de transport mais dont les estimations sont incluses dans le prélèvement total, provenant en particulier des installations photovoltaïques (voir également section 1.2).

Prélèvement d'électricité du réseau de transport

Consommation totale annuelle et charge du réseau de transport d'Elia (en TWh)



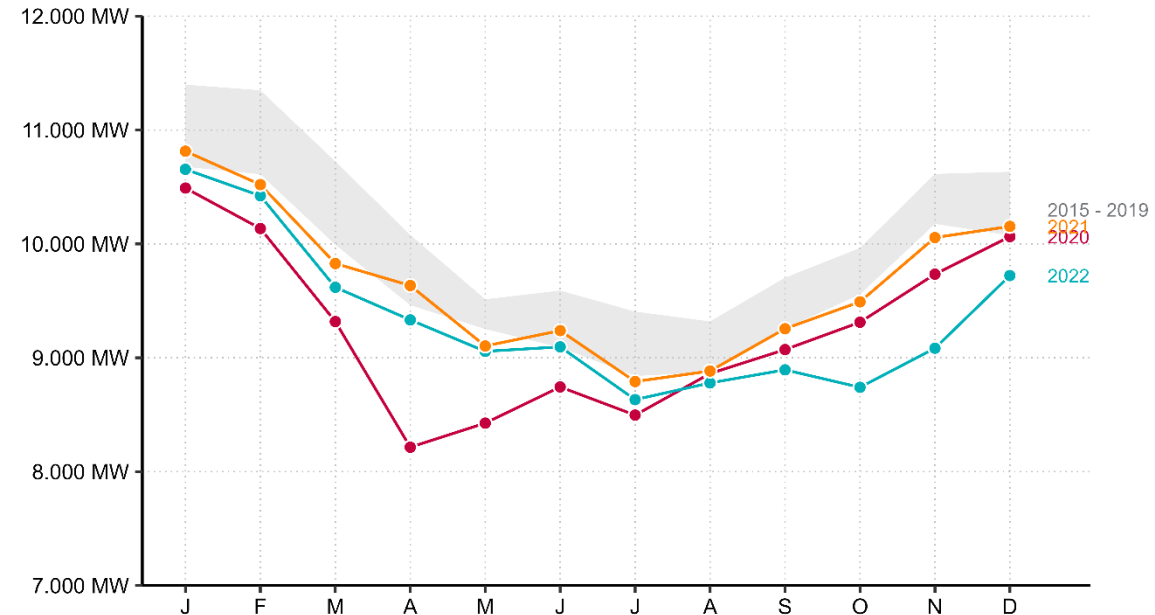
Source: calculs CREG sur base des données Elia

Figure 1 Prélèvement d'électricité du réseau de transport

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

Profil annuel de prélèvement d'électricité

Moyennes mensuelles des prélèvements d'électricité ("total load") sur le réseau de transport d'Elia (en MW), par an



Source: calculs CREG sur base des données Elia

Figure 2 Profil annuel du prélèvement d'électricité

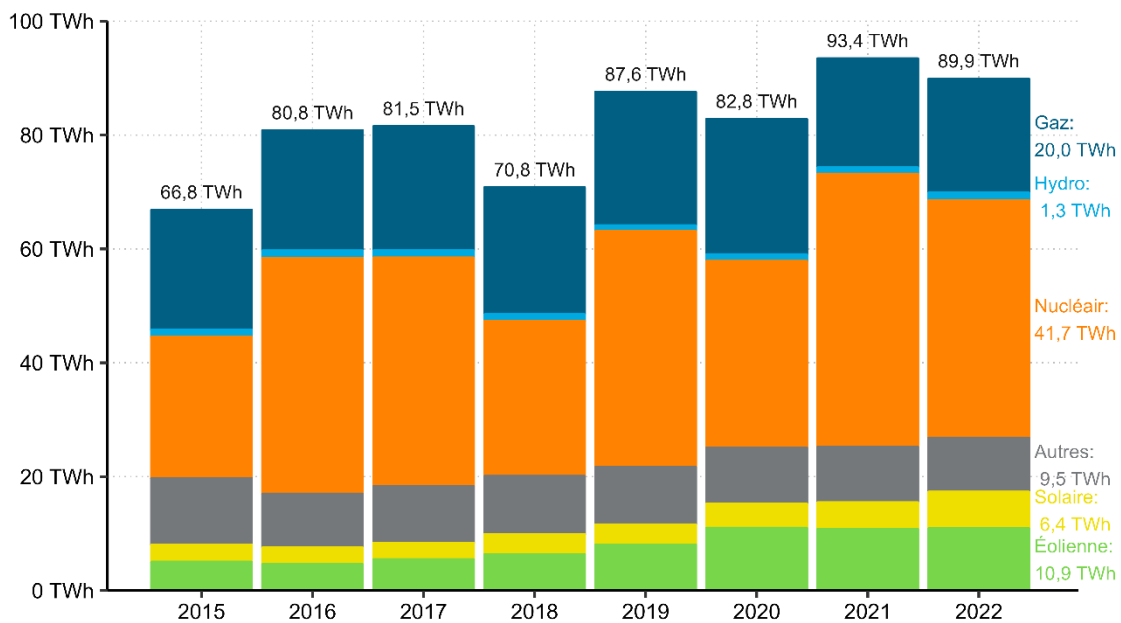
1.2. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

4. Les centrales électriques belges ont produit 89,9 TWh en 2022, soit une légère baisse (-3,8 %) par rapport à la quantité record de 2021, où 93,4 TWh ont été produits dans la zone de réglage belge¹. La production nucléaire a diminué par rapport à l'année précédente, en raison d'un certain nombre d'indisponibilités temporaires et de la mise à l'arrêt définitive de Doel 3 à la fin du mois de septembre. La production à partir de sources renouvelables (énergie solaire et éolienne provenant de parcs éoliens onshore et offshore) a augmenté pour atteindre 17,3 TWh (19,2 % de la production totale d'électricité) en 2022. L'évolution des volumes annuels d'électricité produite par technologie de production est présentée dans la Figure 3.

5. Les volumes élevés d'électricité produite, combinés à la baisse relative de la demande d'électricité (section 1.1), a entraîné d'importantes exportations d'électricité vers les pays voisins (notamment la Grande-Bretagne et la France, voir également la section 1.4).

Électricité produite

Évolution de la production d'électricité totale annuelle par technologie de production (en TWh)



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Entso-E Transparency Platform

Figure 3 Electricité produite

6. La Figure 3 ci-dessus montre les fluctuations annuelles de la production par technologie. Pour visualiser les changements par catégorie en 2022 par rapport à l'année précédente 2021, la Figure 4 montre étape par étape comment la production totale a évolué de 93,3 TWh en 2021 à 89,9 TWh en 2022. Le principal facteur de la baisse de la production est le recul de la production nucléaire : elle a diminué de 6,2 TWh en un an (à 41,7 TWh). Malgré la situation tendue sur les marchés (internationaux) du gaz, la production d'électricité à partir de gaz naturel a légèrement augmenté, de 0,9 TWh, par rapport à 2021. En ce qui concerne les énergies renouvelables, la production des centrales photovoltaïques, en particulier, a augmenté de 1,7 TWh, soit une hausse considérable de 37,2 % par rapport à 2021. Cette forte augmentation est due à une augmentation de la capacité installée, d'une

¹ Les chiffres de la production d'électricité sont basés sur les données de l'Entso-E Transparency Platform (« ETP », datasets 16.1.B_C) et donc pas sur les injections CIPU mesurées et rapportées par Elia. Les données de l'ETP comprennent les mesures des unités de production. Lorsque ces mesures ne sont pas disponibles (par exemple, pour les petites unités de production), des estimations sont utilisées.

part, et à de meilleures conditions météorologiques, d'autre part, ce qui entraîne une meilleure utilisation de la capacité installée.

Évolution du mix de production

Comparaison de la production d'électricité par technologie entre 2021 et 2022 (en TWh)

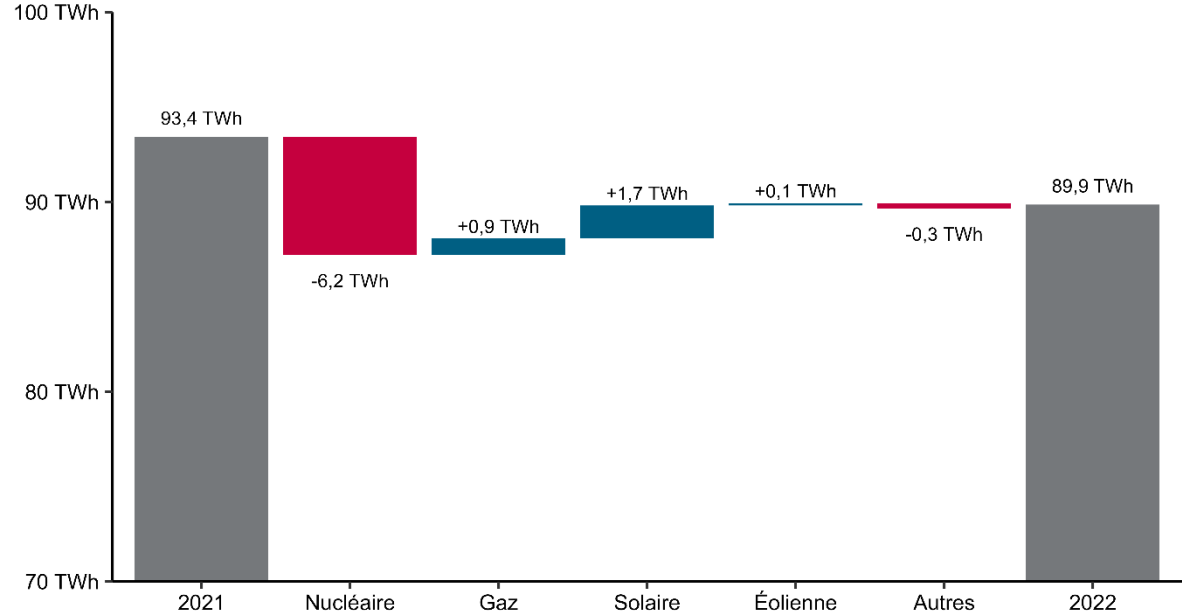


Figure 4 Evolution du mix de production

1.3. ECHANGES D'ÉLECTRICITÉ

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

Évolution historique des prix day-ahead

Moyennes mensuelles des prix day-ahead en Belgique et dans les zones d'enchères voisines (en €/MWh)

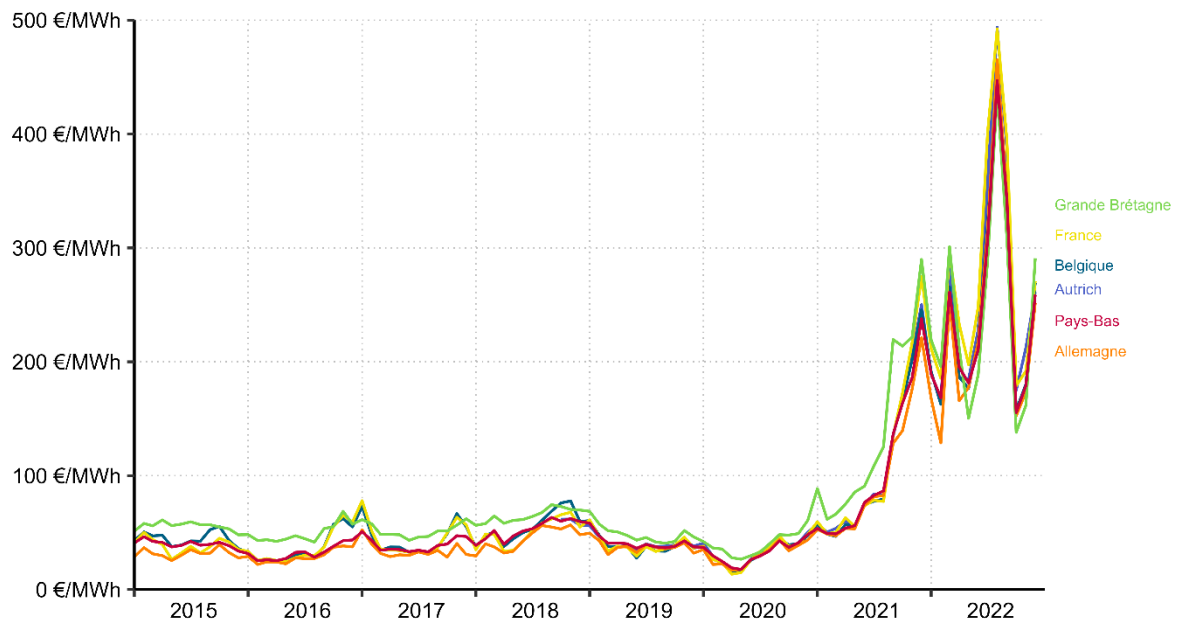


Figure 5 Evolution historique des prix day-ahead

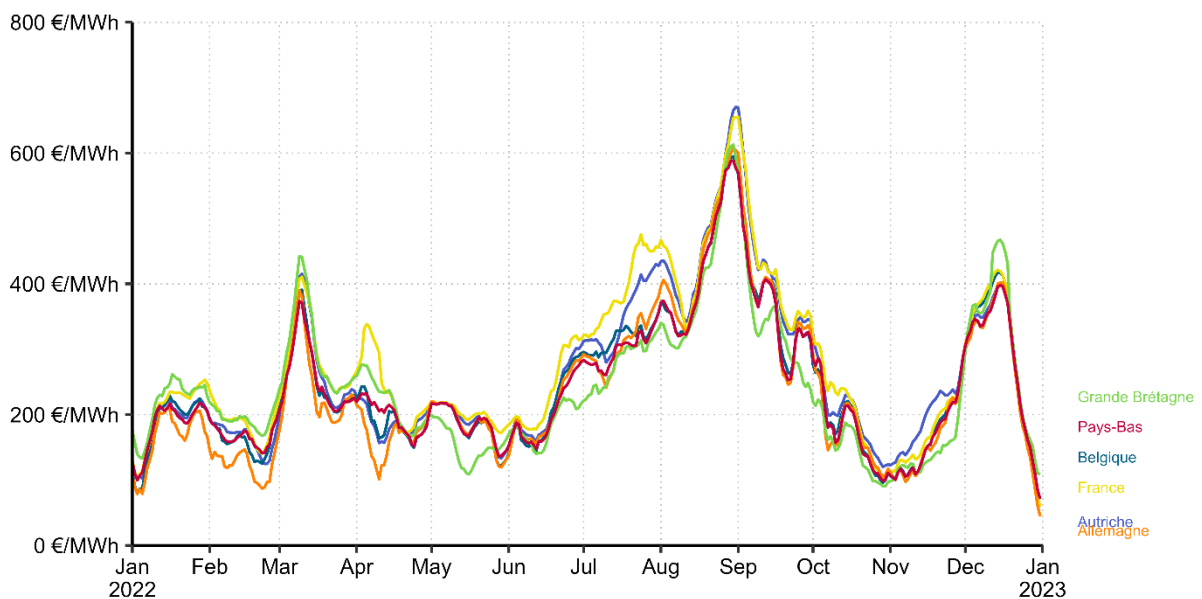
² Notamment Etude(F)2442 sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité

8. La **Figure 6** montre l'évolution des prix day-ahead (en utilisant une moyenne mobile des valeurs journalières) tout au long de 2022. Cette figure montre clairement que, malgré le niveau constamment élevé de ces prix, on peut distinguer trois grandes périodes de prix très élevés :

- **Début mars** : peu après l'invasion de l'Ukraine par la Russie, les prix moyens ont brièvement atteint des niveaux proches de 400 €/MWh, sous l'effet d'une hausse rapide des prix du gaz et du charbon, et ce malgré une très forte baisse des prix des quotas d'émission de CO₂.
- **Fin août** : en raison de conditions météorologiques exceptionnelles, l'approvisionnement en électricité dans plusieurs États membres européens était sous pression suite à l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires (France), de lignite (Allemagne) et d'hydroélectricité (Europe centrale et Scandinavie), ce qui, combiné aux prix élevés du gaz et du charbon, s'est traduit par les prix moyens de l'électricité les plus élevés jamais observés.
- **Début décembre** : des conditions météorologiques plus froides que la moyenne, combinées à un faible vent (et donc à une faible production des éoliennes), ainsi qu'à la hausse des prix du CO₂, ont entraîné une nouvelle hausse des prix de l'électricité à des niveaux avoisinant les 300 €/MWh.

Évolution des prix day-ahead en 2022

Moyenne mobile sur 7 jours des prix day-ahead moyens quotidiens en Belgique et dans les zones de dépôt des offres voisines (en €/MWh)



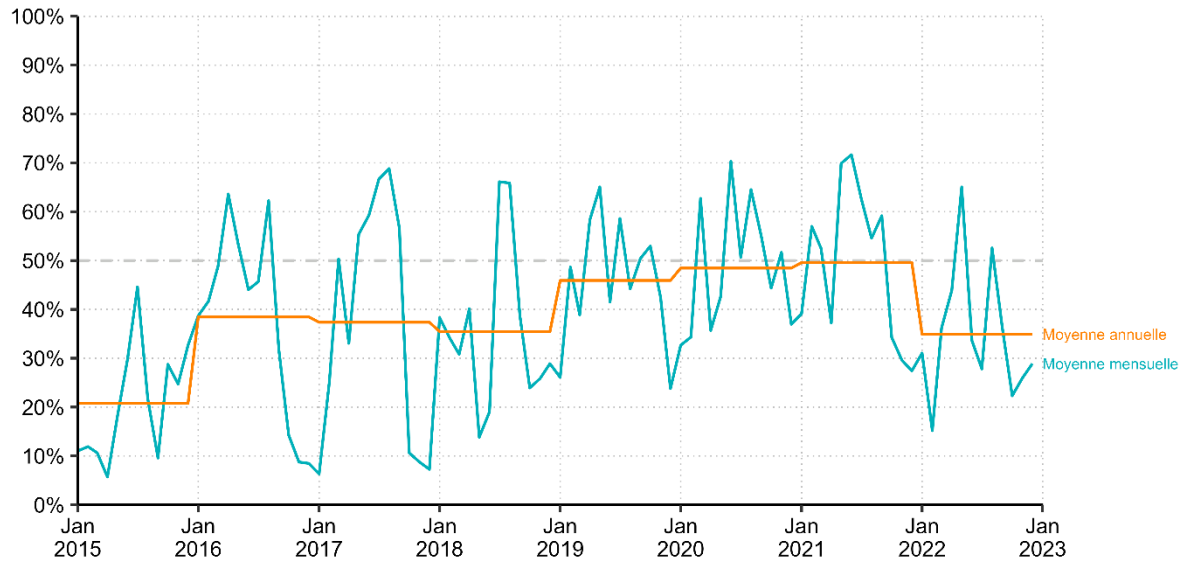
Source: calculs CREG sur base des données EPEX SPOT

Figure 6 Evolution des prix day-ahead en 2022

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

Convergence des prix sur les marchés day-ahead

Part moyenne mensuelle et annuelle des heures avec convergence des prix entre les zones de dépôt des offres CWE (BE, NL, FR, DE et AT)



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

Source: calculs CREG sur base des données EPEX SPOT

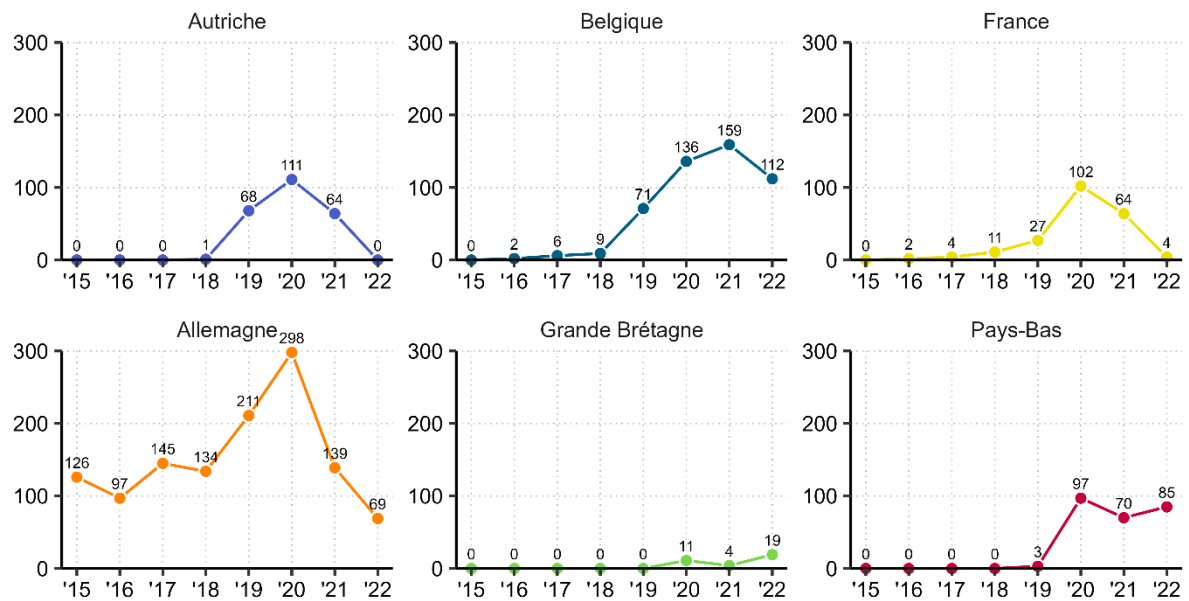
Figure 7 Convergence des prix sur les marchés day-ahead

³ La convergence des prix est définie ici comme la situation où les prix entre toutes les zones de dépôt des offres de l'ancienne région CWE (Belgique, Pays-Bas, Allemagne-Luxembourg, France et Autriche) ne diffèrent pas de plus de 1 €/MWh.

10. De tous ses pays voisins, la Belgique reste la zone de dépôt des offres présentant le plus grand nombre d'heures pendant lesquelles des prix négatifs ont été établis sur le marché day-ahead. Pendant 112 heures (1,3 % du temps), le prix de compensation sur le marché day-ahead lié belge était négatif. Il s'agit d'une baisse par rapport à l'année précédente, où ce phénomène s'était produit pendant 159 heures. Dans de nombreux pays voisins, tels que l'Autriche, la France et l'Allemagne, le nombre d'heures présentant des prix négatifs a fortement diminué - seuls les Pays-Bas et la Grande-Bretagne ont connu de modestes augmentations. Ces tendances sont résumées dans la Figure 8.

Prix négatifs sur les marchés day-ahead

Évolution du nombre annuel d'heures avec des prix day-ahead négatifs pour la Belgique et ses pays voisins



Source: calculs CREG sur base des données EPEX SPOT

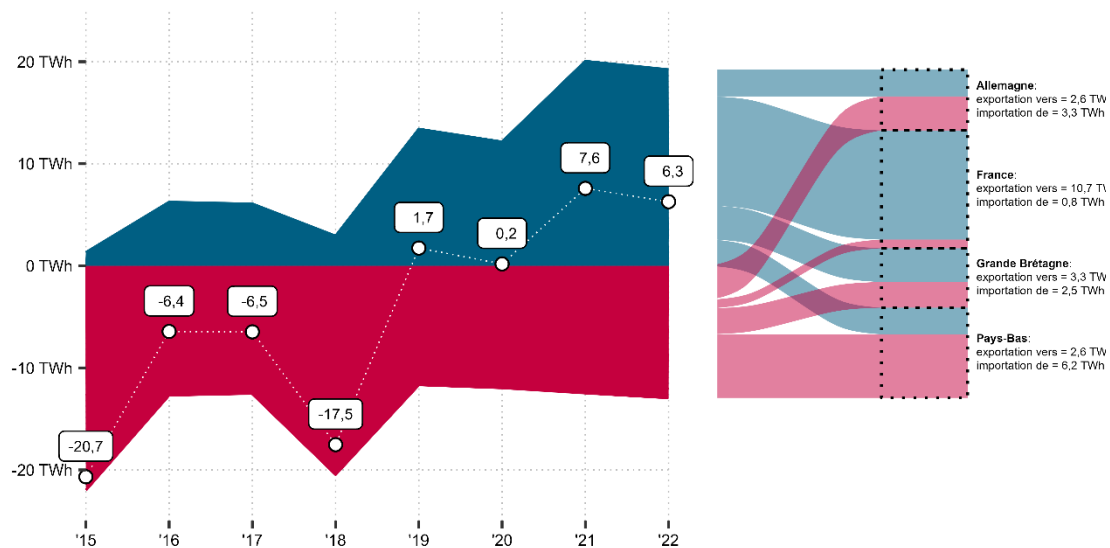
Figure 8 Prix négatifs sur les marchés day-ahead

1.4. INTERCONNEXIONS

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

Flux d'électricité sur les interconnexions belges

Évolution des flux d'importation et d'exportation physiques totaux depuis 2015 (gauche) et décomposition par frontière en 2022 (droite)



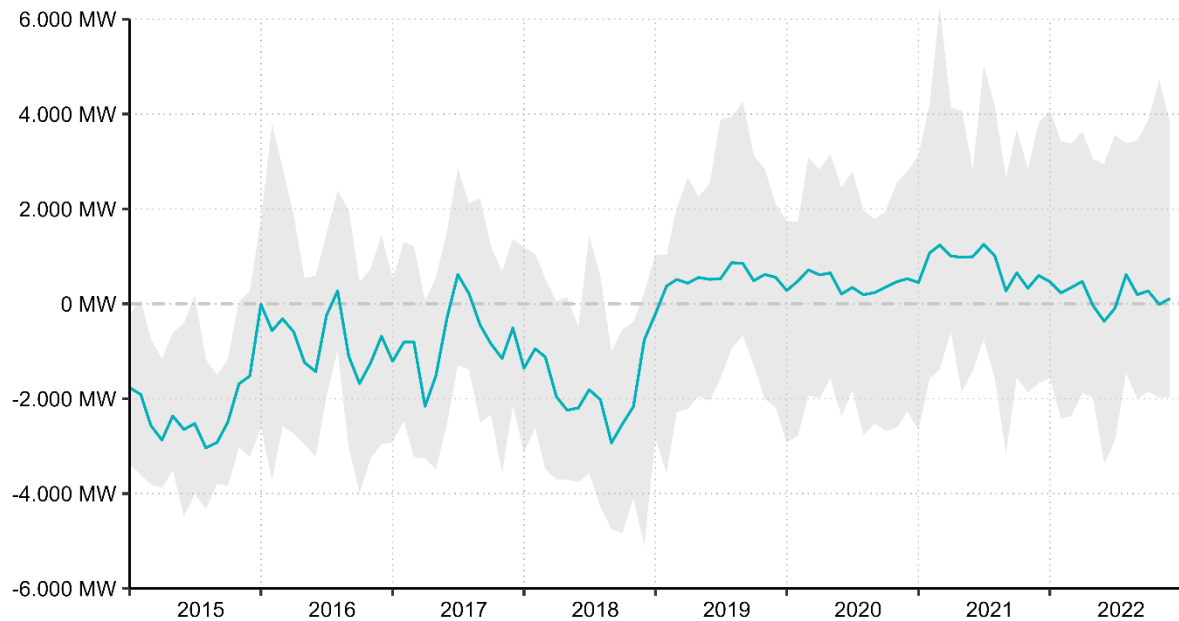
Source: calculs CREG sur base des données Entso-E Transparency Platform

Figure 9 Flux d'électricité sur les interconnexions belges

12. A l'exception des mois de mai, juin et juillet, les exportations nettes moyennes tout au long de l'année 2022 ont été chaque fois positives, ce qui indique qu'il y a eu généralement plus d'exportations (toutes frontières confondues) que d'importations. Les valeurs maximales et minimales (sur une base horaire) étaient en moyenne d'environ 2300 MWh/h dans le sens des exportations contre 1600 MWh/h dans le sens des importations. Sur une base trimestrielle, ces extrêmes sont évidemment plus élevés : on observe ici des flux physiques (d'exportation) dépassant 4000 MWh/h.

Echanges physiques nets vers et depuis la Belgique

Position nette physique mensuelle moyenne, maximale et minimale de la Belgique (en MW)



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

Figure 10 Echanges physiques nets vers et depuis la Belgique

1.5. EQUILIBRAGE

13. En 2022, les déséquilibres observés dans la zone de déséquilibre d'Elia présentent un biais négatif, indiquant une position *short* moyenne de la zone de déséquilibre en 2022. La distribution en 2022 est plus aplatie que celle des années précédentes. La part des quart d'heures présentant un déséquilibre positif ou négatif supérieur à 200MW était de 16-17% dans la période 2015-2021; elle est passée à 22% en 2021, puis à 23% en 2022. Les observations montrent également de moins en moins de petits déséquilibres (moins de 50MW positifs ou négatifs). Les extrémités de la répartition des déséquilibres sont plus marquées que les années précédentes : 1% des déséquilibres étaient inférieurs à -537 MW et 1% des déséquilibres étaient supérieurs à 438 MW⁴.

Répartition des déséquilibres observés dans la zone de déséquilibre d'Elia

Évolution de la distribution annuelle des déséquilibres observés et mesurés trimestriellement dans la zone de déséquilibre d'Elia

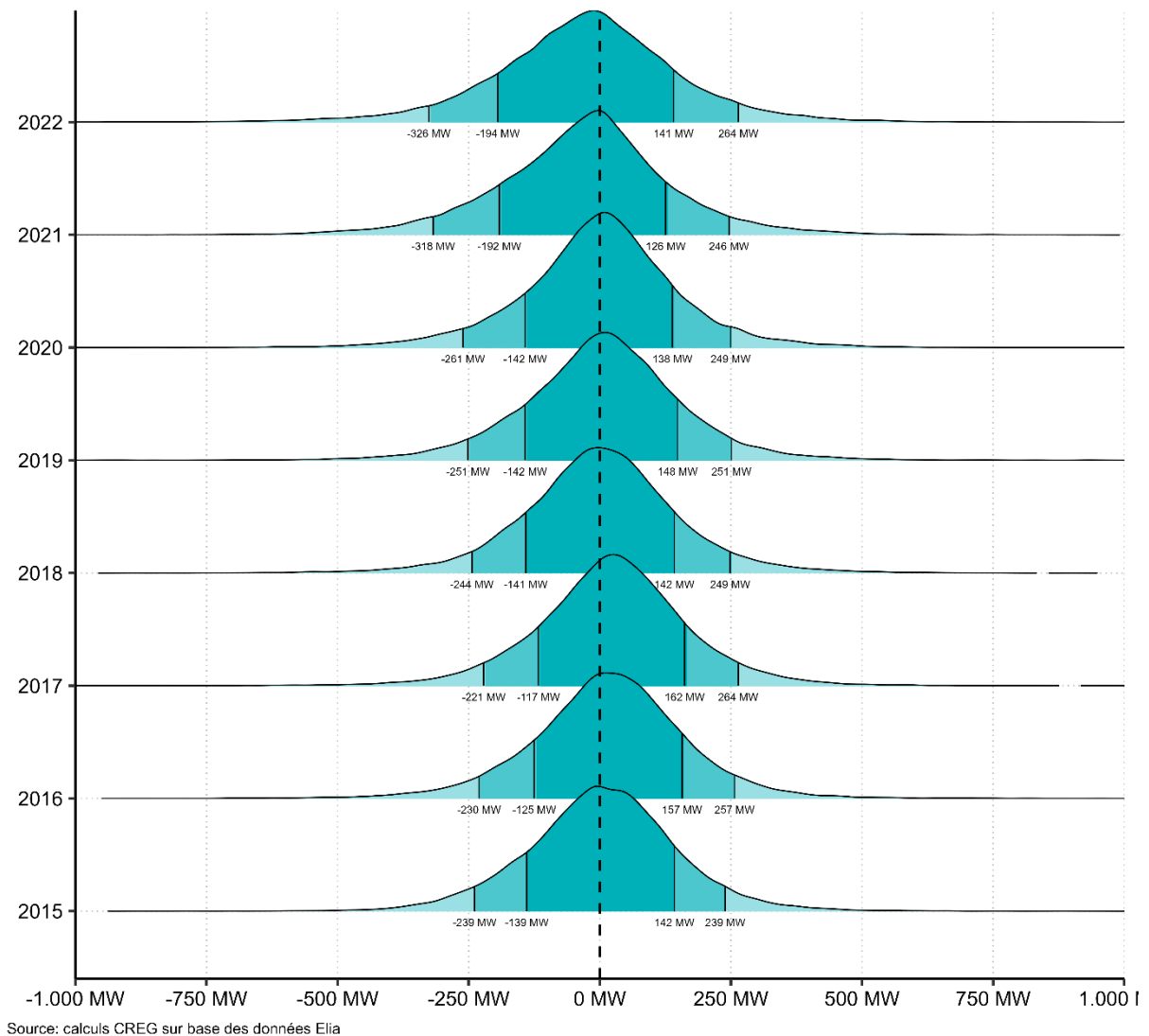


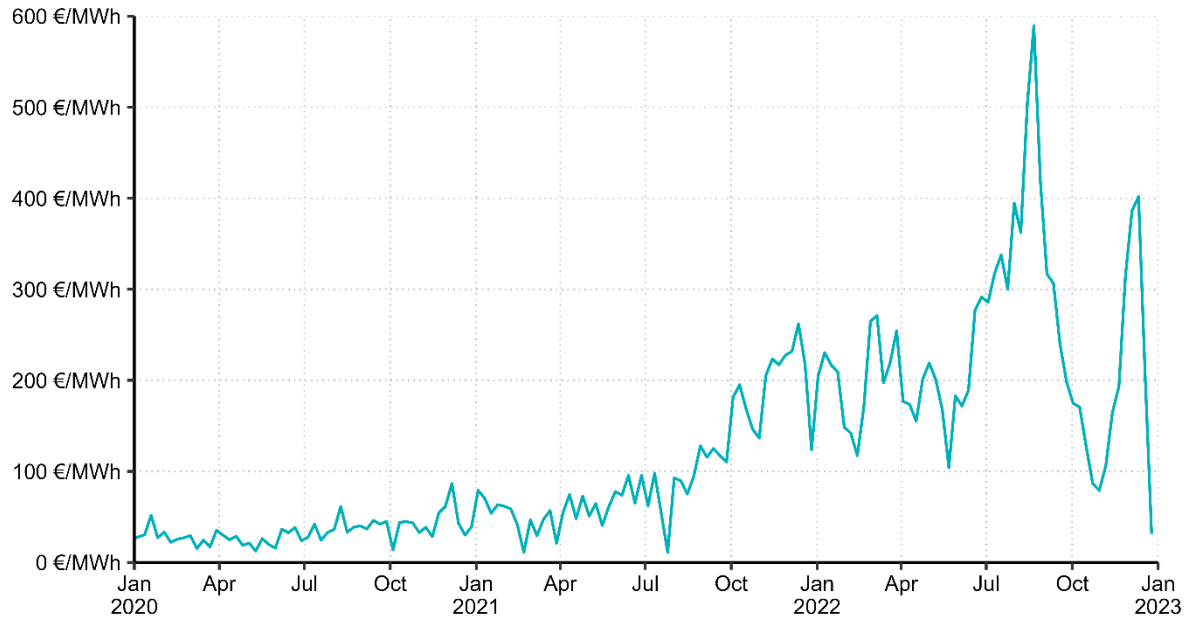
Figure 11 Répartition des déséquilibres observés dans la zone de déséquilibre d'Elia

⁴ Les lignes verticales pleines de la figure 11 indiquent les percentiles de 5%, 15%, 85% et 95%.

14. Les prix de déséquilibre présentent une tendance similaire à celle des prix day-ahead. Les prix hebdomadaires moyens indiqués dans la figure masquent une forte volatilité des prix de déséquilibre au cours de la semaine. Le prix moyen du déséquilibre en 2022 était de 234€/MWh : une augmentation de 133% par rapport à 2021 et 5,5 fois la valeur moyenne de la période 2018-2020.

Évolution des prix moyens des déséquilibres

Moyenne hebdomadaire des prix de déséquilibre entre 2020 et 2022 (en €/MWh)



Source: calculs CREG sur base des données Elia

Figure 12 Evolution des prix moyens des déséquilibres

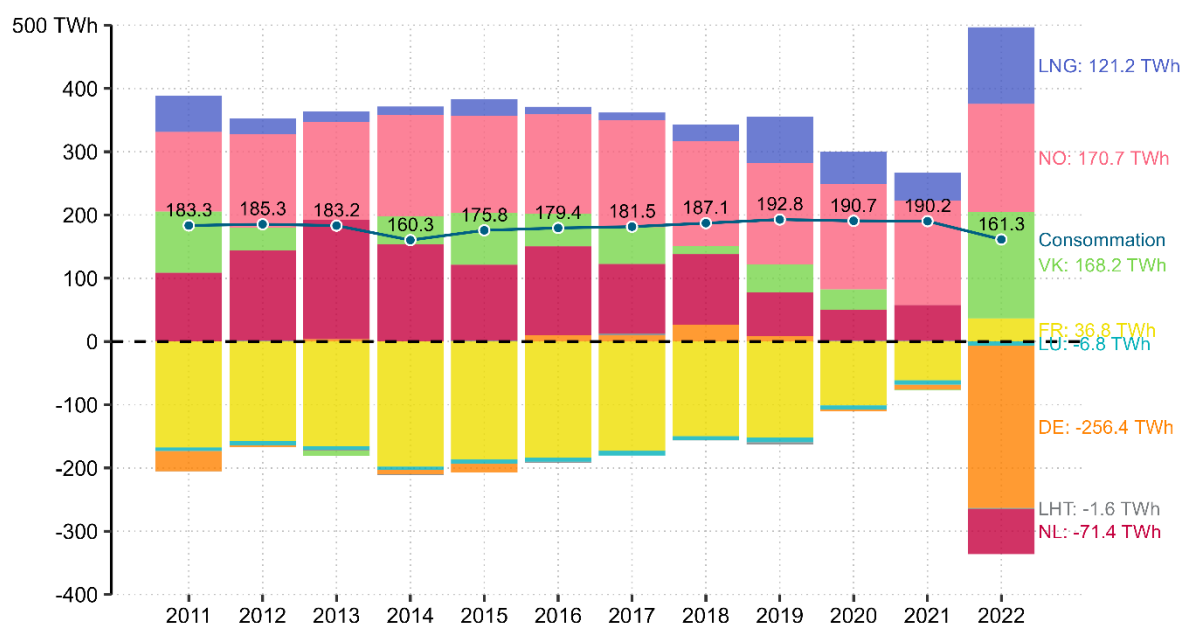
2. GAZ NATUREL

2.1. FLUX DE GAZ NATUREL TRANSFRONTALIERS ET CONSOMMATION DE GAZ NATUREL

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

Flux de gaz naturel et consommation

Évolution des flux de gaz naturel annuels vers et de la Belgique (en TWh)



Source: calculs CREG sur base des données Fluxys Belgium

Figure 13 Flux de gaz naturel et consommation

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

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

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

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

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

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

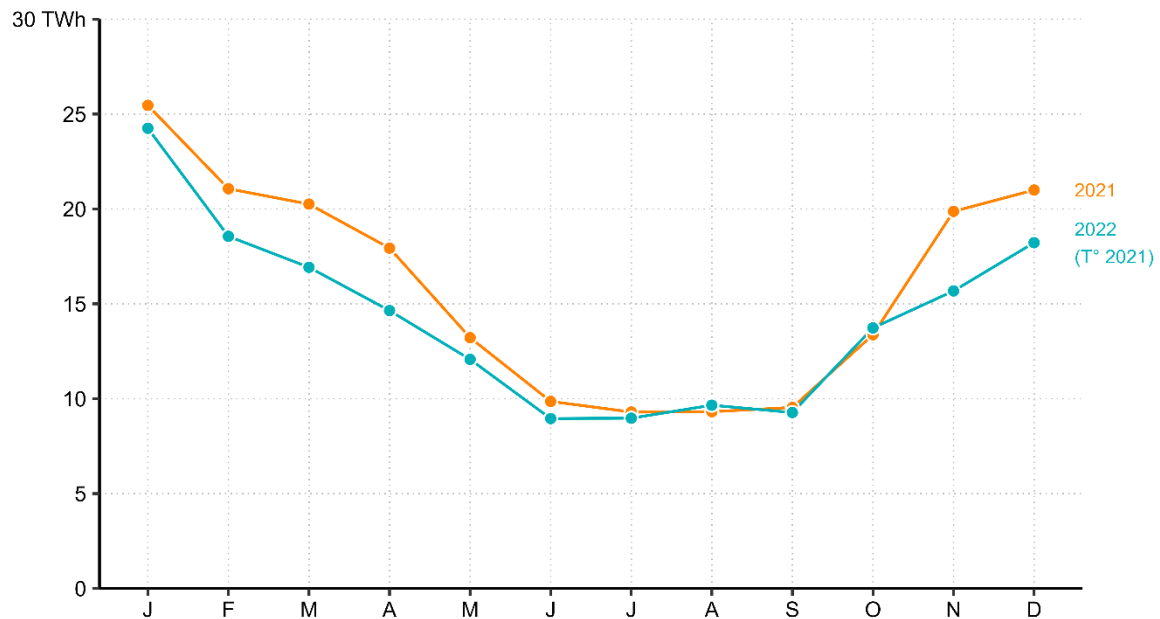
Les flux sortants sont principalement dirigés vers l'Allemagne et constituent une alternative aux fournitures de gaz naturel russe pour le marché allemand. Via le point d'interconnexion transfrontalier avec l'Allemagne, les exportations se sont élevées à 256,4 TWh, ce qui correspond à 1,6 fois la consommation totale de gaz naturel de la Belgique. Ce chiffre est à comparer avec un volume d'exportation mesuré de 8,1 TWh en 2021. Cet important flux de gaz naturel ouest-est a été possible en partie parce que la France a également exporté du gaz naturel vers la Belgique (36,8 TWh) alors que la France dépendait traditionnellement fortement des flux de gaz naturel transitant par la Belgique. Pour cela, nous pouvons compter sur la possibilité depuis le 1^{er} octobre 2015 de transférer du gaz naturel physique de la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem en Flandre occidentale. On peut dire que l'investissement visant à rendre bidirectionnels les points d'interconnexion transfrontaliers est une sécurité qui a été valorisée en 2022. Néanmoins, l'inversion

soudaine de flux de gaz naturel dominants en provenance de l'est en flux de gaz naturel dominants en provenance de l'ouest entraîne des configurations de réseau totalement nouvelles qui donnent lieu à des congestions.

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

Consommation de gaz pour une demande de chauffage constante

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



Source: calculs CREG sur base de données Fluxys Belgium

Figure 14 Consommation de gaz pour une demande de chauffage constante

20. La Figure 14 donne une idée du profil mensuel de la demande de gaz naturel dans l'hypothèse où les besoins en chauffage en 2022 sont inchangés par rapport à 2021. De cette façon, les différences de demande font abstraction des différences qui peuvent être expliquées par des écarts de température. La différence entre les deux courbes reflète donc davantage la réduction de la demande en 2022 résultant des mesures prises pour réduire la demande de gaz naturel en raison de la forte augmentation des prix du gaz naturel et de toutes sortes d'initiatives d'économie. En ne tenant pas compte de la température, l'année 2022 présente une réduction de la demande de gaz naturel de près de 19,2 TWh, ce qui équivaut à près de 10 %. Les 5 % restants (9,6 TWh) de la réduction de la demande peuvent être attribués à une diminution des besoins en chauffage due à des températures extérieures plus douces. Cette estimation de l'effet de température est une approximation basée sur la corrélation entre les besoins en chauffage et les degrés-jours.

2.2. STOCKAGE

21. La Figure 15 ci-dessous montre le volume total de gaz naturel stocké en Europe (panneau inférieur) et en Belgique (Loenhout, panneau supérieur). La figure montre également le volume total de stockage disponible (capacité technique ou volume utile en Europe et en Belgique).

22. Au cours de la dernière décennie, le volume total de stockage disponible pour le gaz naturel en Europe a connu une augmentation jusqu'en 2016. Depuis 2016, on constate que le volume de stockage reste stable à un niveau élevé (environ 1 120 TWh fin 2022 contre 1 056 TWh en 2021). Pour Loenhout, le volume de stockage disponible est en principe constant (7,9 TWh). L'augmentation favorable à environ 9 TWh du volume utile offert depuis la saison de stockage 2012-2013 peut être attribuée à une optimisation des services offerts par le gestionnaire de stockage : les utilisateurs de stockage, en concertation avec le gestionnaire de stockage, peuvent fixer leur profil d'injection et d'émission tout au long de l'année - généralement en injectant plus lentement et en émettant plus lentement - ce qui permet au gestionnaire de stockage d'offrir davantage de capacités de stockage. En offrant ce que l'on appelle des capacités *booster*, les utilisateurs de stockage peuvent optimiser leur portefeuille par des nominations journalières en plus de leur capacité d'injection et d'émission souscrite.

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

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

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

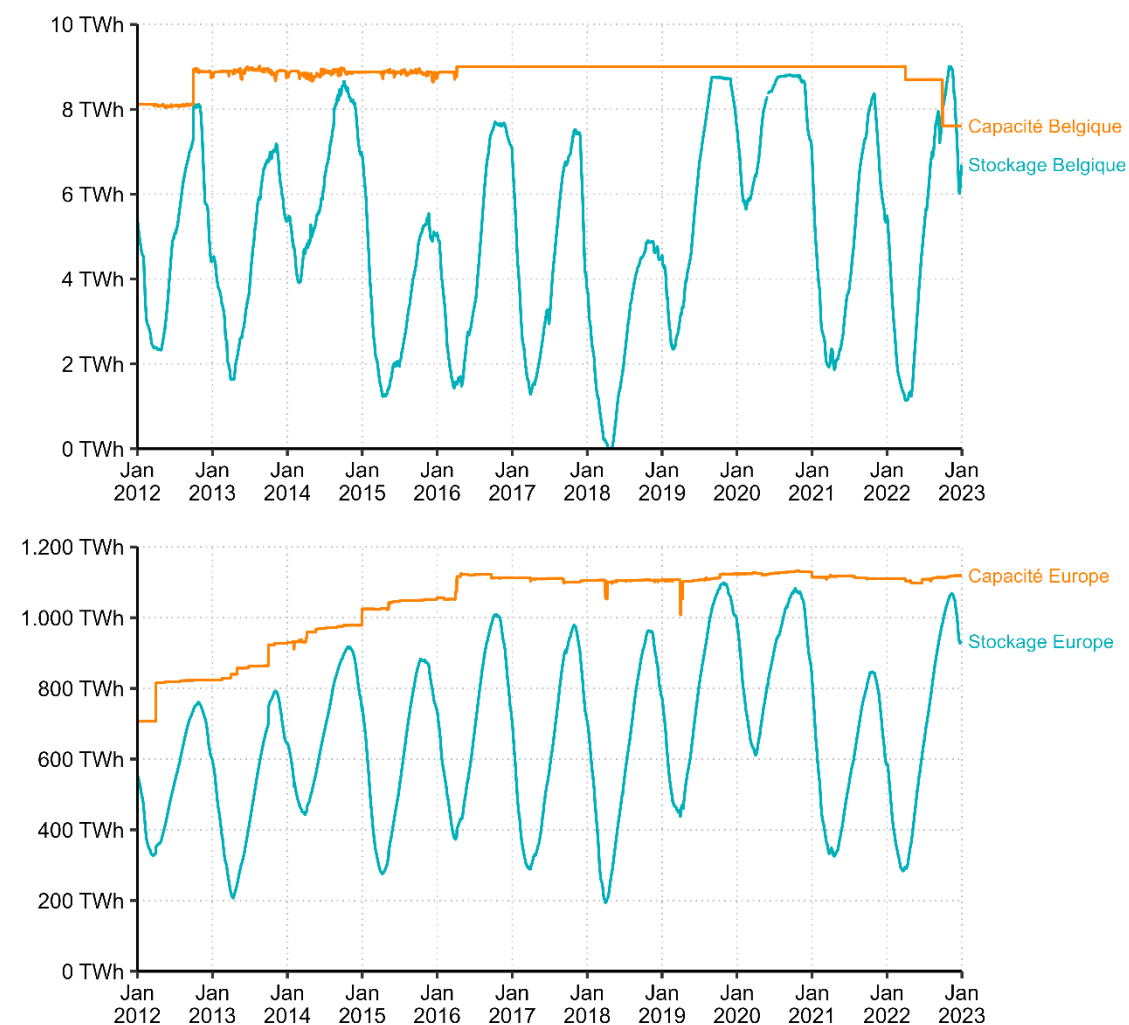
26. L'impact de l'invasion de l'Ukraine par la Russie sur le marché européen du gaz en 2022 doit faire l'objet d'une évaluation distincte. Néanmoins, il convient de mentionner très explicitement que les ondes de choc créées par cette invasion ont très certainement aussi fortement perturbé le marché européen du stockage du gaz. Un point qui mérite notre attention ici est l'interaction réelle et l'influence mutuelle des prix élevés du marché (day-ahead) d'une part et des stocks (trop) bas de gaz naturel d'autre part. L'inquiétude des gouvernements et des acteurs du marché quant à l'approvisionnement suffisant en gaz des consommateurs finals au cours de l'hiver 2022-2023 s'est traduite par une course contre la montre pour que les stocks de gaz soient remplis à temps et en

quantité suffisante. La forte réduction des flux d'approvisionnement en gaz naturel a parfois détourné ces inquiétudes (justifiées) en réactions de panique, ce qui a entraîné des pics de prix extrêmes sur le marché day-ahead du gaz naturel. Moyennant le paiement de surcoûts extrêmement élevés, l'UE a pu obtenir suffisamment de GNL pour remplir pratiquement toutes les capacités de stockage de l'UE au début de l'hiver.

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

Stockage de gaz et capacité techniquement disponible

Évolution des volumes de stockage et capacité techniquement disponible de gaz naturel en Belgique (en haut) et en Europe (en bas) (en TWh)



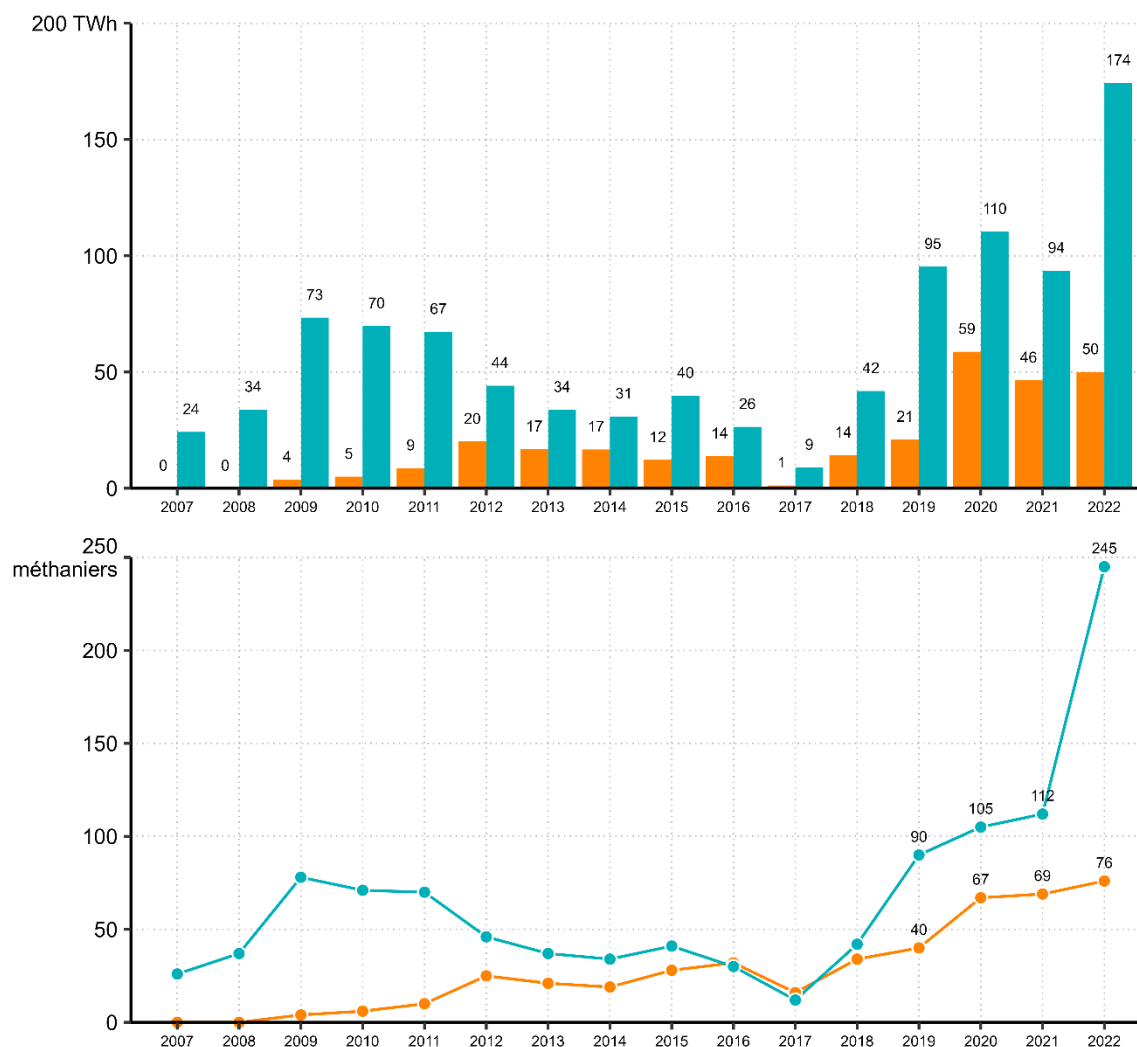
Source: calculs CREG sur base des données GIE / AGSI

Figure 15 Stockage de gaz et capacité techniquement disponible

2.3. GNL

Volumes GNL et méthaniers

Évolution des volumes totaux annuels de GNL chargés et déchargés (en haut) et nombre de méthaniers (en bas)



Source: calculs CREG sur base de données Fluxys

Figure 16 Volumes GNL et méthaniers

28. En 2018, l'activité GNL à Zeebrugge s'est fortement développée pour atteindre deux années record en 2019 et 2020. En 2021, 112 méthaniers (un record) ont déchargé 93,6 TWh de GNL et 69 méthaniers (un record) ont chargé 46,5 TWh.

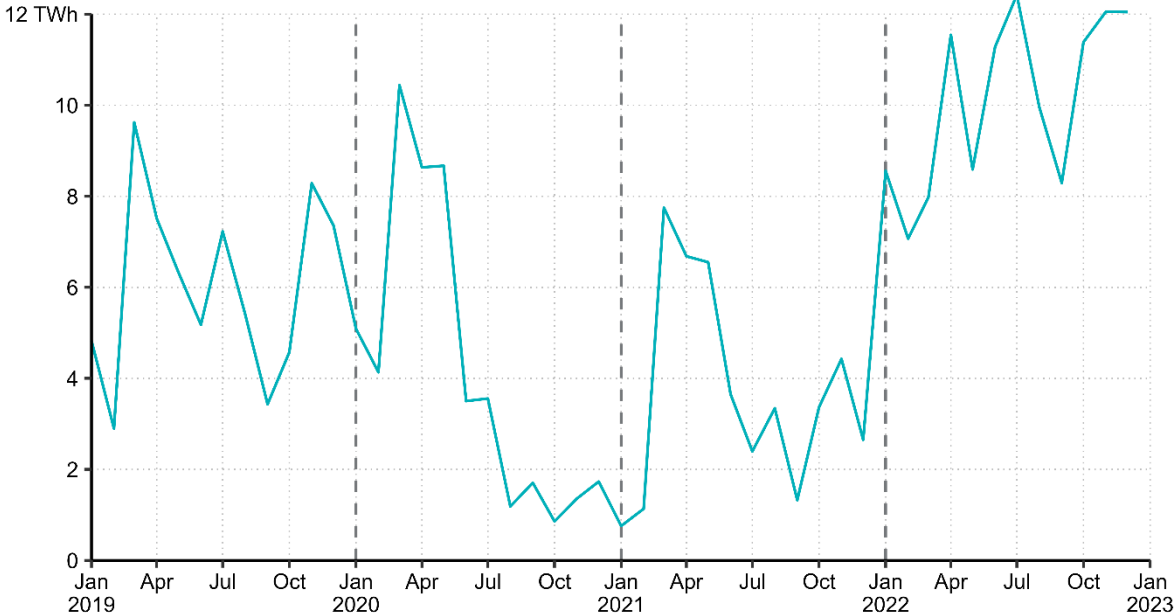
29. 2022 a été une année record absolue : 245 méthaniers ont été déchargés pour un volume total de 174,4 TWh et 76 méthaniers ont été chargés pour un volume de 50 TWh. Sur ces 245 méthaniers déchargés, 65 ont été déchargés dans le cadre de services de transbordement⁵.

⁵ Les services de *trans-shipment* ou services de transbordement de GNL sont les services de chargement ou de déchargement, de regazéification et/ou de refroidissement d'un navire GNL et de stockage de GNL pour le transbordement.

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

Injection de GNL dans le réseau gazier

Évolution des injections moyennes mensuelles de GLN dans le réseau gazier (en TWh)



Source: calculs CREG sur base de données Fluxys

Figure 17 LNG Send Out

2.4. MARCHÉ À COURT ET À LONG TERME

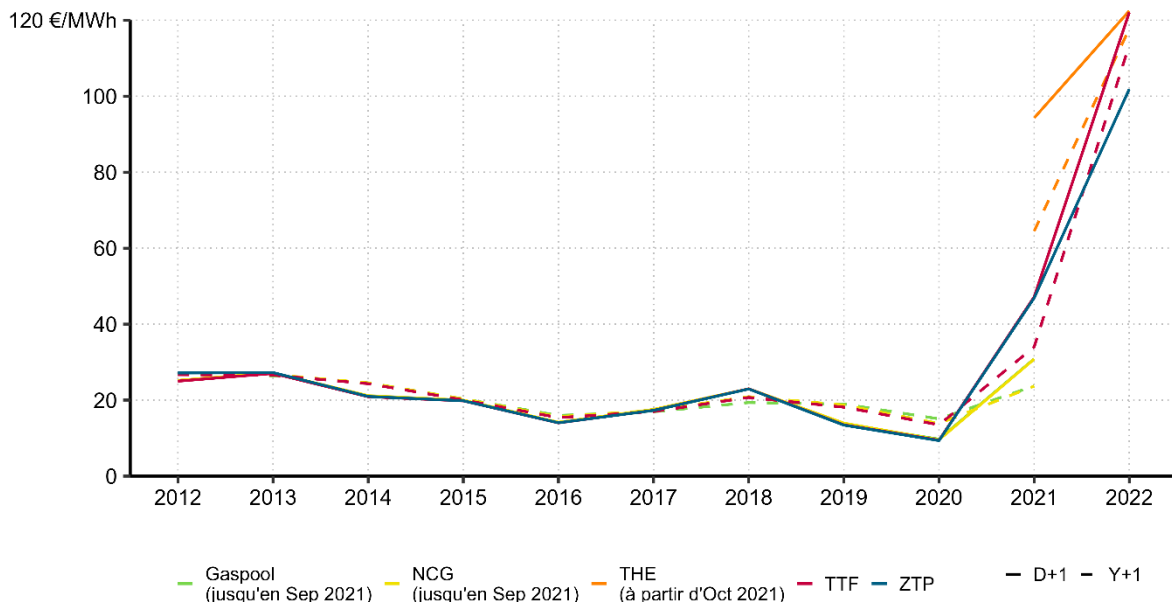
31. La figure ci-dessous illustre au moyen des lignes colorées le prix du gaz *day ahead* annuel moyen (D+1), respectivement pour la Belgique (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (NCG, Gaspool qui ont été unifiées en THE depuis le 1/10/2021) (en €/MWh). Ces lignes coïncident presque, ce qui indique qu'un échange de gaz naturel transfrontalier fluide est possible entre la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne, ce 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.

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

32. Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a plus que doublé en 2022 dans les 3 hubs de gaz naturel. Sur ZTP, le prix moyen du gaz naturel D+1 est passé de 46,9 €/MWh en 2021 à 101,9 €/MWh en 2022. Le prix moyen du gaz sur le marché à long terme a augmenté encore plus fortement. Sur TTF, le prix moyen du gaz naturel Y+1 est passé de 34,0 €/MWh en 2021 à 113,5 €/MWh (x 3,3). Derrière ces prix moyens se cachent d'importantes fluctuations de prix (volatilité) qui reflètent les échanges mais aussi les incertitudes dans lesquelles le marché fonctionne. Le signal de prix qui en résulte est d'une valeur irremplaçable 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. Ce mécanisme de prix a continué à fonctionner pendant la crise du gaz naturel.

Prix du gaz sur les marchés spot et à terme

Évolution des prix moyens annuels pour les contrats day-ahead et year-ahead (en €/MWh)



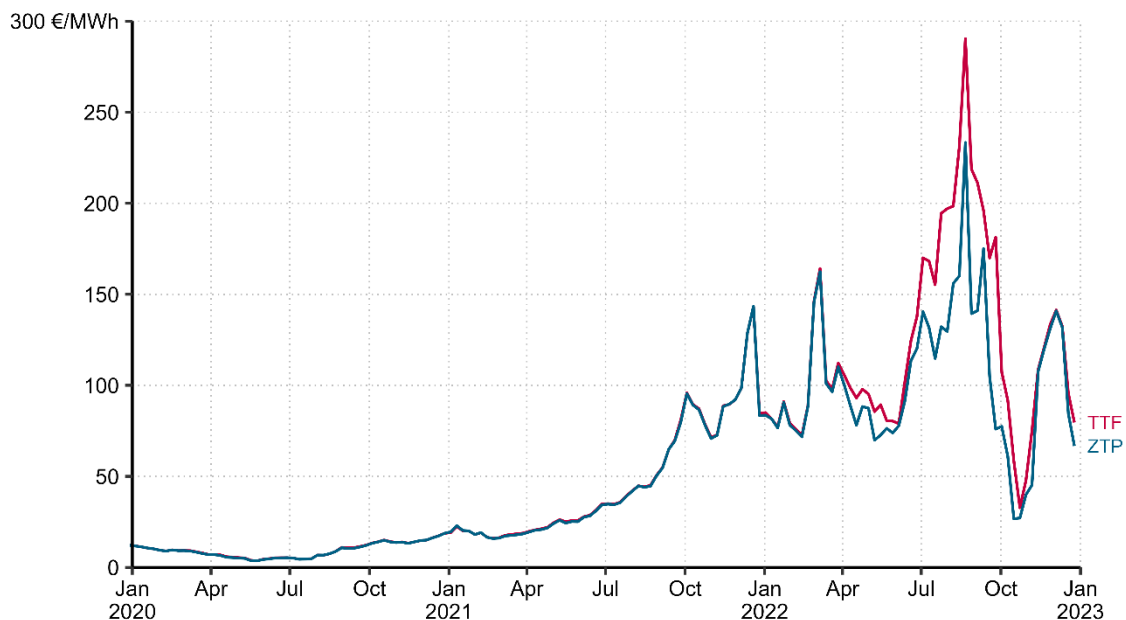
Source: calculs CREG sur base de données Gaspool, NCG, TTF, ZTP en THE
Note : le 1er octobre 2021, Gaspool et NCG ont fusionné pour former THE

Figure 18 Prix du gaz sur les marchés spot et à terme

33. Dans le contexte de la crise du gaz naturel, il est utile d'examiner de plus près les cotations de prix (D+1) sur ZTP et TTF en 2022. La figure ci-dessous illustre ces courbes. Depuis des années, on assiste à une convergence des prix entre ZTP et TTF, en partie grâce au développement efficace des infrastructures, les cotations sur TTF constituant même la référence pour le négoce de gaz naturel européen et les contrats de fourniture. Cependant, depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie, une divergence est observée dans les cotations de prix entre les deux hubs, ZTP devenant même le hub « le moins cher ». Cette divergence est liée au potentiel dominant d'importation de gaz naturel non russe à Zeebrugge, qui a connu un grand succès européen en 2022. Il y a eu un « boost » de liquidités à Zeebrugge pour lequel la demande des pays voisins (notamment les Pays-Bas et l'Allemagne) dépassait même les possibilités de transport, notamment parce que cette direction de transport était auparavant inhabituelle. Ce qui est encore plus frappant dans l'évolution des cotations de prix, c'est que l'écart BE-NL augmente principalement pendant l'été, puis recommence à converger. Il s'agit également d'un pur phénomène de marché, étant donné que le stockage du gaz naturel a lieu principalement pendant les mois d'été et qu'en partie à cause des nouvelles obligations européennes de stockage, une pression claire a pu être observée sur les prix en raison du besoin de gaz de stockage. En Belgique, cet effet a été limité en raison de la modeste capacité de stockage intérieure à Loenhout. Ces phénomènes de marché et, en partie, le succès des taux de remplissage en Europe, ainsi que les effets de prix non négligeables sur la consommation et les mesures d'économie, ont ensuite conduit à une convergence des cotations de prix sur ZTP et TTF. Cette tendance à la convergence des prix, induite par le mécanisme du marché guidé par le signal de prix, permet de maintenir le coût de la crise d'approvisionnement au plus bas. Une crise d'approvisionnement qui pour le gaz naturel signifie principalement une transition vers des sources de gaz naturel non russes. Bien entendu, cela ne signifie pas que l'accessibilité financière et les effets redistributifs des coûts de la crise ne constituent pas une préoccupation majeure, bien au contraire.

Prix du gaz sur les marchés spot

Évolution des cotations moyennes hebdomadaires day-ahead sur ZTP et TTF (en €/MWh)



Source: calculs CREG sur base de données ZTP et TTF

Figure 19 Prix du gaz sur les marchés spot et à terme

3. CONCLUSION

34. Les principales conclusions sont les suivantes :

Electricité

- Tant la consommation totale que la charge sur le réseau de transport d'Elia ont fortement diminué en 2022 par rapport aux années précédentes. La demande totale a baissé de 3,2 %, à 81,7 TWh, tandis que la charge a diminué de 9,7 %, à 64,0 TWh. Ces baisses ont été observées tout au long de l'année, mais les baisses les plus importantes ont été enregistrées au cours des trois derniers mois de l'année 2022.
- La production totale d'électricité a été de 89,9 TWh, soit la deuxième valeur la plus élevée de ces dernières années (depuis 2015) : ce n'est que l'année dernière, avec 93,4 TWh, que davantage d'électricité a été produite en Belgique. La baisse par rapport à 2021 est principalement due à la réduction de la production du parc nucléaire, qui n'a été que partiellement compensée par l'augmentation de la production des centrales à gaz, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire.
- Les prix moyens sur le marché day-ahead belge tout au long de l'année étaient de 244,5 €/MWh. Cette forte augmentation du niveau des prix s'est manifestée non seulement en Belgique, mais aussi dans les zones de dépôt des offres voisines. On peut distinguer trois grands pics dans les niveaux de prix : début mars, fin août et début décembre. Dans le même ordre d'idées, on peut noter que le niveau global de convergence des prix entre la Belgique et ses voisins a fortement diminué par rapport aux trois années précédentes : la convergence totale des prix n'a été observée que pendant 35,4 % de toutes les heures.
- La position exportatrice nette de la Belgique a diminué de 6,3 TWh en 2022, suite au solde des exportations totales (19,2 TWh) et des importations (12,9 TWh). La grande majorité de l'électricité exportée a été dirigée vers la France (10,7 TWh), tandis que les volumes d'importation les plus importants provenaient des Pays-Bas (6,2 TWh). L'exportation structurelle d'électricité est une tendance qui se confirme année après année depuis 2019, quoiqu'à des degrés divers.
- En 2022, dans la zone de déséquilibre d'Elia, une position *short* a été observée en moyenne, indiquant des déséquilibres plus négatifs que positifs. Indépendamment de la position moyenne, on observe que les valeurs extrêmes en termes de déséquilibre du système (dans les deux sens) sont plus fréquentes. L'évolution des prix de déséquilibres observés est en forte corrélation avec l'évolution connue des prix day-ahead.

Gaz

- En 2022, la consommation de gaz naturel s'élevait à 161,3 TWh, soit un recul drastique de -15,2 % par rapport à 2021 (190,2 TWh). Une grande partie de cette diminution (19,2 TWh) est due aux mesures prises pour réduire la demande de gaz naturel en raison de la forte hausse des prix ; et une partie plus limitée (9,6 TWh) peut être attribuée à la baisse des besoins de chauffage due à des températures plus douces tout au long de 2022.
- Des conditions sans précédent sur les marchés internationaux du gaz naturel ont entraîné un remaniement majeur des voies d'approvisionnement en gaz naturel, le gaz naturel en provenance de Russie (est) étant largement remplacé par le gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL). Cela s'est traduit par une forte modification des flux transfrontaliers de gaz naturel pour la Belgique.
- Les préoccupations des gouvernements et des acteurs du marché concernant l'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2022-2023 ont conduit à des efforts importants pour que les stocks de gaz soient remplis en temps voulu et en quantité suffisante. Par conséquent, les installations de stockage souterrain étaient encore remplies à 88 % (Belgique) et 84 % (Europe) à la fin de 2022.
- Des quantités record de GNL ont été importées par des méthaniers à Zeebrugge en 2022 : 245 méthaniers ont été déchargés (174,4 TWh), tandis que 50 méthaniers ont été chargés (50 TWh).

L'injection de GNL dans le réseau gazier belge a fortement augmenté en 2022, notamment en raison du besoin bien plus important de l'Allemagne d'importer du gaz de Belgique.

- Les prix moyens du gaz sur les marchés à court terme ont plus que doublé en 2022 sur les trois hubs gaziers les plus importants (TTF, ZTP et THE). La plate-forme belge ZTP a connu une augmentation d'en moyenne 46,9 €/MWh en 2021 à 101,9 €/MWh en 2022. Malgré la forte convergence des prix entre ZTP et TTF ces dernières années, une divergence a été observée depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie. En conséquence, ZTP a souvent affiché des prix nettement inférieurs à ceux de TTF (et d'autres hubs).

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction