

# Note

(Z)2720

21 décembre 2023

## Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2023

Rédigée 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. Prix d'électricité.....	8
1.4. Interconnexions.....	10
1.5. Équilibrage.....	12
2. GAZ NATUREL .....	14
2.1. Flux transfrontaliers et consommation de gaz naturel .....	14
2.2. Stockage .....	18
2.3. GNL .....	21
2.4. Marché à court et à long terme .....	22
3. CONCLUSION .....	24

## **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 belges de l'électricité et du gaz en 2023. Cette note est rédigée dans l'attente des études plus détaillées sur les marchés de gros réalisées annuellement par la CREG et qui seront finalisées au cours des mois à venir.

Un historique des années précédentes est fourni quand cela est possible. Ainsi, le lecteur comprendra mieux les évolutions sur les marchés de gros.

Certaines données n'ont pas encore été validées et peuvent donc encore être modifiées.

Le comité de direction de la CREG a approuvé la présente note lors de sa réunion du 21 décembre 2023.

# 1. ÉLECTRICITÉ

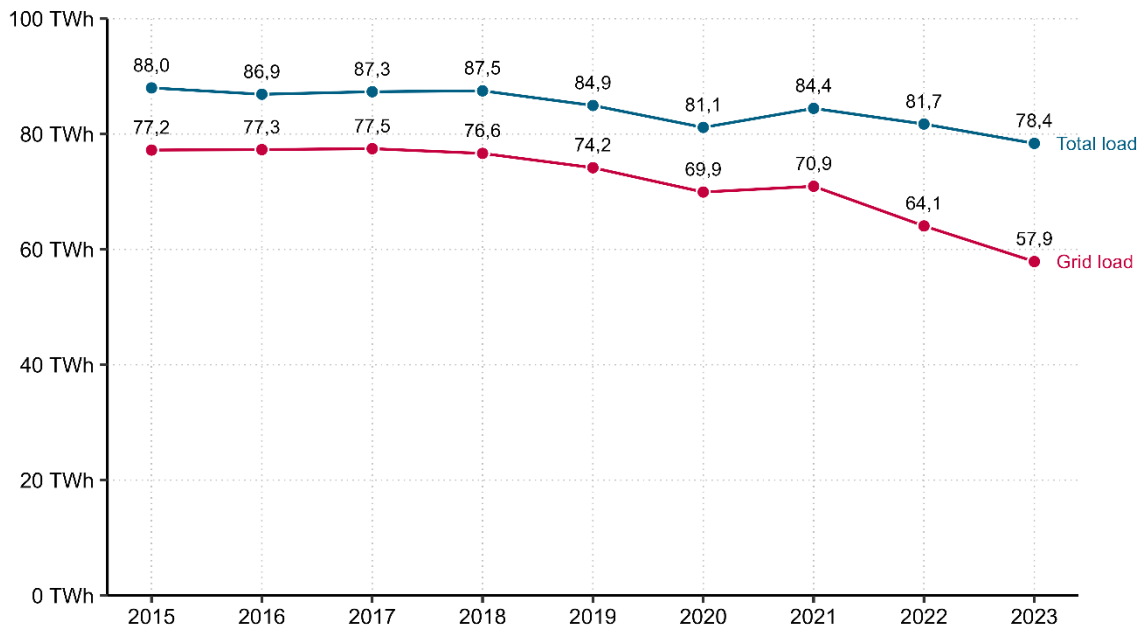
## 1.1. PRÉLÈVEMENT D'ÉLECTRICITÉ

1. La consommation d'électricité en Belgique a diminué en 2023, pour atteindre 78,4 TWh. Il s'agit du niveau le plus bas depuis des années et une des plus fortes baisses sur base annuelle depuis le début des observations (-4,0 % par rapport à 2022). La baisse de la consommation d'électricité est comparable à celle observée en 2020 en raison des mesures de lutte contre la pandémie de covid-19. Cette valeur confirme et renforce la tendance à la baisse observée depuis 2015.

2. Bien que le prélèvement total ait été de 78,4 TWh, la charge sur le réseau de transport n'a été que de 57,9 TWh (soit une baisse de 9,6 % par rapport aux 64,1 TWh en 2022). Comme les années précédentes, la différence entre la consommation totale et la charge du réseau s'accroît donc. La raison en est la forte augmentation de la production locale d'électricité non mesurée, consommée sur place, et qui n'est pas incluse dans la charge du réseau de transport. Toutefois, les estimations de cette « autoconsommation » sont incluses dans le prélèvement total. Cela concerne en particulier la production à partir d'installations photovoltaïques (voir également la section 1.2).

### Prélèvement d'électricité sur le réseau de transport

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



Source: calculs CREG sur base des données d'Elia

Figure 1 Prélèvement d'électricité du réseau de transport

3. La baisse observée s'est manifestée au cours de la plupart des mois de l'année, comme la montre la Figure 2. Les baisses de consommation sont vraisemblablement liées à la réaction de l'industrie et des ménages aux prix élevés de l'électricité et feront l'objet d'une analyse plus approfondie par la CREG dans les mois à venir.

### Profil annuel du prélèvement d'électricité

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

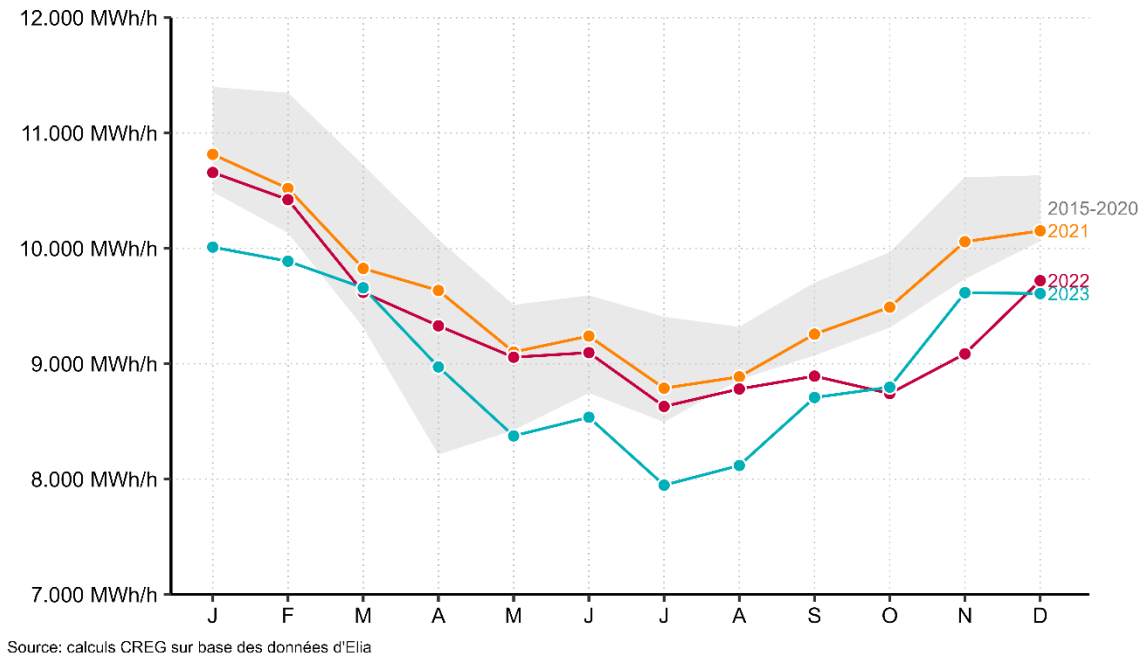


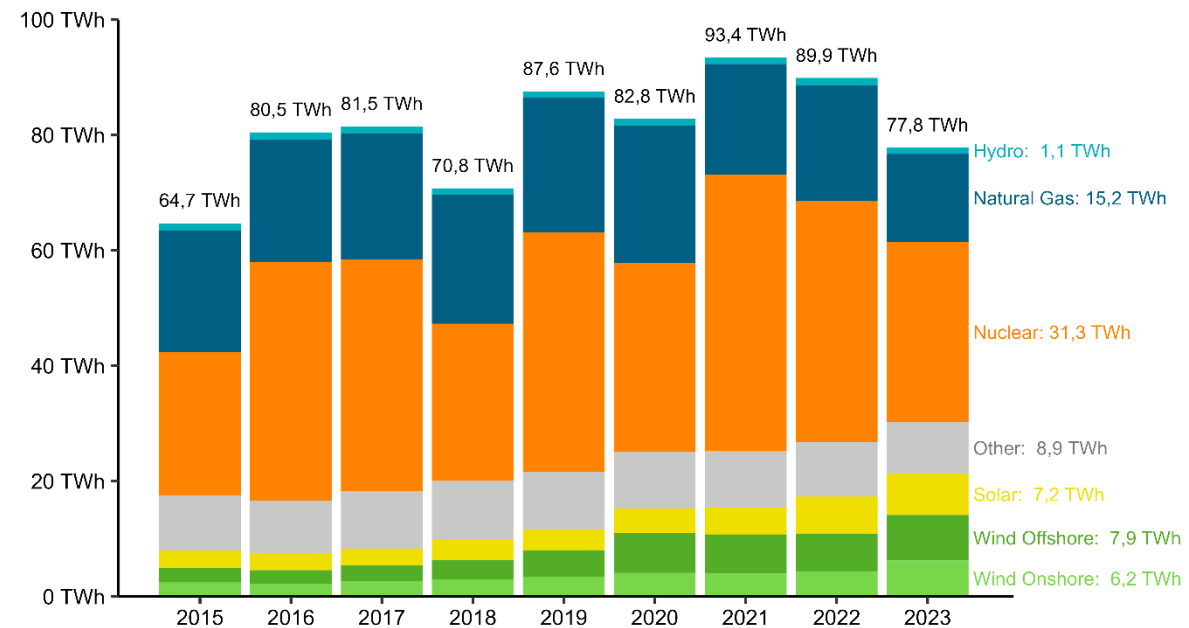
Figure 2 Profil annuel du prélèvement d'électricité

## 1.2. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

4. Les centrales électriques belges ont fourni collectivement 77,8 TWh d'électricité en 2023. Il s'agit d'une baisse considérable (-13,5 %) par rapport à 2022 (89,9 TWh). Les mises hors service de Doel 3 (1.006 MW) en octobre 2022 et de Tihange 2 (1.008 MW) en février 2023 se traduisent par une production d'électricité historiquement faible du parc nucléaire : 31,3 TWh en 2023. La production à partir de sources renouvelables (énergie solaire et éolienne provenant de parcs éoliens *onshore* et *offshore*) a augmenté pour atteindre 21,3 TWh en 2023, soit 27,1 % de la demande totale d'électricité.

### Électricité produite

Production d'électricité totale annuelle par type de carburant (en TWh)



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

Figure 3 Electricité produite

5. Figure 3 ci-dessus montre les fluctuations annuelles de la production par type de combustible. Pour visualiser les changements par catégorie en 2023 par rapport à l'année précédente, la Figure 4 montre comment la production totale a évolué progressivement de 89,9 TWh en 2022 à 77,8 TWh en 2023. Le principal facteur de la baisse de la production est le recul de la production nucléaire : elle a diminué de 10,5 TWh en un an (à 31,3 TWh). Malgré cela, la production à partir de combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel, diminue également : moins 4,8 TWh pour atteindre seulement 15,2 TWh (soit 19,4 % de la demande totale d'électricité). La production renouvelable a atteint un total de 21,3 TWh, principalement grâce à l'augmentation de la production éolienne (+3,2TWh), mais aussi de la production solaire (+0,8 TWh).

### Évolution du mix de production

Comparaison de la production d'électricité par technologie entre 2022 et 2023 (en TWh)

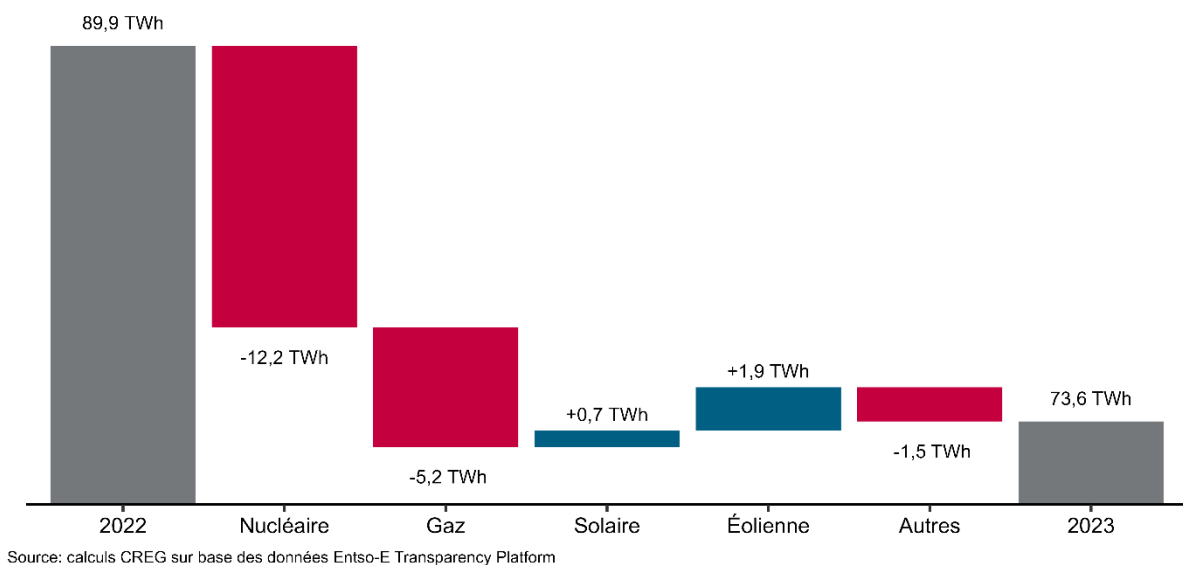


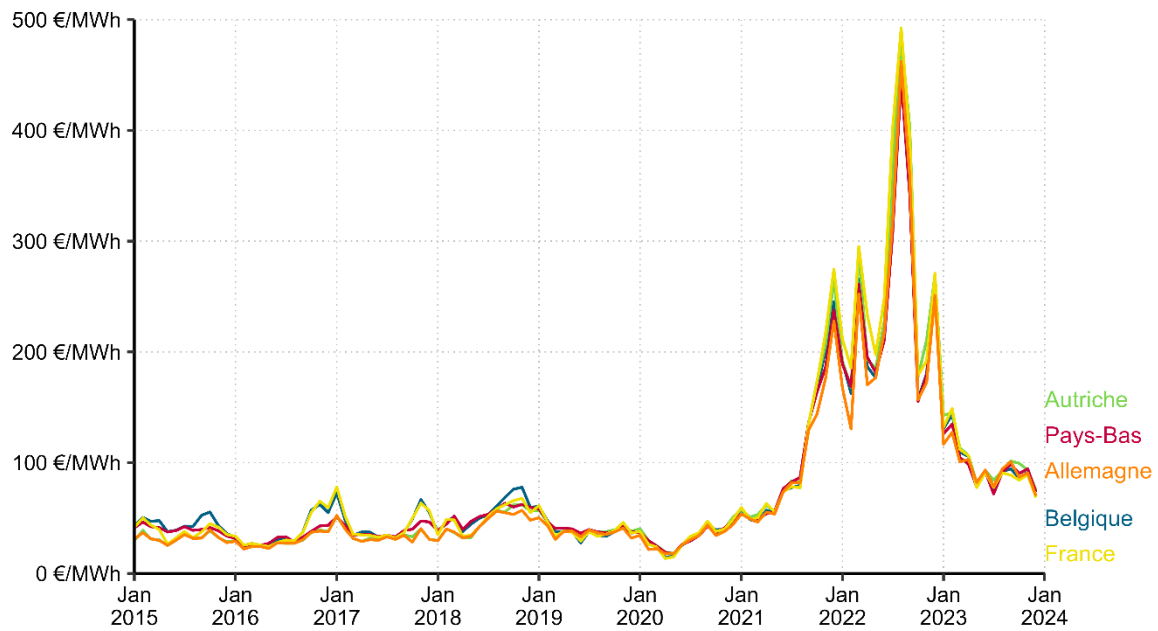
Figure 4 Evolution du mix de production

### 1.3. PRIX D'ÉLECTRICITÉ

6. Le prix de l'électricité sur le marché de gros journalier belge s'est élevé en moyenne à 97,3 €/MWh en 2023 : ce chiffre est nettement supérieur à la moyenne historique (de 2015 à 2020 : 42,1 MWh) mais en forte baisse (-60,2 %) par rapport à 2022 (244,5 €/MWh). Les prix en Belgique sont plus élevés qu'en Allemagne (95,1 €/MWh), aux Pays-Bas (95,8 €/MWh) et en France (96,9 €/MWh) mais moins élevés qu'en Autriche (102,0 €/MWh) et que dans la plupart des pays d'Europe centrale et orientale.<sup>1</sup>

#### Évolution des prix journaliers

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



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

Figure 5 Évolution des prix journaliers

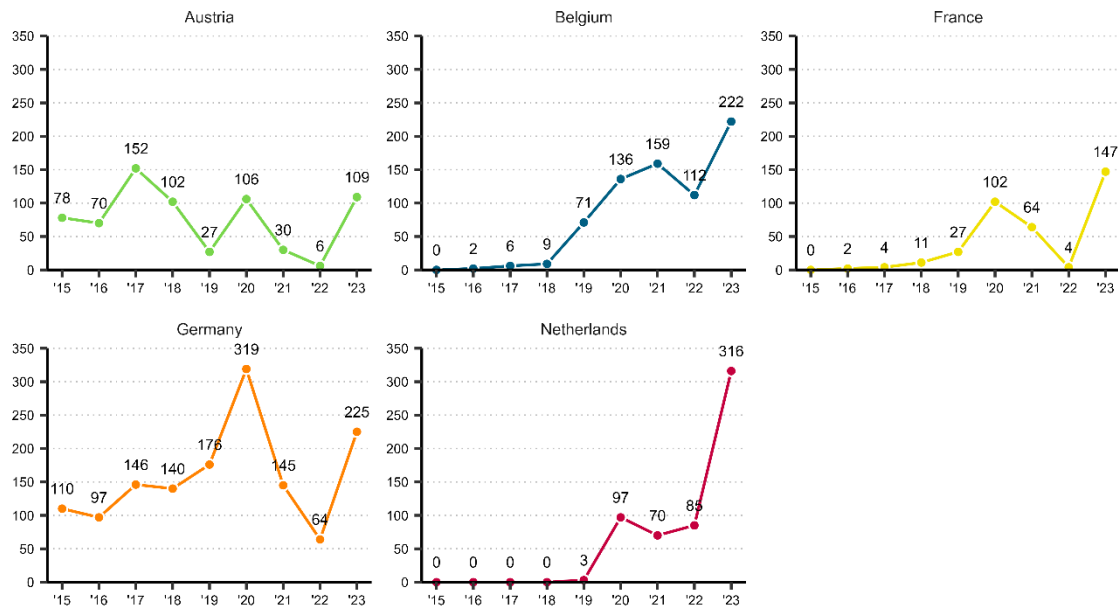
<sup>1</sup> Les prix moyens journaliers pour les pays d'Europe centrale et de l'Est participant au couplage des marchés fondé sur les flux dans la région dite *Core* fluctuent entre 105 et 112 €/MWh.



7. Dans tous les pays considérés dans la Figure 6 ci-dessous, le nombre d'heures avec des prix négatifs a augmenté en 2023 par rapport à l'année précédente. En Belgique, des prix négatifs ont été observés pendant 222 heures, soit 2,5 % de l'année. Ce phénomène a particulièrement augmenté en France et aux Pays-Bas. Cette situation a déjà été décrite en détail par la CREG dans son étude de septembre 2023<sup>2</sup>, dans laquelle elle explique que cette situation contre-intuitive est due à un manque d'exposition des acteurs du marché aux prix journaliers, à une faible demande d'électricité et à une pénétration croissante des sources d'énergie renouvelable.

### Prix journaliers négatifs

Nombre d'heures par an avec des prix journaliers négatifs



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

Figure 6 Prix journaliers négatifs

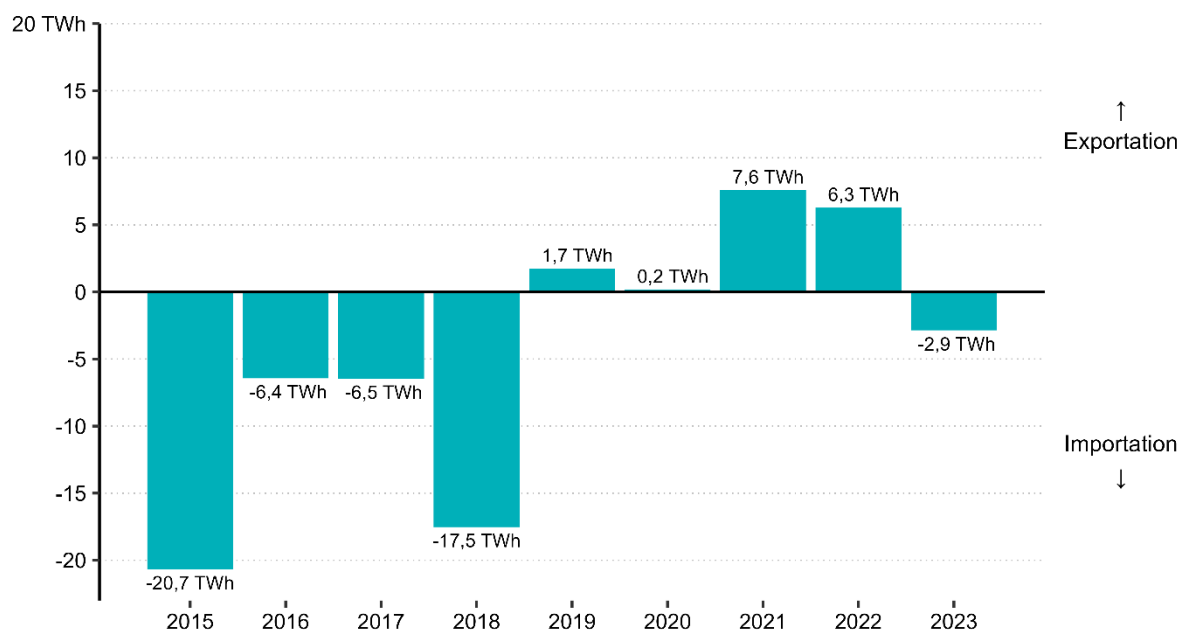
<sup>2</sup> Study (F) [2590](#) on the occurrence and impact of negative prices in the day-ahead market

## 1.4. INTERCONNEXIONS

8. 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. La Belgique a importé un total de 2,9 TWh depuis la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et l'Allemagne. La position d'importation nette, malgré la forte baisse de la demande d'électricité, est liée à la dynamique du marché en raison de la mise hors service de 2 GW de production nucléaire. Cette capacité de production - relativement bon marché - est en premier lieu remplacée par des importations de l'étranger, qui sont moins coûteuses que l'utilisation de centrales électriques (de pointe) au gaz naturel.

### Importation et exportation de électricité

Total annuel des flux physiques transfrontaliers d'électricité vers et depuis la Belgique (en TWh)



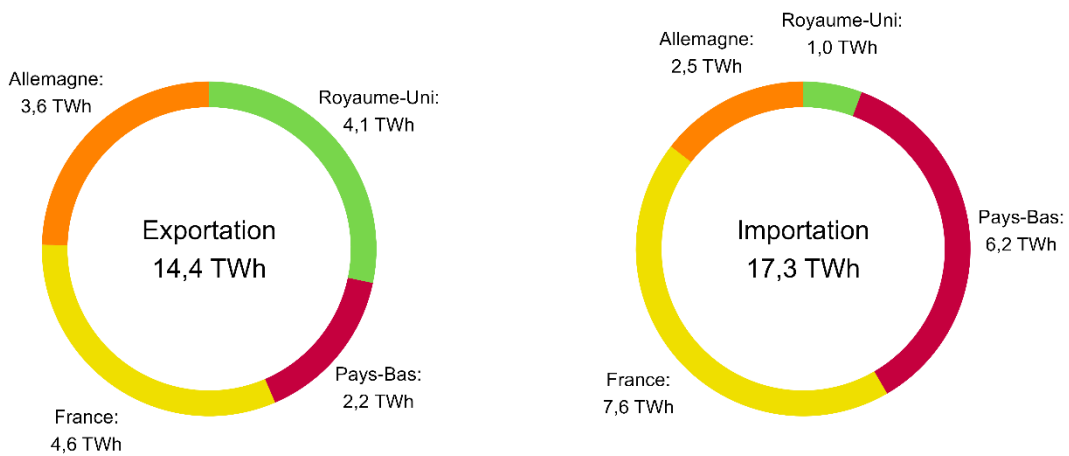
Source: calculs CREG sur base des données Entso-E Transparency Platform

Figure 7 Importation et exportation d'électricité

9. La position nette de la Belgique est déterminée par les flux d'importation et d'exportation sur les interconnexions avec les Pays-Bas, la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni. La Figure 8 indique, pour les importations et les exportations, les totaux annuels en 2023 par frontière. La grande majorité des importations brutes d'électricité provient de France (7,6 TWh) et des Pays-Bas (6,2 TWh). Dans le même temps, les exportations brutes vers le Royaume-Uni (4,1 TWh) et l'Allemagne (3,6 TWh) ont dépassé les importations brutes. La position nette par frontière peut être obtenue en soustrayant les importations des exportations : Les Pays-Bas (-4,0 TWh) et la France (-3,0 TWh) ont réalisé des exportations nettes vers notre pays, tandis que la Belgique a réalisé des exportations nettes vers l'Allemagne (+1,1 TWh) et le Royaume-Uni (+3,1 TWh).

### Importation et exportation par frontière

Flux physiques totales par frontière vers et de la Belgique en 2023 (en TWh)



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

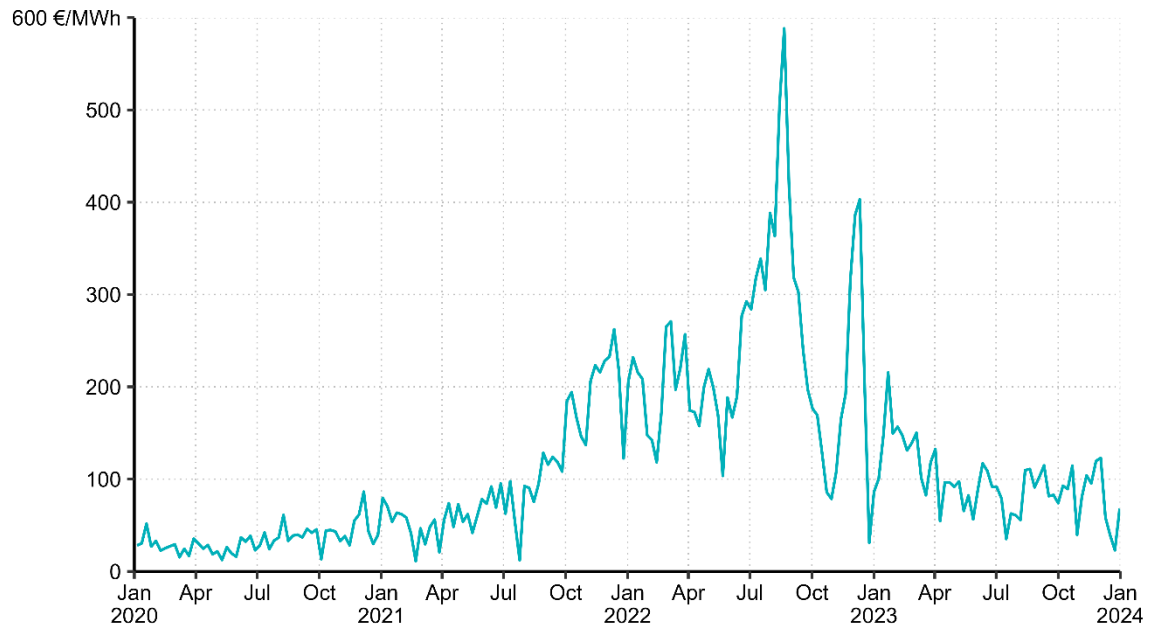
Figure 8 Importation et exportation par frontière

## 1.5. ÉQUILIBRAGE

10. Le prix moyen de déséquilibre (positif et négatif) était de 96,7 €/MWh en 2023. Ce prix a baissé de 58,7 % par rapport à 2022, où il s'élevait à 234,0 €/MWh. Tant la moyenne annuelle que l'évolution tout au long de l'année de ces prix de déséquilibre sont fortement alignés sur le prix journalier (voir également la section 1.3). Le 20 mars 2023, le prix de déséquilibre le plus élevé sur une base quart-horaire a été observé : il a brièvement atteint 3.455,7 €/MWh.

### Evolution des prix de déséquilibres

Moyenne hebdomadaire des prix de déséquilibre entre 2020 et 2023 (en €/MWh)



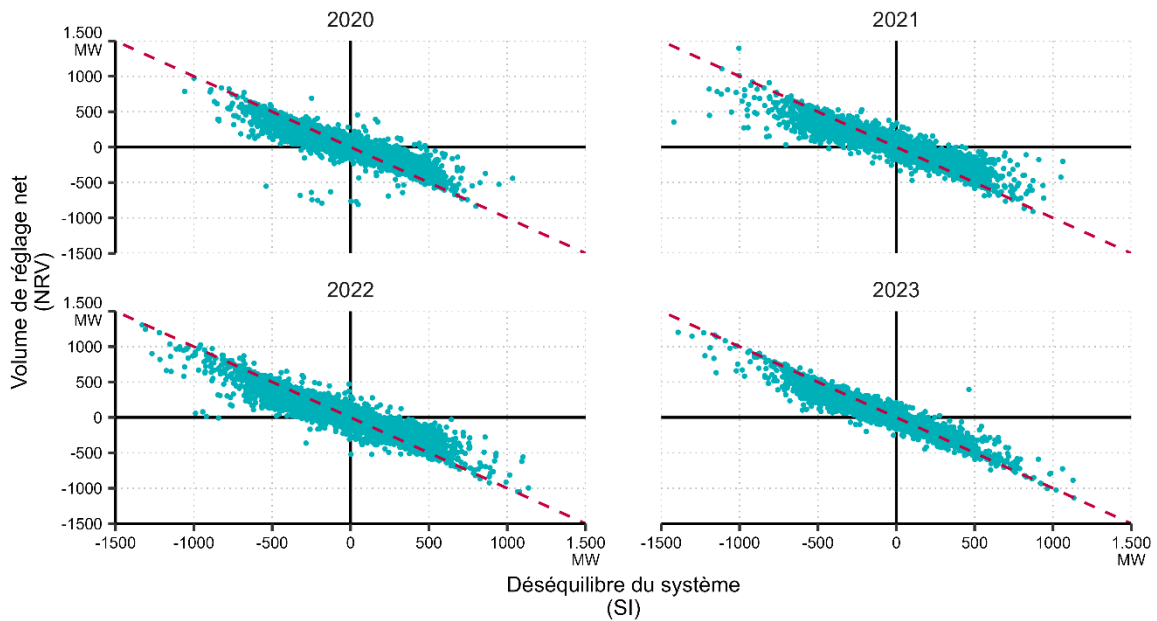
Source: calculs CREG sur base des données Elia

Figure 9 Évolution des prix de déséquilibres

11. La Figure 10 montre, sur une base quart-horaire, la différence entre le déséquilibre du système (« SI ») dans la zone de réglage d'Elia, d'une part, et les activations qu'Elia lance pour gérer l'équilibre (le volume de réglage net ou « NRV »), d'autre part. Le delta moyen<sup>3</sup> entre les deux est de 14,5 MW en 2023, soit une baisse par rapport à l'année précédente (23,0 MW en 2022). Le déséquilibre positif le plus important a été de 1 133,2 MW le 9 juillet, tandis que le déséquilibre négatif le plus important a été de -1 392,7 MW le 10 novembre.

### Déséquilibre du système et volume de réglage net

Déséquilibre du système (horizontal) et volume de réglage net (vertical) sur base quart-horaire par an (en MW)



Source: calculs CREG sur base des données Elia

Figure 10 Déséquilibre du système et volume de réglage net

<sup>3</sup> Mathématiquement défini comme la différence entre les valeurs absolues de SI et NRV.

## 2. GAZ NATUREL

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

12. La Figure 11 ci-dessous montre, pour la période 2015-2023, les flux nets de gaz naturel vers ou depuis les pays voisins ou via le GNL, tant à l'entrée (positif) qu'à la sortie (négatif). La ligne bleue montre la différence entre les entrées et les sorties transfrontalières et correspond donc à la consommation de gaz naturel en Belgique. En 2023, la consommation de gaz naturel était de 152,1 TWh, soit une baisse de 5,6 % par rapport à 2022 (161,3 TWh). Cette baisse intervient alors que la consommation de gaz naturel avait déjà chuté de 15,2 % en 2022.

#### Flux de gaz naturel et consommation

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

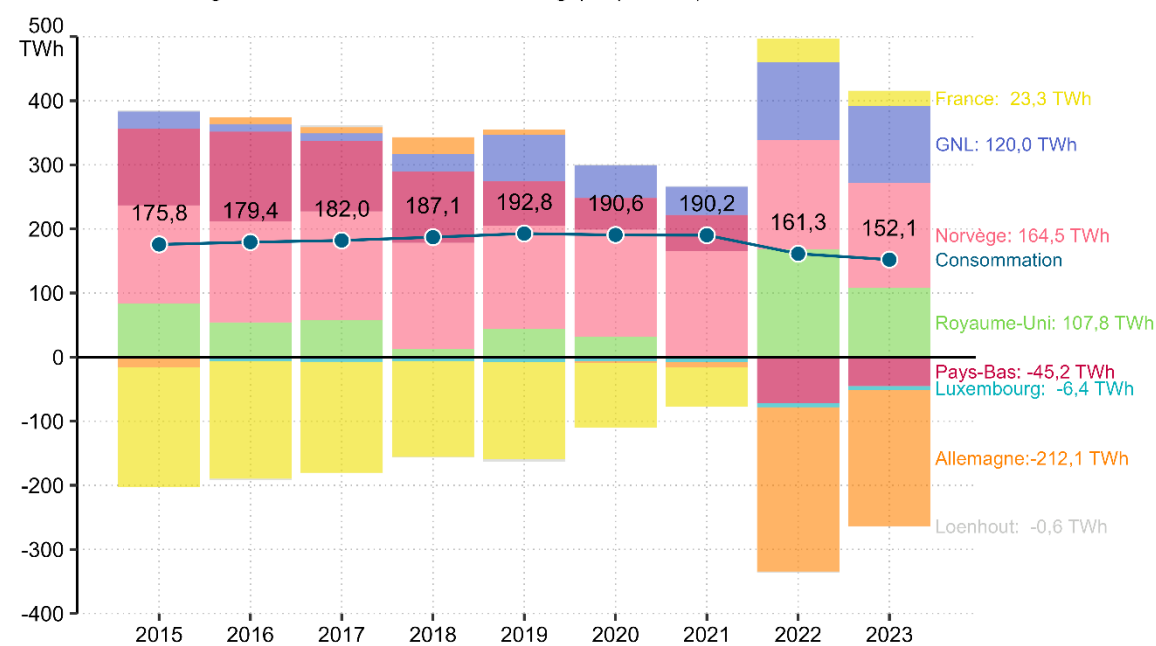


Figure 11 Flux de gaz naturel et consommation

13. L'invasion russe en Ukraine en 2022 a entraîné une réorientation majeure de la consommation de gaz naturel, influencé par l'évolution des prix et l'activité économique, parallèlement aux initiatives politiques prises au niveau européen pour réduire la demande et accélérer la transition énergétique. C'est dans ce contexte qu'il convient de considérer les évolutions de la demande. Outre les effets sur la demande de gaz naturel, la situation géopolitique entraîne un profond remaniement des voies d'approvisionnement en gaz naturel, le gaz naturel en provenance de Russie (est) ayant été remplacé dans une large mesure par du gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL). Les flux transfrontaliers de gaz naturel se présentent comme suit :

**Royaume-Uni (UK) :** Pour absorber les pertes de gaz naturel russe (en particulier en Allemagne), le Royaume-Uni est devenu une voie d'approvisionnement importante pour l'Europe continentale. Un flux net de gaz naturel en provenance du Royaume-Uni via le gazoduc Interconnector jusqu'à Zeebrugge de 107,8 TWh a été enregistré en 2023 (168,2 TWh en 2022).

**Pays-Bas (NL) :** Alors que les Pays-Bas sont traditionnellement un exportateur net de gaz naturel vers la Belgique, en partie à cause du gaz L néerlandais vers la Belgique (et par la suite vers la France), on

observe depuis 2022 que le solde des échanges génère un volume d'exportation de la Belgique vers les Pays-Bas. En 2023, un volume net de 45,2 TWh de gaz naturel a été livré aux Pays-Bas depuis la Belgique. Cela est lié au remplacement du gaz naturel russe aux Pays-Bas (mais aussi en Allemagne) par des cargaisons supplémentaires de GNL et de gaz naturel norvégien. Le gaz naturel des Pays-Bas ne concerne pas 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 supprimées en Belgique d'ici le 1er septembre 2024 et qui consiste désormais principalement en gaz H "appauvri" en raison de 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 peut ou non entrer sur le marché belge par le biais du commerce aux Pays-Bas. Ainsi, le gaz naturel russe utilisé pour produire du pseudo gaz L doit également chercher de nouvelles sources en 2023.

Norvège (NO) : À partir de Zeebrugge, il existe un gazoduc direct reliant la production de gaz naturel norvégien en mer du Nord. En 2023, 164,5 TWh de gaz naturel ont été fournis par ce gazoduc. Ainsi, l'approvisionnement par ce seul gazoduc dépasse la consommation belge de gaz naturel. En 2022, le volume de gaz naturel norvégien vers Zeebrugge était de 170,7 TWh. Des quantités supplémentaires de gaz naturel norvégien ont été fournies en 2022 (5,4 TWh), mais elles étaient plutôt limitées. Cela s'explique par le fait que le volume total de la production norvégienne s'approche déjà de la capacité maximale.

16. GNL : L'approvisionnement en gaz naturel liquéfié par cargaison en provenance principalement des États-Unis constitue une alternative au gaz naturel russe depuis 2022. En 2023, les entrées de GNL en Belgique se sont élevées à 120,0 TWh, soit 2,7 fois le volume enregistré en 2021 (44,0 TWh). Le marché européen du gaz naturel, et l'Allemagne en particulier, ont donc examiné de près les possibilités d'importation via Zeebrugge afin de garantir leur propre sécurité d'approvisionnement.

17. On savait déjà que le marché belge avait un schéma d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. En outre, le volume des importations (488 TWh) est un multiple (facteur de 3,2) de la consommation belge de gaz naturel. Cela s'explique par l'intensité des échanges transfrontaliers de gaz naturel en Belgique et par le choix de différents itinéraires et sources d'approvisionnement en fonction des conditions du marché. Les années 2022 et 2023 ont montré que les installations d'importation de Zeebrugge jouent un rôle important dans la sécurisation des approvisionnements en gaz naturel dans le nord-ouest de l'Europe et dans l'exploitation d'alternatives au gaz naturel russe à court terme.

Les flux de sortie sont principalement dirigés vers l'Allemagne et constituent une alternative à l'approvisionnement en gaz naturel russe pour le marché allemand. Via le point d'interconnexion transfrontalier avec l'Allemagne, les exportations ont été enregistrées à 212,1 TWh, ce qui correspond à 1,4 fois la consommation totale de gaz naturel de la Belgique. À titre de comparaison, le volume d'exportation mesuré en 2021 était de 8,1 TWh. Cet important flux de gaz naturel d'ouest en est a été possible en partie parce que la France a également exporté du gaz naturel vers la Belgique (23,3 TWh), alors que la France dépend traditionnellement fortement des flux de gaz naturel passant par la Belgique. Pour cela, on peut compter sur la possibilité, depuis le 1er 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 dans la bidirectionnalité des points d'interconnexion transfrontaliers a été une police d'assurance qui a été valorisée en 2022 et en 2023. Cela dit, le passage soudain de flux de gaz naturel dominants en provenance de l'est à des flux

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

18. Les consommateurs luxembourgeois de gaz naturel dépendent fortement des flux de gaz naturel passant par la Belgique. Pour promouvoir le commerce du gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, depuis le 1er octobre 2015, les marchés belge et luxembourgeois du gaz naturel (gaz H) ont été intégrés dans une zone d'entrée/sortie, une zone d'équilibrage et une plateforme commerciale commune (ZTP existante : Zeebrugge Trading Platform). En 2023, le flux de gaz naturel de la Belgique vers le Luxembourg sera de 6,4 TWh, soit une baisse de 6,9 % par rapport à 2022.)

14. Le tableau ci-dessous donne une ventilation de la consommation belge de gaz naturel par secteur et par qualité de gaz naturel (gaz H ou gaz L) pour la période 2020-2023.

		2020	2021	2022	2023	2023 t.o.v. 2022
Distribution	L	38,8	39,2	25,3	18,2	-28,6%
	H	50,4	62,6	56,3	61,7	+9,6%
Industrie	L	3,5	3,4	2,9	2,3	-20,7%
	H	45,5	43,1	36,0	37,4	+3,9%
Centrales électriques	L	-	-	-	-	-
	H	52,5	41,8	40,7	32,4	-20,4%
<b>Totaal</b>	L	<b>42,3</b>	<b>42,6</b>	<b>28,2</b>	<b>20,5</b>	<b>-27,3%</b>
	H	<b>148,4</b>	<b>147,5</b>	<b>133,0</b>	<b>131,5</b>	<b>-1.1%</b>
		<b>190,7</b>	<b>190,1</b>	<b>161,3</b>	<b>152,1</b>	<b>-5,6%</b>

Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Fluxys Belgium

Tableau 1 Consommation de gaz naturel en Belgique

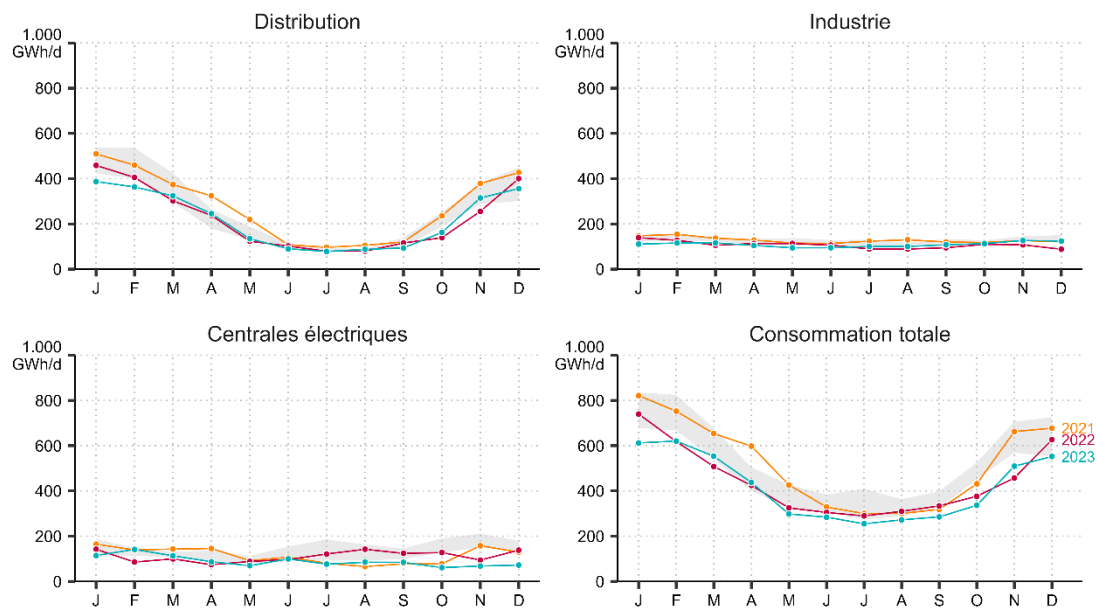


15. La consommation belge de gaz naturel a continué à diminuer en 2023, passant de 161,2 TWh à 152,1 TWh (-5,6 %). Cette baisse est principalement due aux centrales électriques (-20,4%) alors que l'industrie connaît une légère croissance de la consommation de gaz naturel de 2,0%. Sur les réseaux de distribution, la consommation a baissé de 2,3 %. La forte baisse de la consommation de gaz L (-27,3%) est liée au passage progressif du gaz L au gaz H en vue d'un passage total au 1er septembre 2024.

Les graphiques ci-dessous présentent les profils de la demande de gaz naturel par secteur en 2023.

### Profil annuel de prélèvement du gaz naturel

Profil des prélèvements du gaz naturel dans le réseau de Fluxys, par an (moyennes journalières, en GWh/j)



Source: calculs CREG sur base des données de Fluxys Belgium

Figure 12 Profil annuel de prélèvement du gaz naturel

16. Le profil de la consommation de gaz naturel par secteur continue de présenter le schéma habituel, la consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution présentant le schéma saisonnier typique en fonction des besoins de chauffage. La consommation de gaz naturel dans les secteurs de l'industrie et de la production d'électricité a une tendance plus plate au cours de l'année.

## 2.2. STOCKAGE

17. Pour Loenhout, le volume de stockage ferme disponible est fixé à 7,6 TWh. La différence entre le volume de stockage fixe disponible et le volume maximal effectivement stocké, qui peut atteindre 9,1 TWh, est due à la combinaison d'une offre de services bien étudiée de la part du gestionnaire de stockage et d'une utilisation optimale de ces services par les utilisateurs du stockage. Les utilisateurs de stockage, en concertation avec le gestionnaire de stockage, peuvent définir leur profil d'injection et de transmission tout au long de l'année. En injectant et en diffusant le gaz de manière régulière, l'opérateur de stockage peut offrir jusqu'à 20 % de capacité de stockage supplémentaire en plus du volume de stockage fixe disponible de 7,6 TWh.

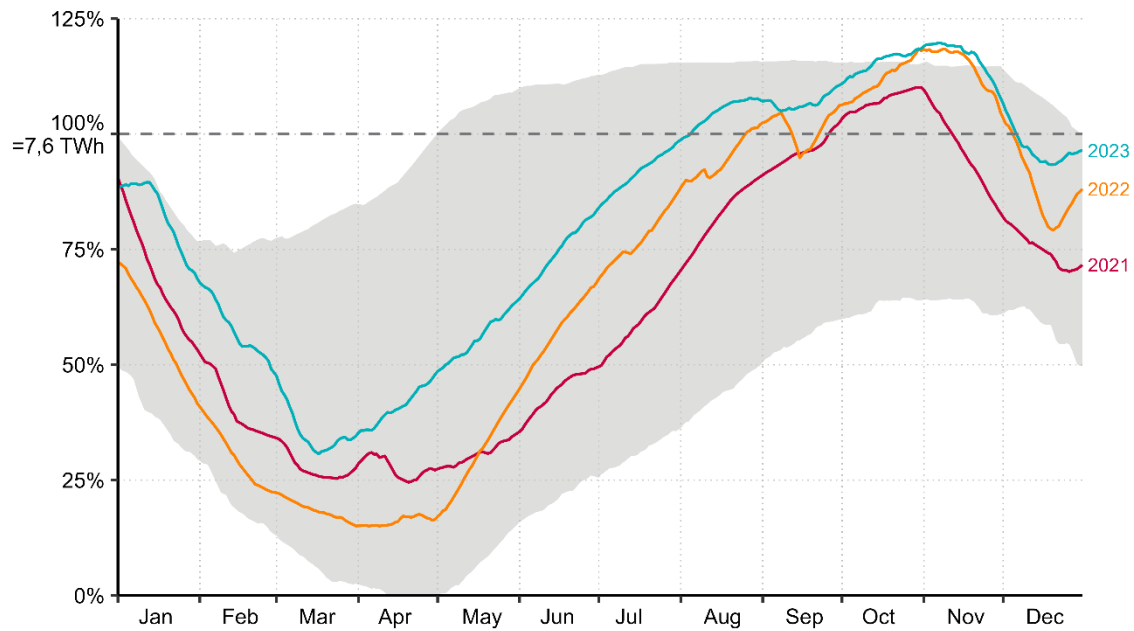
18. En 2021, Fluxys Belgium, en concertation avec les acteurs du marché et à la demande de la CREG, a mis en place un nouveau modèle de marché dynamique pour la période de stockage 2022/2023 et suivantes. Ce modèle de stockage permet de répondre de manière plus rapide et plus flexible aux besoins du marché. Ce suivi actif du marché des services de stockage est à l'origine de l'attribution réussie de toute la capacité de stockage disponible pour les saisons de stockage 2022/2023 et 2023/2024.

19. Concernant l'évolution du stockage en Belgique, il est à noter que les shippers conservent un intérêt élevé pour l'installation de Loenhout, comme en témoignent la dernière campagne de vente organisée en octobre 2023 qui s'est soldée par une vente de l'ensemble de la capacité ferme pour les années 2024/2025 et 2025/2026. Tandis que 75% de la capacité est déjà réservée pour l'année de stockage 2026/2027. Nous pouvons estimer que cet attrait est une conséquence du modèle flexible mis en place et du travail conjoint de la CREG, de l'opérateur de l'installation de stockage et du SPF Economie pour définir une trajectoire de stockage assurant l'approvisionnement de la Belgique sans limiter la flexibilité des utilisateurs du stockage.

20. Ces ventes ont également permis une réduction de 20% du tarif des services de stockage à partir de janvier 2024 (par rapport aux tarifs 2023 indexés). Vergeleken met onze buurlanden Nederland, Duitsland en Frankrijk, waar verschillende dure ondersteunings- en subsidieregelingen werden opgezet, heeft België de door de EU opgelegde opslagverplichtingen strikt gerespecteerd zonder dat dit aanleiding gegeven tot meerkosten voor de consument, integendeel.

## Stockage souterrain de gaz naturel en Belgique

Taux de remplissage du site de stockage souterrain de gaz de Loenhout



Source: calculs CREG sur base des données de GIE / AGSI

Figure 13 Stockage souterrain de gaz naturel en Belgique

21. Au cours de la dernière décennie, le volume total de stockage disponible pour le gaz naturel en Europe a connu une augmentation constante jusqu'en 2016. Depuis 2016, nous observons que le volume de stockage disponible en Europe reste stable à un niveau élevé. En 2023, par exemple, le volume de stockage total disponible est de 1 139,5 TWh, dont plus de 87 % sont remplis à la fin de 2023. À la fin de 2023, plus de 990 TWh de gaz naturel étaient encore stockés dans les installations de stockage européennes. La consommation européenne annuelle totale en 2023 était de 3 770 TWh.

22. L'invasion russe de l'Ukraine fin février 2022 a eu un impact inattendu mais solide sur le marché du gaz de l'UE. Les ondes de choc créées par ce raid ont également eu un impact majeur sur le marché du stockage du gaz de l'UE. Un point qui mérite l'attention ici est l'interaction entre le prix élevé (quotidien) du marché d'une part et les stocks (trop) faibles de gaz naturel stocké d'autre part. Le volume de gaz stocké est tombé à un peu plus de 25 % à la fin du mois de mars 2022. L'inquiétude des gouvernements et des acteurs du marché quant à l'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2022 - 2023 s'est traduite par une course contre la montre pour remplir les stocks de gaz à temps et en quantités suffisantes.

23. L'Union Européenne a réagi à cette situation en instaurant une obligation de remplissage des stockages européens à hauteur de 80% au 1<sup>er</sup> novembre 2022. En plus de cette obligation de remplissage, l'UE a également défini une trajectoire de remplissage par Etat Membre, pour assurer un remplissage progressif des sites de stockage et pour éviter que les stockages ne se vident trop rapidement en hiver. Mits de betaling van extreem hoge meerprijzen kon de EU zich verzekeren van voldoende LNG om de EU-opslagcapaciteiten zo goed als volledig gevuld te krijgen tegen het begin van de winter 2022.

24. Ces mesures, qui étaient déjà appliquées, sous une forme légèrement différente, depuis des années en Belgique et un hiver 2022/2023 plus doux, ont permis de débiter l'année de stockage 2023/2024 avec des stockages relativement bien remplis : 35% du volume ferme en Belgique et 56% en Europe.

25. Ce haut niveau de remplissage et l'arrivée importante de LNG en Europe en 2023, dans les terminaux existants mais également via les nouveaux FSRUs<sup>4</sup> déployés entre autres aux Pays-Bas et en Allemagne, ont permis de remplir les stockages en 2023 sans entraîner une hausse trop importante du prix du gaz.

26. Début novembre 2023, l'Europe affichait un taux de remplissage de 100%. La Belgique, grâce à l'optimisation des injections dans l'installation de Loenhout a atteint un taux de remplissage de 120% de la capacité ferme.

### Stockage souterrain de gaz naturel en Europe

Taux de remplissage du sites de stockage souterrain européens

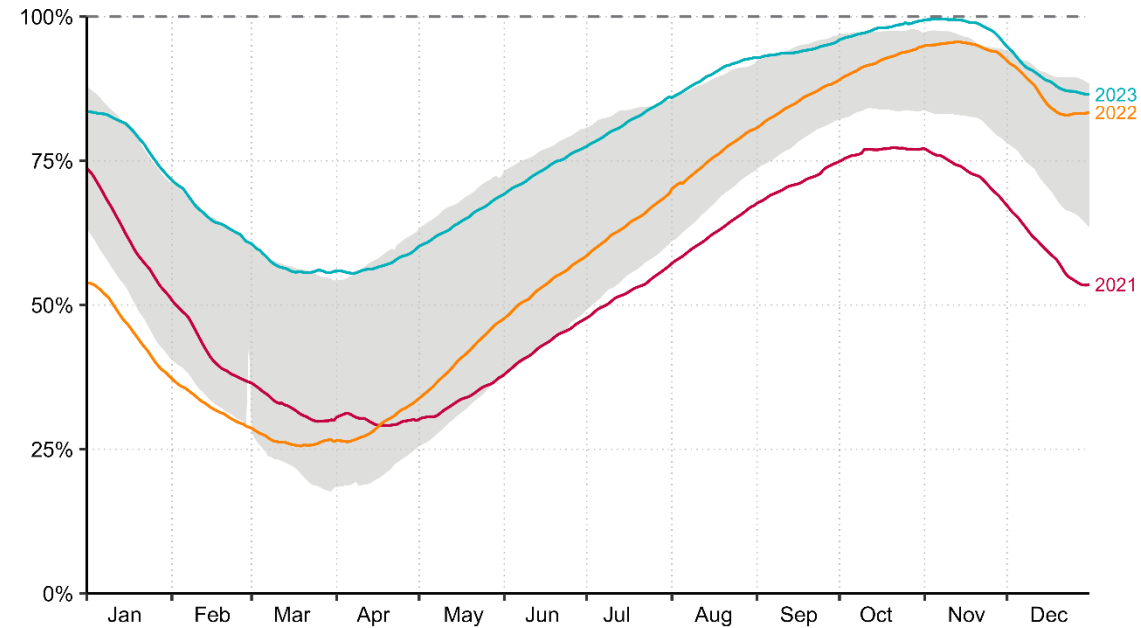


Figure 14 Stockage souterrain de gaz naturel en Europe

<sup>4</sup> FSRU = Floating Storage Regasification Unit: un terminal flottant de GNL

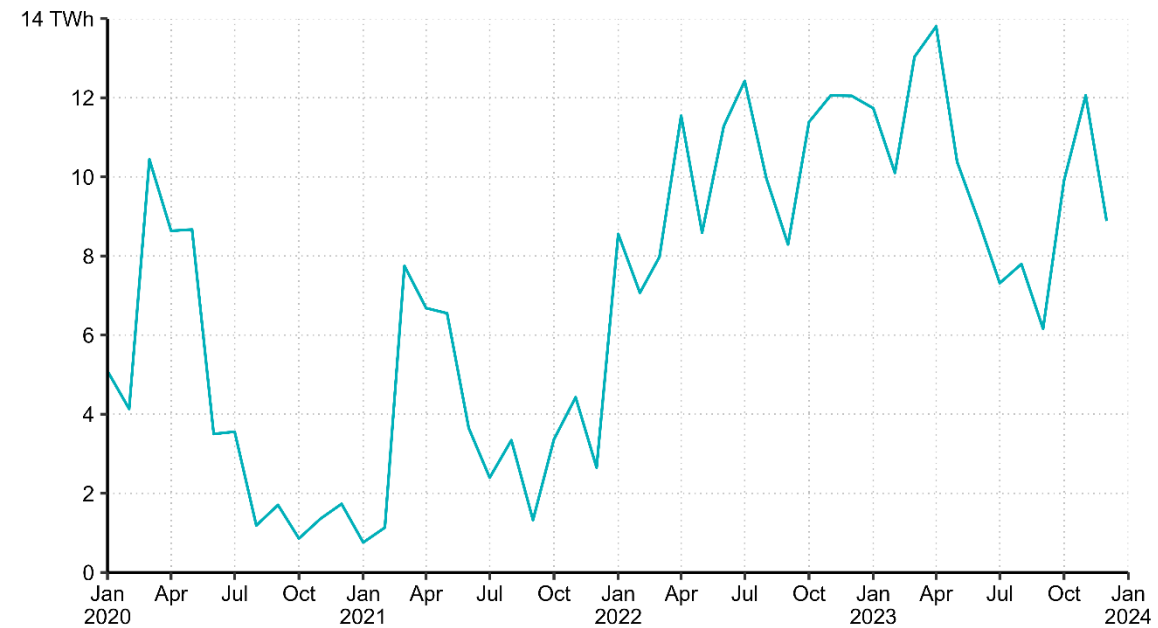
## 2.3. GNL

27. En 2023, 219 méthaniers ont déchargé 167,5 TWh de GNL et 75 méthaniers ont chargé 43,9 TWh.

28. La moyenne mensuelle d'injection de GNL dans le réseau gazier belge (« *send-out* ») sur les trois dernières années montre une saisonnalité hiver/été. Par ailleurs, on constate que 120 TWh de gaz a été injecté dans le réseau à la fin de l'année 2023.

### Injection de GNL dans le réseau gazier

Evolution des injections moyennes mensuelles de GNL dans le réseau gazier (en TWh)



Source: calculs CREG sur base des données de Fluxys Belgium

Figure 15 Injection de GNL dans le réseau gazier

## 2.4. MARCHE A COURT ET A LONG TERME

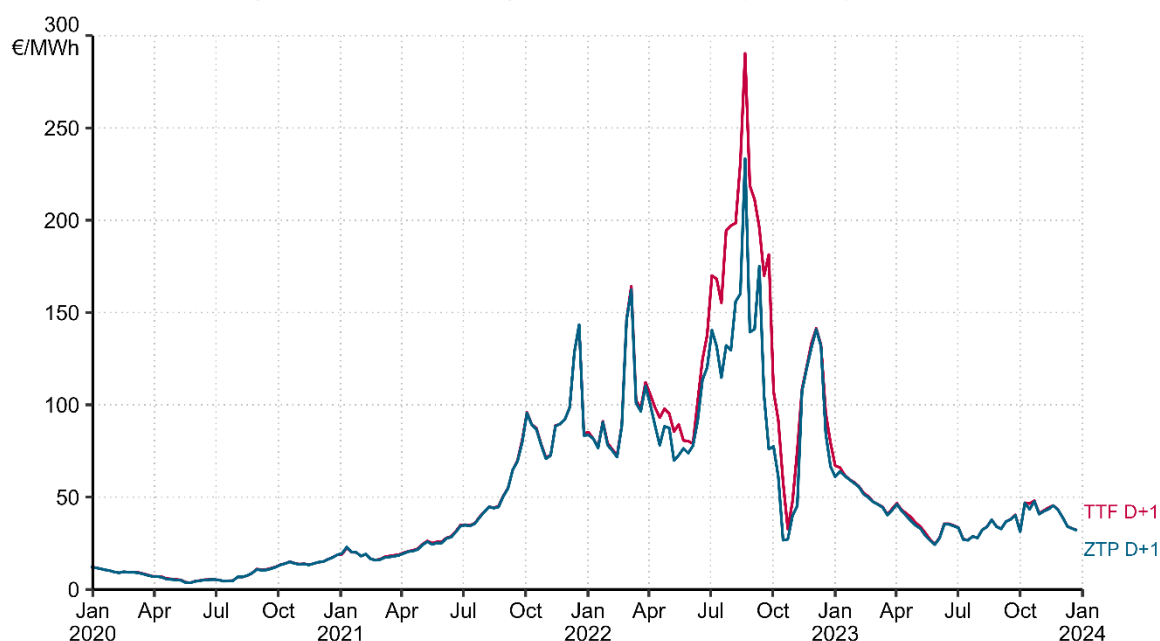
29. La figure ci-dessous illustre au moyen des lignes colorées le prix du gaz day ahead annuel moyen (D+1), respectivement pour la Belgique (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (THE) (en €/MWh). Ces lignes coïncident presque, ce qui indique qu'un échange de gaz naturel transfrontalier fluide est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

30. 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. Sur TTF, le prix moyen du gaz naturel Y+1 est passé de 113,5 €/MWh en 2022 à 52,7 €/MWh. 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.

31. Dans le contexte de la situation géopolitique, il est utile d'examiner de plus près les cotations de prix (D+1) sur ZTP et TTF en 2023. 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 en 2022, ZTP devenant même le hub « le moins cher ». En 2023, l'écart BE-NL a recommencé à converger pour finir par des prix parfaitement alignés. 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 crise pour ce qui concerne les marchés spots.

### Prix du gaz sur les marchés spot

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

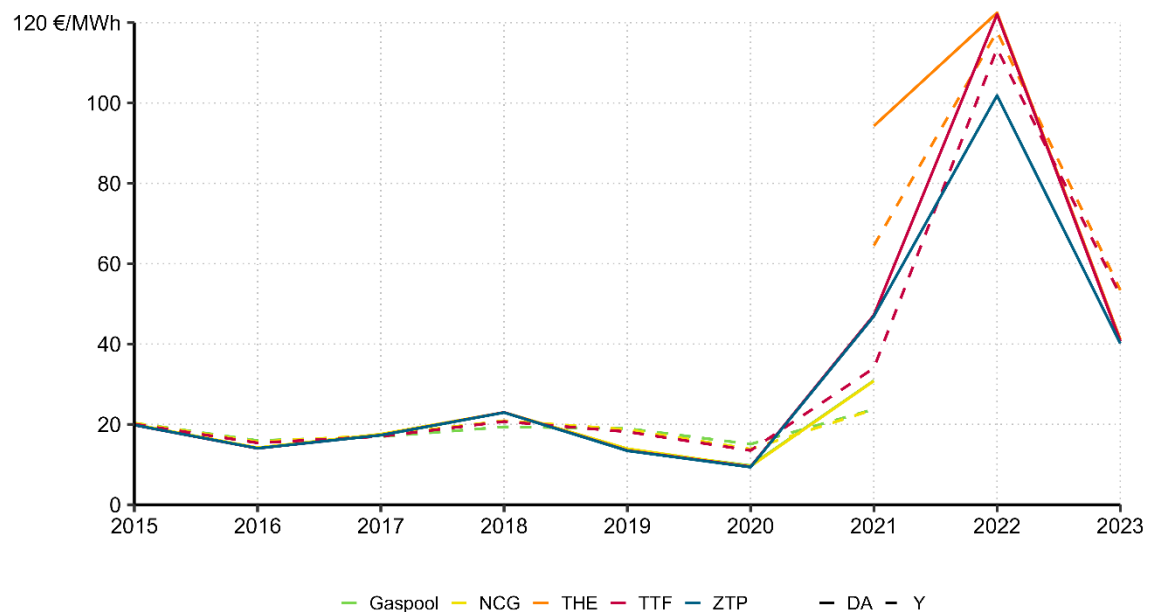


Source: calculs CREG sur base des données ZTP et TTF

Figure 16 Prix du gaz sur les marchés spot

### Prix du gaz sur les marchés spot et à terme

Evolution 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 et THE  
Note: Le 1er octobre 2021, Gaspool et NCG ont fusionné pour former THE

Figure 17 Prix du gaz sur les marchés spot et à terme

### 3. CONCLUSION

Les principales conclusions sont les suivantes :

Pour l'électricité :

- La demande totale d'électricité a diminué de 4,0 % en 2023 par rapport à 2022. Au total, seuls 78,4 TWh d'électricité ont été consommés dans le réseau belge. La charge sur le réseau de transport (la "grid load") a connu une baisse encore plus importante : de 64,1 TWh en 2022 à 57,9 TWh en 2023 (une baisse de 9,6 %). L'augmentation du delta entre la consommation et la charge peut s'expliquer par la forte augmentation de l'autoconsommation d'électricité, principalement à partir d'installations photovoltaïques. Ces observations confirment et renforcent la tendance observée depuis 2015.
- La baisse de la production totale d'électricité à 77,8 TWh en 2023 (89,9 TWh en 2022) est principalement due au déclassement récent de deux unités nucléaires (Doel 3 et Tihange 2), qui a éliminé 2 GW de capacité de production du mix de production. La production des unités nucléaires est tombée à 31,3 TWh en 2023. La production d'électricité à partir de gaz a également fortement diminué, pour atteindre 15,2 TWh. Cette baisse n'a été que partiellement compensée par une augmentation de la production renouvelable : le solaire et l'éolien ont représenté une production combinée de 21,3 TWh.
- Le fait que le démantèlement des unités nucléaires n'ait pas entraîné une augmentation de la production à partir de sources fossiles est principalement grâce à l'augmentation des importations d'électricité. Alors que la Belgique a été un exportateur net au cours des quatre dernières années (avec un excédent de 6,3 TWh dans son bilan en 2023), un total de 2,9 TWh a été importé des pays voisins en 2023.
- Le prix moyen de l'électricité sur le marché day-ahead belge en 2023 était encore de 97,3 €/MWh. Bien qu'il s'agisse d'une forte baisse par rapport au niveau de prix atteint pendant la crise énergétique en 2022 (244,5 €/MWh), ce prix reste plus de deux fois supérieur à la moyenne historique de la période 2015 - 2020 (42,1 €/MWh). Parallèlement, sous l'influence de l'intégration croissante des énergies renouvelables et de la faible demande d'électricité, le nombre d'heures avec des prix négatifs en Belgique (172 heures) et dans les pays voisins a fortement augmenté l'année dernière.
- Le prix du déséquilibre sur le marché d'équilibrage a connu une baisse similaire en 2023 : il s'est établi en moyenne à 96,7 €/MWh. Les déséquilibres observés en 2023 sont similaires à ceux des années précédentes : sur une base trimestrielle, le déséquilibre positif maximal était de 1 133 MWh, et le déséquilibre négatif de -1 393 MWh. En moyenne, il y a eu plus de déséquilibres négatifs que de déséquilibres positifs dans la zone de contrôle belge (position courte).



Pour le gaz naturel :

- Pour la deuxième année consécutive, la consommation de gaz naturel en Belgique a connu une forte baisse, de 5,7 %, pour atteindre 152,1 TWh. Les 161,3 TWh mesurés en 2022 représentaient précédemment une baisse de 15,2 % par rapport à 2021.
- Des conditions sans précédent sur les marchés internationaux du gaz naturel ont entraîné une profonde reconfiguration des voies d'approvisionnement en gaz naturel, le gaz naturel provenant de Russie (l'est) étant largement remplacé par le gaz naturel provenant de l'ouest (GNL). Cela s'est traduit par une augmentation considérable et une modification des flux transfrontaliers de gaz naturel pour la Belgique.
- Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a fortement chuté en 2023.
- Sous l'influence d'un modèle de marché dynamique, des actions de l'opérateur de stockage et des utilisateurs, et des trajectoires de remplissage obligatoires imposées aux États membres par l'Union européenne, des taux de remplissage élevés du site de stockage souterrain de gaz à Loenhout, et d'autres sites européens, ont été atteints au cours de l'année écoulée.



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

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président du Comité de direction