

# Nota

(Z)2720

21 december 2023

## Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2023

Opgesteld met toepassing van artikel 23, §2, tweede lid, 2° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en met toepassing van artikel 15/14, §2, 2° van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
VOORAF .....	3
1. ELEKTRICITEIT .....	4
1.1. Elektriciteitsafname.....	4
1.2. Elektriciteitsproductie .....	6
1.3. Elektriciteitsprijzen .....	8
1.4. Interconnecties.....	10
1.5. Balancerings .....	12
2. AARDGAS .....	14
2.1. Grensoverschrijdende stromen en aardgasverbruik.....	14
2.2. Opslag.....	18
2.3. LNG .....	21
2.4. Korte- en langetermijnmarkt.....	22
3. CONCLUSIE .....	24

## VOORAF

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (“CREG”) geeft in deze nota op beknopte wijze een overzicht van de belangrijkste evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas in 2023. Deze nota is opgesteld in afwachting van de meer gedetailleerde studies die de CREG jaarlijks maakt over de groothandelsmarkten en die in de komende maanden gefinaliseerd worden.

Waar mogelijk wordt een historiek gegeven van de voorgaande jaren. Op deze manier krijgt de lezer een beter begrip van de evoluties op de groothandelsmarkten.

Sommige gegevens zijn nog niet gevalideerd en kunnen dus nog wijzigen.

Het Directiecomité van de CREG heeft deze nota goedgekeurd op zijn vergadering van 21 december 2023.

# 1. ELEKTRICITEIT

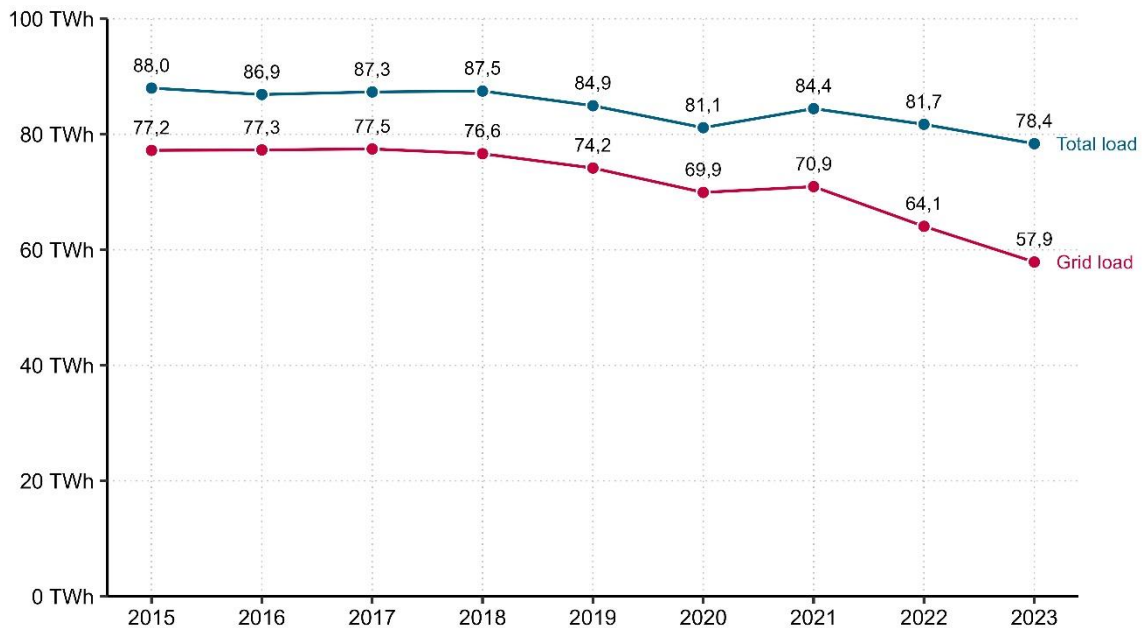
## 1.1. ELEKTRICITEITSAFNAME

1. De elektriciteitsconsumptie in België nam, in 2023, af tot 78,4 TWh. Dit is het laagste niveau in jaren en één van de sterkste dalingen op jaarbasis sinds het begin van de observaties (-4,0% ten opzichte van 2022). De daling van het elektriciteitsverbruik is vergelijkbaar de daling die, in 2020, werd geobserveerd als het gevolg van de maatregelen in de strijd tegen de covid-19 pandemie). Deze waarde bevestigt en versterkt de dalende trend die sinds 2015 wordt geobserveerd.

2. Hoewel de totale afname 78,4 TWh bedroeg, was de belasting van het transmissienetwerk slechts 57,9 TWh (i.e. een daling met 9,6% ten opzichte van 64,1 TWh in 2022). Net als voorgaande jaren neemt het verschil tussen het totale verbruik en de belasting van het netwerk dus toe. De reden hiervoor is de sterke toename van de niet-gemeten, ter plaatse verbruikte lokale opwekking van elektriciteit, die niet wordt meegenomen in de belasting van het transmissienetwerk. De schattingen van deze "autoconsumptie" worden echter wel meegenomen in de totale afname. Dit betreft in het bijzonder de productie uit PV-installaties (zie ook sectie 1.2).

### Elektriciteitsafname van het transmissienetwerk

Jaarlijkse totale verbruik en belasting van het transmissienetwerk van Elia (in TWh)



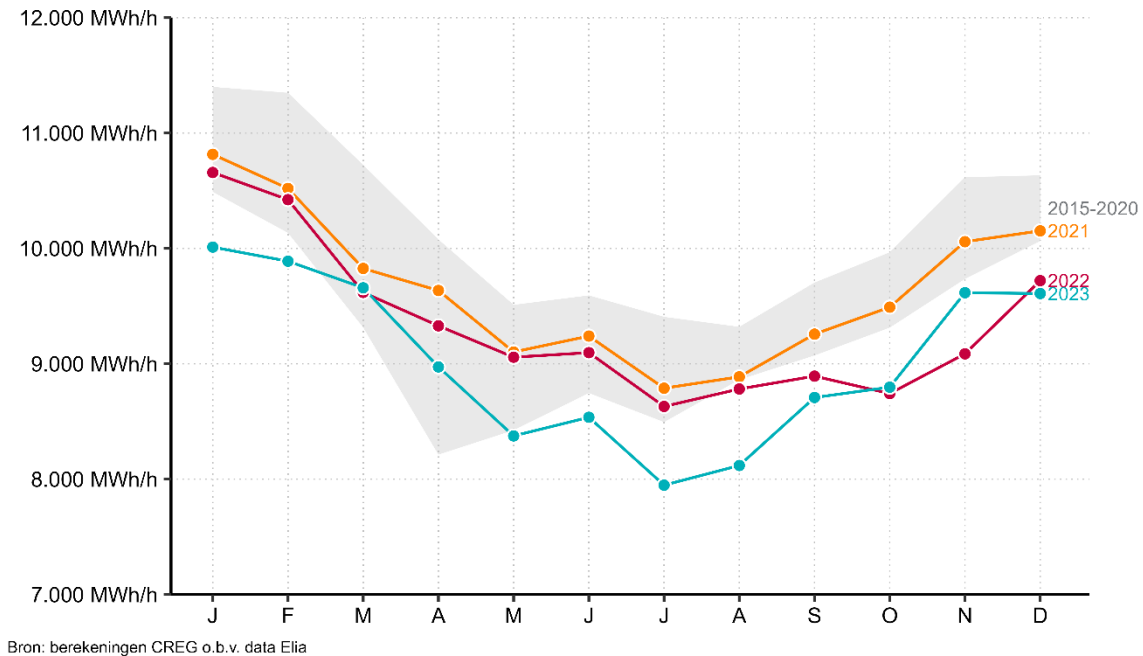
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Figuur 1 Elektriciteitsafname van het transmissienetwerk

3. De geobserveerde daling manifesteerde zich doorheen de meeste maanden van het jaar, zoals blijkt uit Figuur 2. De dalingen van het verbruik zijn vermoedelijk gelinkt aan de reactie van industrie en particulieren op de hoge elektriciteitsprijzen en zullen door de CREG verder worden geanalyseerd in de komende maanden.

### Jaarprofiel van de elektriciteitsafname

Maandgemiddelden van de elektriciteitsafname ("total load") van het transmissienetwerk van Elia, per jaar (in MWh)



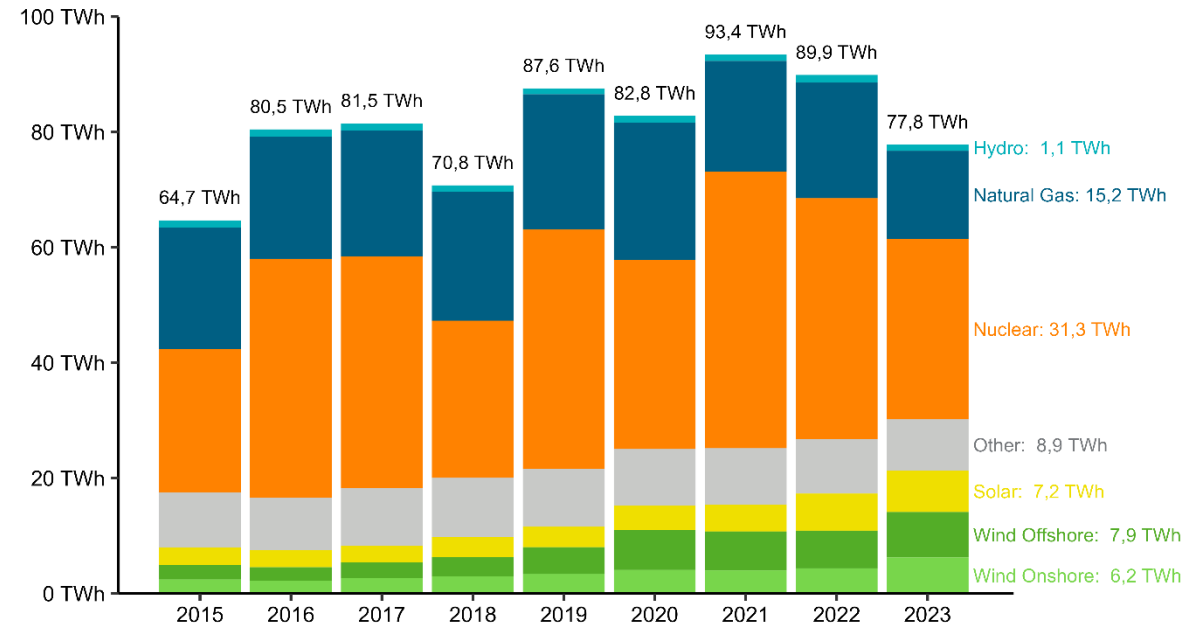
Figuur 2 Jaarprofiel van de elektriciteitsafname

## 1.2. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE

4. De Belgische elektriciteitscentrales leverden in 2023 samen 77,8 TWh aan elektriciteit. Dit is een enorme daling (-13,5%) ten opzichte van 2022 (89,9 TWh). De uitdienstnames van Doel 3 (1.006 MW) in oktober 2022 en Tihange 2 (1.008 MW) in februari 2023 vertalen zich in een historisch lage elektriciteitsproductie van het nucleaire productiepark: 31,3 TWh in 2023. De productie uit hernieuwbare energiebronnen (zon en wind uit *on-* en *offshore* parken) steeg in 2023 tot 21,3 TWh, ofwel 27,1% van de totale elektriciteitsvraag.

### Geproduceerde elektriciteit

Jaarlijkse totale verbruikopgewekte elektriciteit per brandstoftype (in TWh)

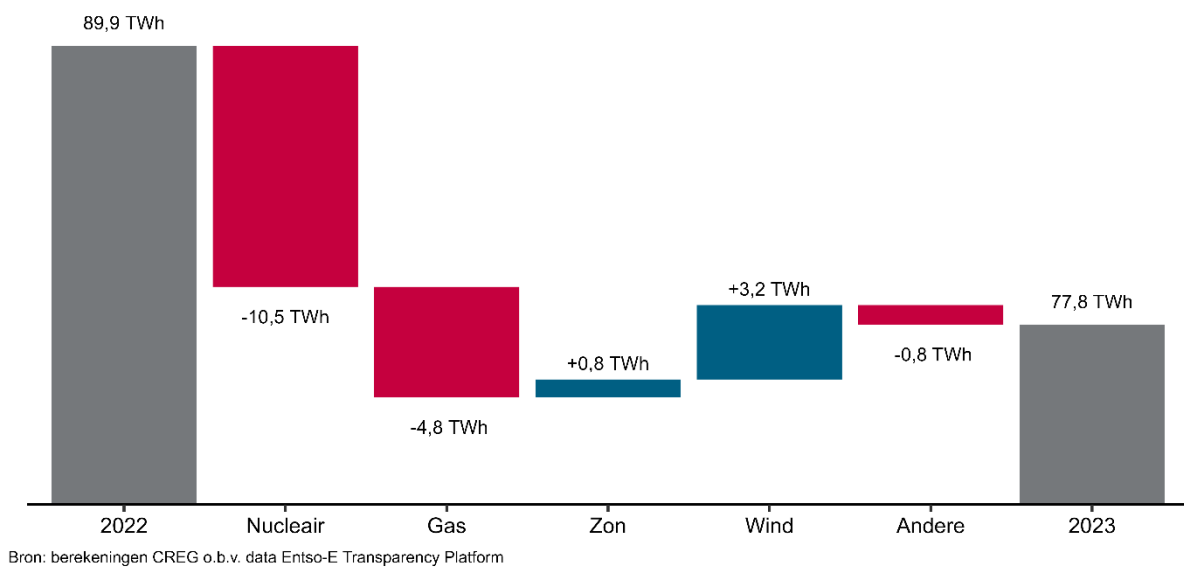


Figuur 3 Geproduceerde elektriciteit

5. Figuur 3 geeft de jaarlijkse schommelingen in de productie per brandstoftype weer. Om de wijzigingen per categorie in 2023 ten opzichte van het voorgaande jaar te visualiseren, toont de Figuur 4 stapsgewijs hoe de totale productie van 89,9 TWh in 2022 evolueerde tot een productie van 77,8 TWh in 2023. De voornaamste factor in de daling van de productie is de afname van de nucleaire productie: deze daalde op jaarbasis met 10,5 TWh (tot 31,3 TWh). Ondanks dit gegeven neemt ook de productie uit fossiele brandstoffen, met name aardgas, af: met 4,8 TWh tot slechts 15,2 TWh (of 19,4% van de totale elektriciteitsvraag). De hernieuwbare productie steeg tot een totaal van 21,3 TWh, voornamelijk door de productietoename van wind (+3,2 TWh), maar ook door zonne-energie (+0,8 TWh).

### Wijziging in de productiemix

Vergelijking van geproduceerde elektriciteit per brandstoftype tussen 2022 en 2023 (in TWh)



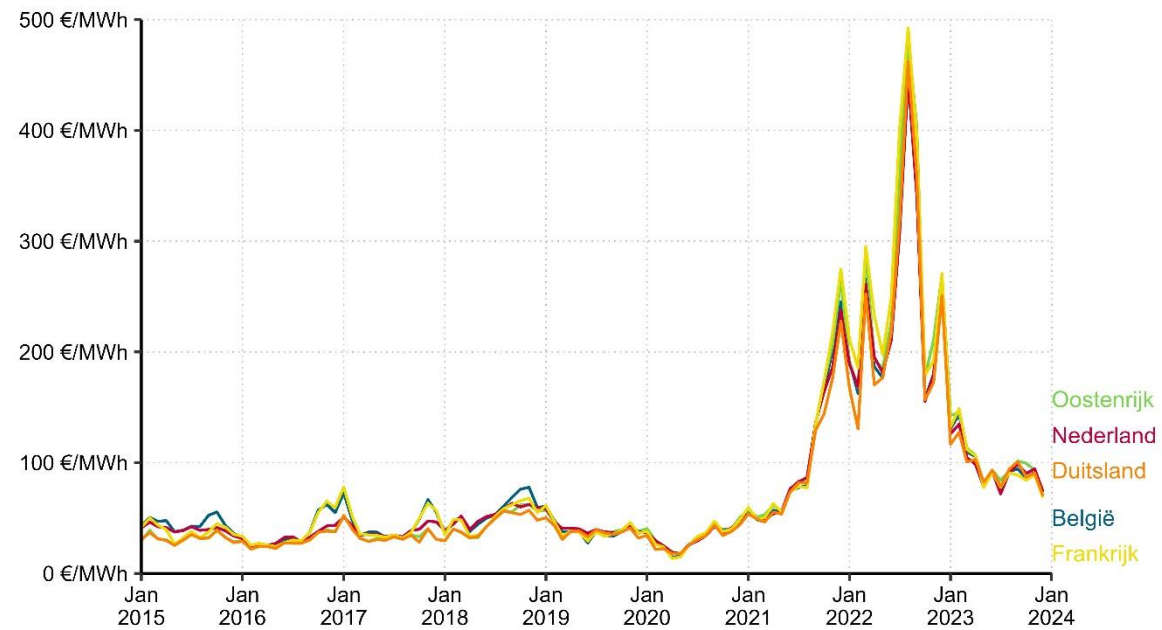
Figuur 4 Wijziging in de productiemix

### 1.3. ELEKTRICITEITSPRIJZEN

6. De prijs voor elektriciteit op de Belgische *day-ahead* groothandelsmarkt bedroeg in 2023 gemiddeld 97,3 €/MWh: dit is duidelijk hoger dan het historische gemiddelde (2015 t.e.m. 2020: 42,1 MWh) maar een sterke afname (-60,2%) ten opzichte van 2022 (244,5 €/MWh). De prijzen in België liggen hoger dan in Duitsland (95,1 €/MWh), Nederland (95,8 €/MWh) en Frankrijk (96,9 €/MWh), maar lager dan in Oostenrijk (102,0 €/MWh) en de meeste Centraal- en Oost-Europese landen.<sup>1</sup>

#### Evolutie van de day-aheadprijzen

Maandgemiddelden van de day-aheadprijzen in België en haar naburige biedzones (in €/MWh)



Figuur 5 Evolutie van de day-aheadprijzen

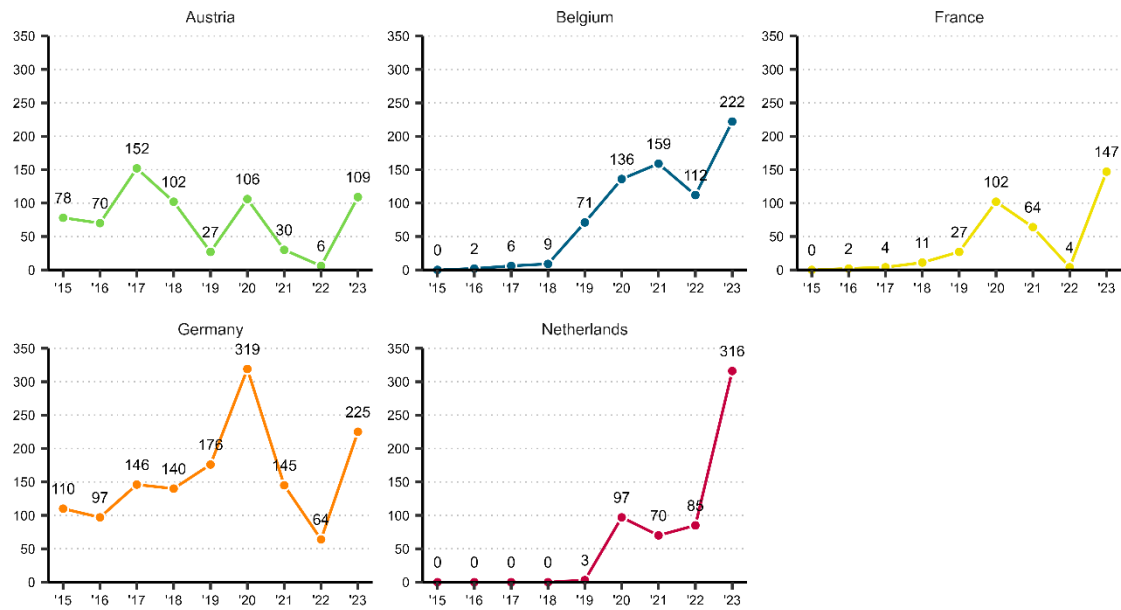
<sup>1</sup> De gemiddelde *day-ahead*prijzen voor de Centraal- en Oost-Europese landen die deelnemen aan de stroomgebaseerde marktkoppeling in de zogeheten *Core* regio schommelen tussen de 105 en 112 €/MWh.



7. In alle beschouwde landen in onderstaande Figuur 6 nam het aantal uren met negatieve prijzen toe in 2023, ten opzichte van het voorgaande jaar. In België werden negatieve prijzen waargenomen in 222 uren, hetzij 2,5% van het jaar. Vooral in Frankrijk en Nederland nam dit fenomeen sterk toe. Dit werd reeds uitvoerig beschreven door de CREG in haar studie van september 2023,<sup>2</sup> waar werd uitgelegd dat deze contra-intuïtieve situatie te maken heeft met een gebrek aan blootstelling van marktdeelnemers aan *day-ahead*prijzen, lage vraag naar elektriciteit en een toenemende penetratie van hernieuwbare energiebronnen.

### Negatieve day-aheadprijzen

Aantal uren per jaar met negatieve day-aheadprijzen



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

Figuur 6 Negatieve day-aheadprijzen

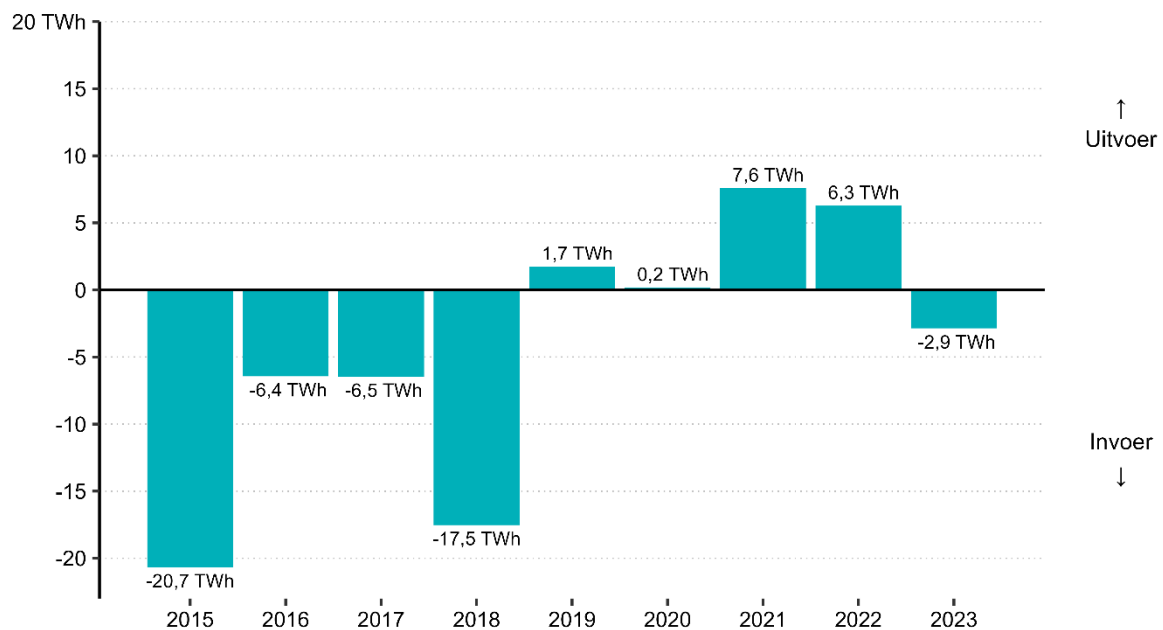
<sup>2</sup> Study (F) [2590](#) on the occurrence and impact of negative prices in the day-ahead market

## 1.4. INTERCONNECTIES

8. Na vier opeenvolgende jaren waarin België netto elektriciteit exporteerde naar haar buurlanden, werd in 2023 opnieuw een netto importpositie vastgesteld. België importeerde in totaal 2,9 TWh vanuit Frankrijk, Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Duitsland. Het feit dat netto wordt geïmporteerd, ondanks sterke daling van de elektriciteitsvraag, is gelinkt aan de marktdynamiek ten gevolge van de uitdienstname van 2 GW aan nucleaire productie. Dergelijke – relatief goedkope – productiecapaciteit wordt in eerste instantie vervangen door import uit het buitenland, die goedkoper is dan het inzetten van duurdere (piek)centrales op basis van aardgas.

### Invoer en uitvoer van elektriciteit

Jaartotaal van de fysieke grensoverschrijdende elektriciteitsstromen van en naar België (in TWh)



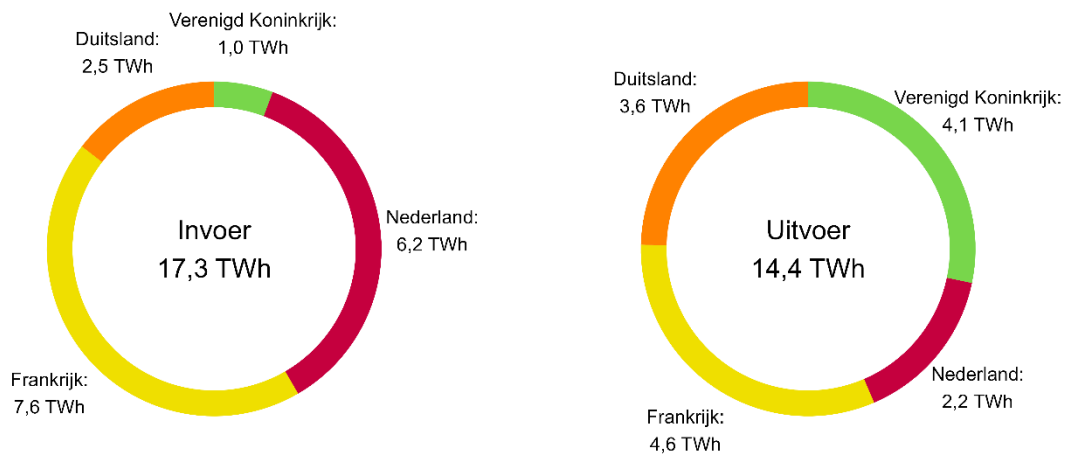
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Entso-E Transparency Platform

Figuur 7 Invoer en uitvoer van elektriciteit

9. De nettopositie van België wordt bepaald door de in- en uitvoerstromen op de interconnecties met Nederland, Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. Figuur 8 toont, zowel voor de invoer als voor de uitvoer, de jaartotalen in 2023 per grens. Het overgrote deel van de bruto invoer van elektriciteit komt uit Frankrijk (7,6 TWh) en Nederland (6,2 TWh). Tegelijkertijd werd meer bruto uitgevoerd naar het Verenigd Koninkrijk (4,1 TWh) en Duitsland (3,6 TWh), dan er werd ingevoerd. De netto-positie per grens kan worden bekomen door de invoer van de uitvoer af te trekken: Nederland (-4,0 TWh) en Frankrijk (-3,0 TWh) exporteerden netto naar ons land, terwijl ons land netto exporteerde naar Duitsland (+1,1 TWh) en het Verenigd Koninkrijk (+3,1 TWh).

### Invoer en uitvoer per grens

Totale fysieke stromen per grens van en naar België in 2023 (in TWh)



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

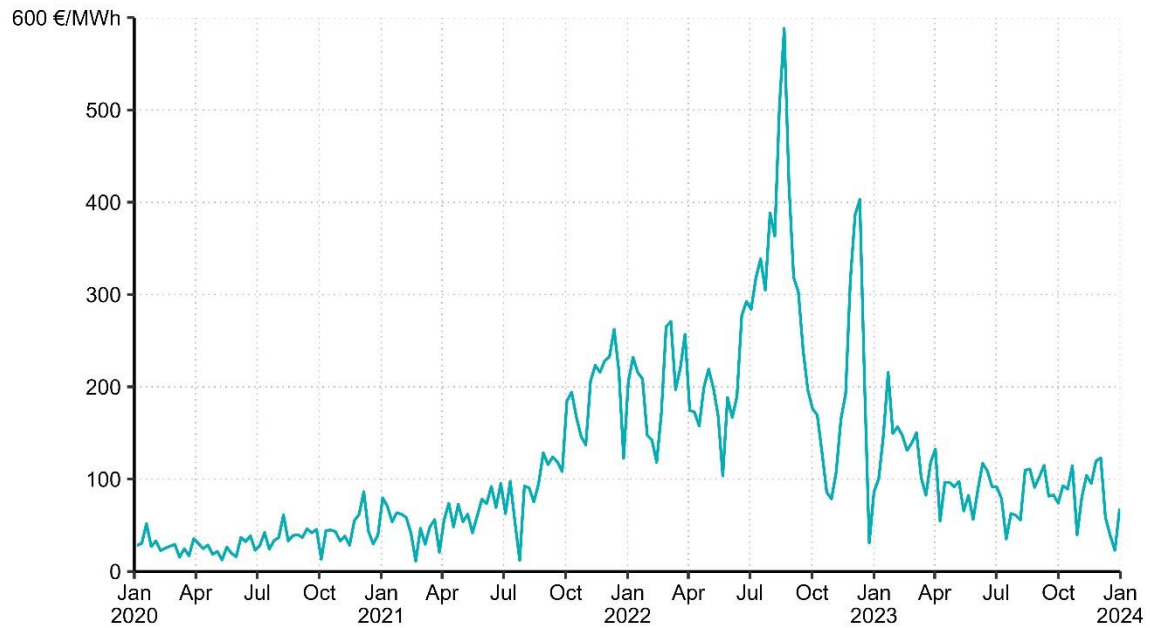
Figuur 8 Invoer en uitvoer per grens

## 1.5. BALANCERING

10. De gemiddelde prijs voor een (positieve en negatieve) onbalans bedroeg 96,7€/MWh in 2023. Dit is een afname met 58,7% ten opzichte van 2022, toen deze nog 234,0 €/MWh bedroeg. Zowel het jaargemiddelde als de evolutie doorheen het jaar van deze onbalansprijzen zijn sterk gealigneerd met de *day-ahead* prijs (zie ook sectie 1.3). Op 20 maart 2023 werd de hoogste onbalansprijs op kwartierbasis waargenomen: deze steeg kortstondig tot 3.455,7 €/MWh.

### Evolutie van de onbalansprijzen

Weekgemiddelde van de onbalansprijzen tussen 2020 en 2023 (in €/MWh)



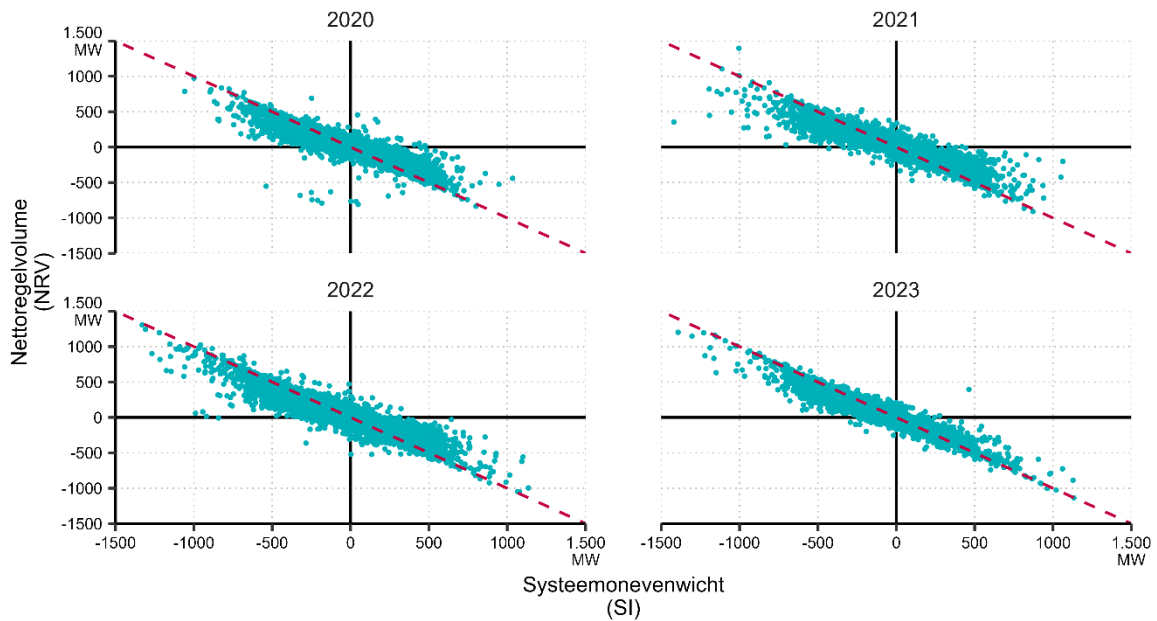
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Figuur 9 Evolutie van de onbalansprijzen

11. Figuur 10 toont, op kwartierbasis, het verschil tussen het systeemonevenwicht (“SI”) in de regelzone van Elia enerzijds en de activeringen die Elia initieert om het evenwicht te beheren (het nettoregelvolume of “NRV”) anderzijds. De gemiddelde delta<sup>3</sup> tussen beiden bedroeg in 2023 14,5 MW, i.e. een daling ten opzichte van het voorgaande jaar (23,0 MW in 2022). De grootste positieve onbalans bedroeg 1.133,2 MW op 9 juli, de grootste negatieve onbalans was -1.392,7 MW op 10 november.

### Systeemonevenwicht en nettoregelvolume

Kwartiergemeten systeemonevenwicht (horizontaal) en nettoregelvolume (verticaal) per jaar (in MW)



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Figuur 10 Systeemonevenwicht en nettoregelvolume

<sup>3</sup> Rekenkundig gedefinieerd als de delta tussen de absolute waarden van SI en NRV.

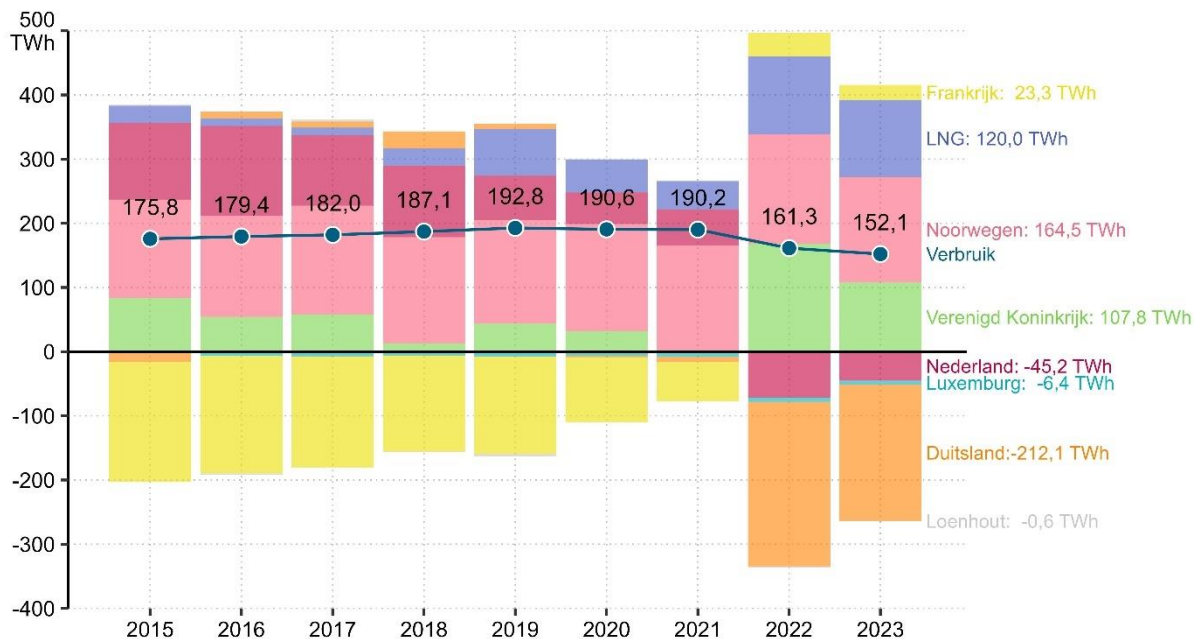
## 2. AARDGAS

### 2.1. GRENSOVERSCHRIJDENDE STROMEN EN AARDGASVERBRUIK

12. De onderstaande Figuur 11 geeft voor de periode 2015-2023 de netto aardgasstromen met de buurlanden of via LNG, zowel voor entry (positief) als exit (negatief). De blauwe lijn geeft het verschil tussen grensoverschrijdende entry en exit en komt dus overeen met de aardgasconsumptie in België. In 2023 bedroeg de aardgasconsumptie 152,1 TWh, een terugval met 5,6% ten opzichte van 2022 (161,3 TWh). Dit nadat het aardgasverbruik in 2022 reeds drastisch daalde met 15,2%.

#### Aardgasstromen en -verbruik

Jaarlijkse evolutie van aardgasstromen van en naar België (in TWh)



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

Figuur 11 Aardgasstromen en -verbruik

13. De Russische inval in Oekraïne heeft in 2022 geleid tot een belangrijke herschikking van het aardgasverbruik onder invloed van prijsevoluties en economische activiteit naast de beleidsinitiatieven op Europees niveau om de vraag te beperken en de energietransitie te versnellen. Tegen deze achtergrond moeten de vraagevoluties bekeken worden. Naast gevolgen op de aardgasvraag leidt de geopolitieke situatie tot een grondige herschikking van de aardgasbevoorradingsroutes waarbij aardgas uit Rusland (oosten) in belangrijke mate werd vervangen door aardgas uit het westen (LNG). De patronen in de grensoverschrijdende aardgasstromen zien er als volgt uit:

**Verenigd Koninkrijk (VK):** Voor het opvangen van weggevalen Russisch aardgas (met name in Duitsland) werd het VK een belangrijke bevoorradingsroute voor het Europese vasteland. In 2023 werd een netto aardgasstroom van het VK via de Interconnector pijpleiding naar Zeebrugge genoteerd van 107,8 TWh (168,2 TWh in 2022).

**Nederland (NL):** Terwijl Nederland traditioneel een netto uitvoerder is van aardgas naar België, mede door het Nederlands L-gas voor België (en vervolgens ook voor Frankrijk), wordt sinds 2022 vastgesteld

dat het saldo van de uitwisselen een uitvoervolume oplevert van België naar Nederland. In 2023 werd netto 45,2 TWh aardgas geleverd aan Nederland vanuit België. Dit heeft alles te maken met het vervangen van Russisch aardgas in Nederland (maar ook in Duitsland) door bijkomende LNG-cargo's en bijkomend Noors aardgas. Aardgas vanuit Nederland betreft niet enkel, en progressief steeds minder, aardgas gewonnen in Nederland (zie bijvoorbeeld L-gas waarvan de Nederlandse uitvoer wordt uitgefaseerd in België tegen 1 september 2024 en bestaat tegenwoordig vooral uit 'verarmd' H-gas door de toevoeging van stikstof om de L-gaskwaliteit te verkrijgen) tevens aardgas afkomstig van bronnen elders (bijvoorbeeld vanuit Noorwegen of Rusland) dat al dan niet via verhandeling in Nederland terechtkomt op de Belgische markt. Dus ook het Russisch aardgas dat werd aangewend voor de productie van pseudo L-gas diende in 2023 uit te kijken naar nieuwe bronnen.

Noorwegen (NO): Vanuit Zeebrugge is er een rechtstreekse pijpleiding met de Noorse aardgaswinning op de Noordzee. In 2023 werd er via deze leiding 164,5 TWh aardgas aangevoerd. Alleen al de aanvoer via deze leiding is dus groter dan het Belgisch aardgasverbruik. In 2022 bedroeg het Noors aardgasvolume richting Zeebrugge 170,7 TWh. Extra Noors aardgas werd in 2022 (5,4 TWh) aangevoerd maar was eerder beperkt. Dit heeft alles te maken met het totale Noors productievolume dat reeds de maximale capaciteit benaderde.

16. LNG: De aanvoer van vloeibaar aardgas per cargo uit voornamelijk de VS zorgt sinds 2022 voor een alternatief voor Russisch aardgas. In 2023 bedroeg de instroom van LNG in België 120,0 TWh ofwel 2,7 maal het volume dat werd genoteerd in 2021 (44,0 TWh). De Europese aardgasmarkt en met name Duitsland keek dan ook heel sterk naar de invoermogelijkheden via Zeebrugge om de eigen continuïteit van bevoorrading te verzekeren.

17. Het was reeds gekend dat de Belgische markt een zeer flexibel bevoorradingspatroon van aardgas heeft. Het invoervolume (488 TWh) is bovendien een veelvoud (factor van 3,2) van het Belgisch aardgasverbruik. Dit heeft alles te maken met de intense grensoverschrijdende aardgashandel in België en de keuze uit diverse routes en bronnen naargelang de marktomstandigheden. Zowel in 2022 als in 2023 is aangetoond dat de invoermogelijkheden te Zeebrugge een prominente rol aanneemt in het veiligstellen van de aardgasbevoorrading in Noordwest-Europa en het op korte termijn aanspreken van alternatieven voor Russisch aardgas.

De exitstromen gaan vooral richting Duitsland en vormen een alternatief voor de aanvoer van Russisch aardgas voor de Duitse markt. Via het grensoverschrijdend interconnectiepunt met Duitsland werd een uitvoer genoteerd van 212,1 TWh hetgeen overeenkomt met 1,4 maal het totale Belgische aardgasverbruik. Dit terwijl in 2021 er een uitvoervolume van 8,1 TWh werd gemeten. Deze belangrijke west-oost aardgasstroom was mede mogelijk doordat ook Frankrijk aardgas uitvoerde naar België (23,3 TWh) terwijl Frankrijk traditioneel sterk afhankelijk was van aardgasstromen via België. Hiervoor kan worden gerekend op de mogelijkheid sinds 1 oktober 2015 om fysisch aardgas over te brengen van Frankrijk naar België dankzij het nieuwe interconnectiepunt in het West-Vlaamse Alveringem. Men mag stellen dat de investeringen in het bi-directioneel maken van grensoverschrijdende interconnectiepunten een verzekering was die in 2022 en in 2023 werd gevaloriseerd. Dit neemt niet weg dat de plotse omslag van dominante aardgasstromen uit het oosten naar dominante aardgasstromen uit het westen leidt tot totaal nieuwe netwerkconfiguraties die aanleiding geven tot congestie.

18. De Luxemburgse aardgasverbruikers zijn sterk afhankelijk van de aardgasstromen via België. Ter bevordering van de aardgashandel en de leveringszekerheid in Luxemburg zijn sinds 1 oktober 2015 de Belgische en Luxemburgse aardgasmarkt (H-gas) geïntegreerd in één entry/exit-zone, één balanceringszone en één gemeenschappelijk handelsplatform (bestaande ZTP: Zeebrugge Trading

Platform). In 2023 bedraagt de aardgasstroom vanuit België naar Luxemburg 6,4 TWh een daling van 6,9% ten opzichte van 2022).

14. De onderstaande tabel geeft voor de periode 2020-2023 een opdeling van het Belgisch aardgasverbruik per sector en volgens aardgaskwaliteit (H-gas vs. L-gas).

<i>(in TWh)</i>		2020	2021	2022	2023	2023 t.o.v. 2022
Distributie	L	38,8	39,2	25,5	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%
Elektriciteits- centrales	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>161,2</b>	<b>152,1</b>	<b>-5,6%</b>

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

Tabel 1 Aardgasverbruik in België

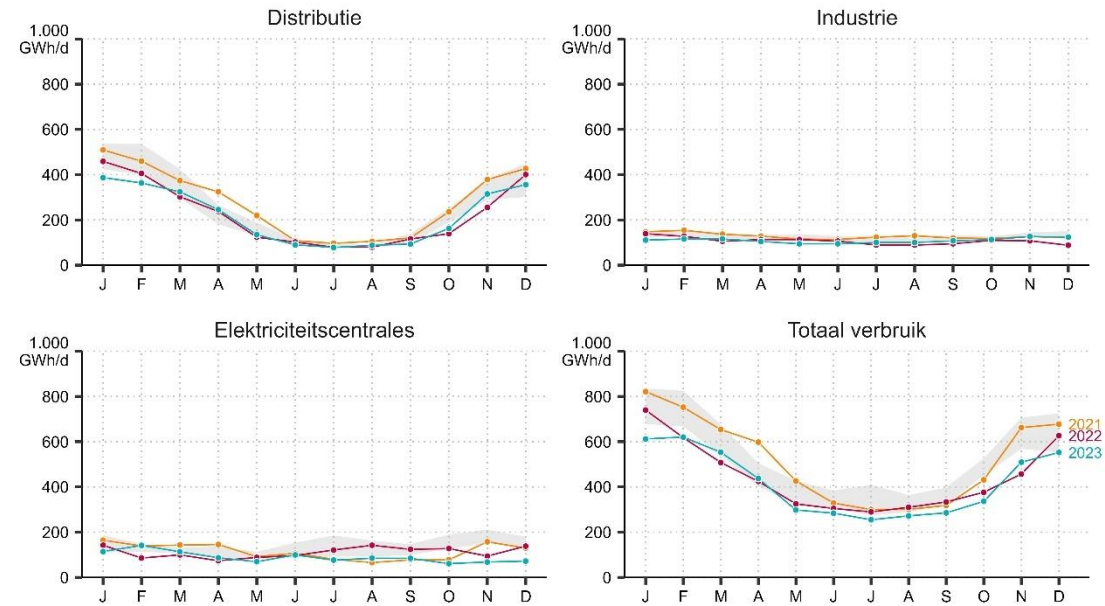


15. Het Belgische aardgasverbruik daalde verder in 2023 van 161,2 TWh naar 152,1 TWh (-5,6%). Deze daling komt vooral voor rekening van de elektriciteitscentrales (-20,4%) terwijl de industrie een lichte groei kende van het aardgasverbruik met 2,0 %. Op de distributienetten daalde het verbruik met 2,3%. De sterke daling van het L-gasverbruik met 27,3% heeft alles te maken met de progressieve omschakeling van L-gas naar H-gas met het oog op een totale omschakeling tegen 1 september 2024.

Onderstaande diagrammen tonen de profielen van de aardgasvraag per sector in 2023.

### Jaarprofiel van het gasverbruik

Profiel van het gasverbruik in het netwerk van Fluxys, per jaar (daggemiddelden, in GWh/d)



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

Figuur 12 Jaarprofiel van het gasverbruik

16. Het profiel van het aardgasverbruik per sector blijft het gekende patroon vertonen waarbij het aardgasverbruik op de distributienetten het typisch seizoenverloop kent volgens de verwarmingsbehoeften. Zowel het aardgasverbruik van de industrie als voor elektriciteitsproductie kent een vlakker verloop over het jaar.

## 2.2. OPSLAG

17. Voor Loenhout is het beschikbare vaste opslagvolume vastgelegd op 7,6 TWh. Het verschil tussen het beschikbare vaste opslagvolume en de effectieve maximum opgeslagen hoeveelheid, tot 9,1 TWh, is toe te schrijven aan de combinatie van een doordacht aanbod van diensten door de opslagbeheerder en een optimaal gebruik van deze diensten door de opslaggebruikers. De opslaggebruikers kunnen in samenspraak met de opslagbeheerder hun injectie en uitzendprofiel doorheen het jaar vastleggen. Door gelijkmatig gas te injecteren en uit te zenden kan de opslagbeheerder bovenop het vast beschikbare opslagvolume van 7,6 TWh tot 20% extra opslagcapaciteit aanbieden.

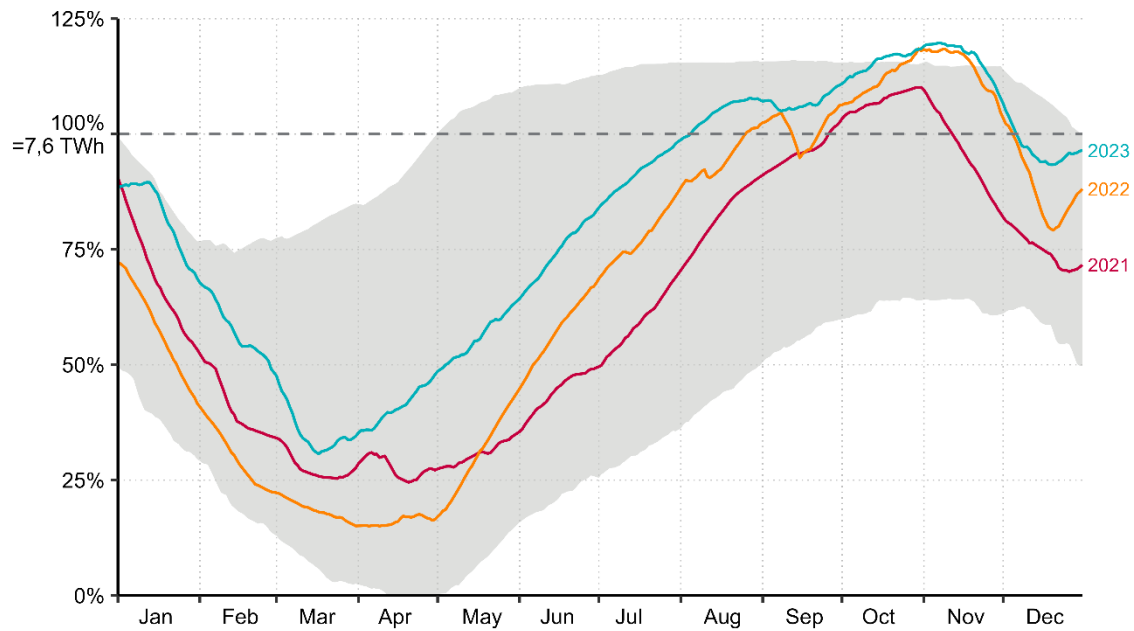
18. In 2021 heeft Fluxys Belgium in samenspraak met de marktpartijen en op vraag van de CREG, voor de opslagperiode 2022/2023 en volgende, een nieuw en dynamisch marktmodel geïmplementeerd. Dit opslagmodel maakt het mogelijk om sneller en flexibeler in te spelen op de behoeften van de markt. Deze actieve opvolging van de markt voor opslagdiensten lag aan de basis van de succesvolle volledige toewijzing van alle beschikbare opslagcapaciteit voor de opslagseizoenen 2022/2023 en 2023/2024.

19. Wat de ontwikkeling van opslag in België betreft, moet worden opgemerkt dat shippers nog steeds zeer geïnteresseerd zijn in de faciliteit van Loenhout, zoals blijkt uit de laatste verkoopscampagne die werd georganiseerd in oktober 2023, resulterend in de verkoop van alle vaste capaciteit voor de jaren 2024/2025 en 2025/2026. Voor het opslagjaar 2026/2027 is reeds 75% van de capaciteit gereserveerd. Er kan worden uitgegaan dat deze aantrekkingskracht het gevolg is van het flexibele model dat werd ingevoerd en het gezamenlijke werk van de CREG, de beheerder van de opslaginstallatie en de FOD Economie om een opslagtraject te definiëren dat de bevoorrading van België verzekert zonder de flexibiliteit van de opslaggebruikers te beperken.

20. Deze verkopen hebben eveneens geleid tot een verlaging van de opslagtarieven met 20% vanaf januari 2024 (in vergelijking met de geïndexeerde tarieven voor 2023). In vergelijking met buurlanden Nederland, Duitsland en Frankrijk, die verschillende dure steun- en subsidieregelingen hebben ingevoerd, heeft België de door de EU opgelegde opslagverplichtingen strikt nageleefd, zonder extra kosten voor de consument, integendeel.

## Ondergrondse opslag van aardgas in België

Vulgraad van de ondergrondse gasopslagsite in Loenhout



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data GIE / AGSI

Figuur 13 Ondergrondse opslag van aardgas in België

21. In het afgelopen decennium vertoonde het in Europa totaal beschikbare opslagvolume voor aardgas een gestage stijging tot 2016. Sinds 2016 stellen we vast dat het beschikbare opslagvolume in Europa op een hoog niveau stabiel blijft. Zo bedraagt in 2023 het totale beschikbare opslagvolume 1.139,5 TWh en is daarvan eind 2023 meer dan 87% gevuld. Eind 2023 was er nog steeds meer dan 990 TWh aardgas opgeslagen in de Europese opslaginstallaties. Het totaal Europees jaarverbruik in 2023 bedroeg 3.770 TWh.

22. De Russische inval in Oekraïne eind februari 2022 had een onverwachte maar stevige impact op de EU-gasmarkt. De schokgolven die deze inval heeft doen ontstaan had ook een grote impact op de markt voor gasopslag in de EU. Een punt dat daarbij aandacht verdient is wisselwerking van enerzijds de hoge (dag)marktprijs en (te) lage voorraden aan opgeslagen aardgas. Het opgeslagen volume aan gas daalde eind maart 2022 tot net iets boven de 25%. De bezorgdheid van zowel overheden als individuele markspelers voor toereikende gasbevoorrading voor de winter 2022 – 2023 vertaalde zich in een race tegen de klok om de gasvoorraden op tijd en in voldoende mate opgevoerd te krijgen.

23. De Europese Unie heeft op deze situatie gereageerd door een verplichting in te voeren om Europese opslaglocaties tot 80% te vullen tegen 1 november 2022. Naast deze vulverplichting heeft de EU ook een vultraject per lidstaat vastgesteld om ervoor te zorgen dat opslaglocaties geleidelijk worden gevuld en om te voorkomen dat opslaglocaties in de winter te snel leeglopen. 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.

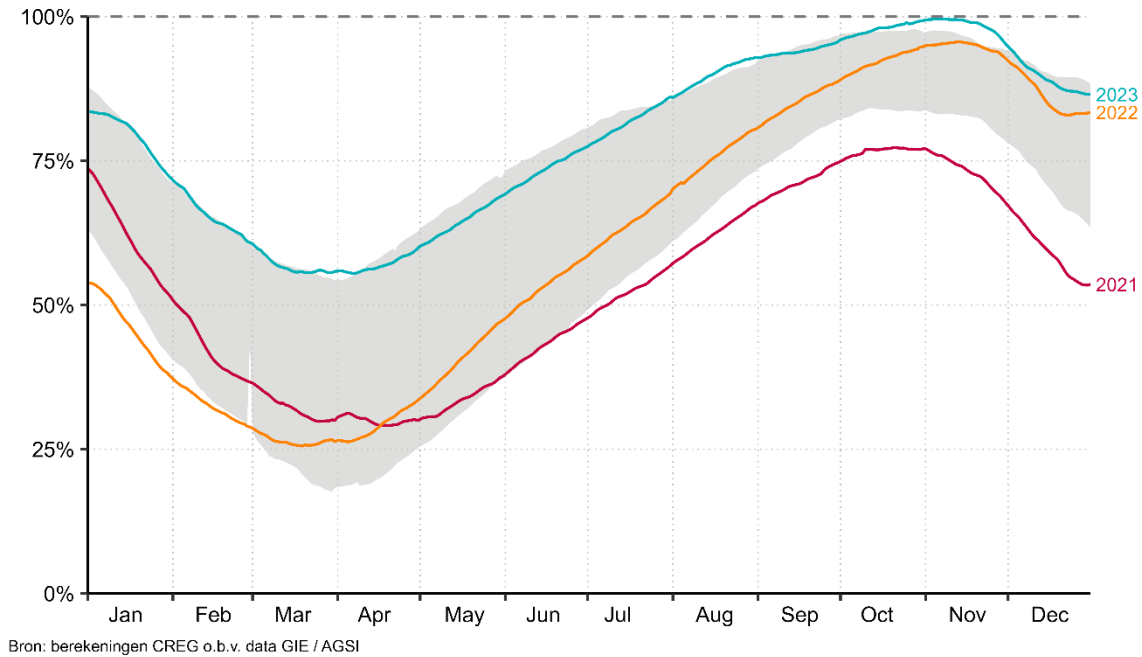
24. Deze maatregelen, die in een iets andere vorm al jaren werden toegepast in België en een zachtere winter in 2022/2023, zorgden ervoor dat het opslagjaar 2023/2024 begon met relatief volle opslag: 35% van het vaste volume in België en 56% in Europa.

25. Dit hoge vulniveau en de aanzienlijke komst van LNG in Europa in 2023, in bestaande terminals maar ook via de nieuwe FSRU's<sup>4</sup> die onder meer in Nederland en Duitsland werden ingezet, zorgden ervoor dat de opslaginstallaties in 2023 konden worden gevuld zonder dat de gasprijzen al te veel stegen.

26. Begin november 2023 bereikte Europa een vulgraad van 100%. In België werd dankzij de optimalisering van de injecties in de Loenhout-faciliteit een vullingsgraad van 120% van de vaste capaciteit bereikt.

#### Ondergrondse opslag van aardgas in Europa

Vulgraad van de Europese ondergrondse gasopslagsites



Figuur 14 Ondergrondse opslag van aardgas in Europa

<sup>4</sup> FSRU = Floating Storage Regasification Unit: een drijvende LNG-terminal.

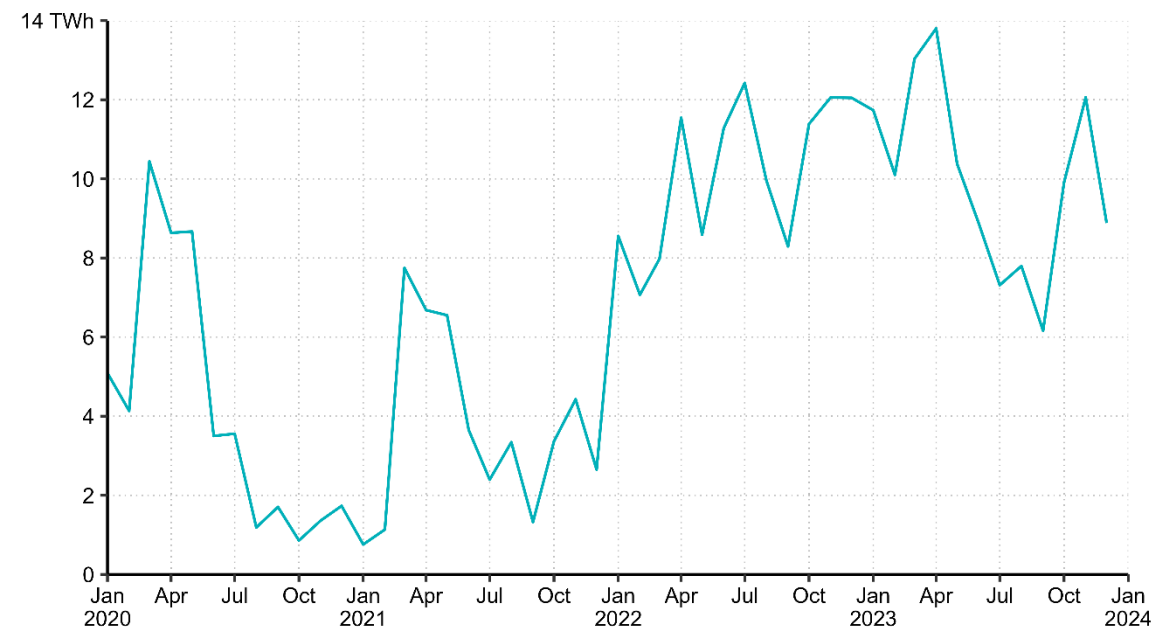
## 2.3. LNG

27. In 2023 hebben 219 schepen samen 167,5 TWh aan LNG gelost, terwijl 75 schepen 43,9 TWh hebben geladen.

28. Het maandgemiddelde van de LNG-injectie in het Belgische gasnetwerk ("*Send Out*") wordt de laatste drie jaar gekenmerkt door een winter-zomer seizoenspatroon. Er dient echter te worden opgemerkt dat 120 TWh aan LNG werd geïnjecteerd in het netwerk naar het einde van het jaar 2023 toe.

### Injectie van LNG in het gasnetwerk

Evolutie van de maandelijkse gemiddelde LNG Send Out (in TWh)



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

Figuur 15 Injectie van LNG in het gasnetwerk

## 2.4. KORTE- EN LANGETERMIJNMARKT

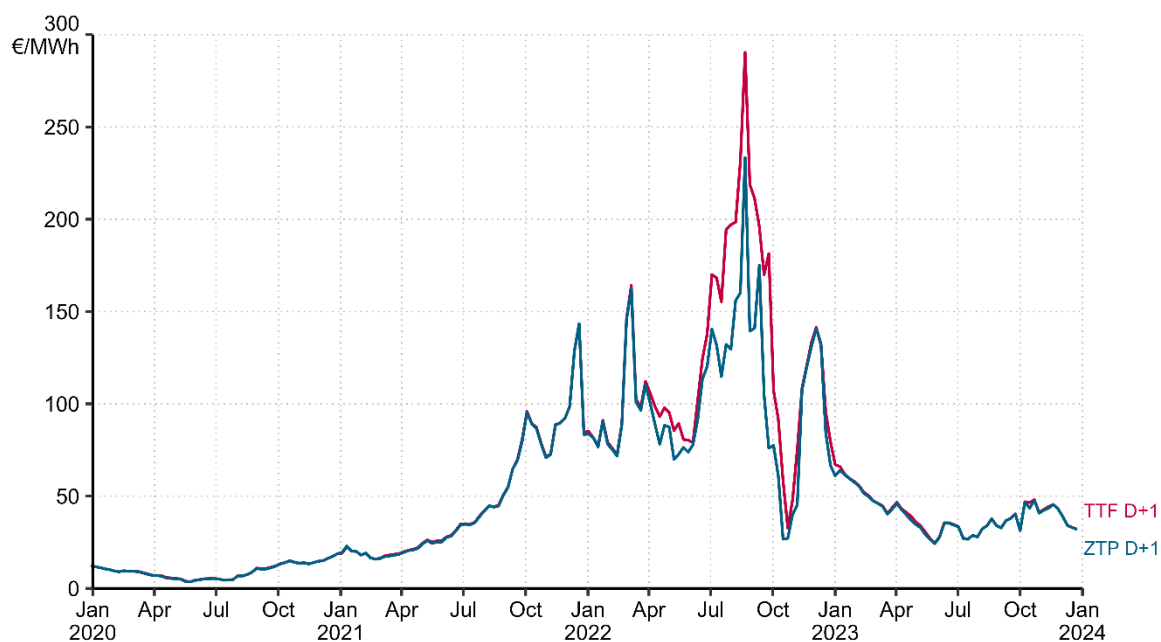
29. De onderstaande figuur geeft met de gekleurde lijnen de jaarlijkse gemiddelde day ahead gasprijs (D+1) voor respectievelijk België (ZTP), Nederland (TTF) en Duitsland (THE) (in €/MWh). Deze lijnen vallen nagenoeg samen, wat erop wijst dat er een vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen België, Nederland en Duitsland hetgeen leidt tot prijsconvergentie. De onderbroken lijnen geven de jaarlijkse gemiddelde year ahead gasprijs (Y+1) voor Nederland en Duitsland.

30. De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt kende in 2023 een sterke daling. Op ZTP daalde de gemiddelde aardgasprijs D+1 van 101,9 €/MWh in 2022 tot 40,4 €/MWh in 2023. De gemiddelde aardgasprijs op de langetermijnmarkt daalde ook drastisch. Op TTF daalde de gemiddelde aardgasprijs Y+1 van 113,5 €/MWh in 2022 tot 52,7 €/MWh. Achter deze gemiddelde prijzen gaan grote prijsschommelingen (volatiliteit) schuil die de handel maar ook de onzekerheden weerspiegelen waaronder de markt functioneert.

31. Tegen het licht van de geopolitieke situatie is het nuttig om nog even verder in te gaan op de prijsnoteringen (D+1) op ZTP en TTF in 2023. Onderstaande figuur brengt deze curven in beeld. Sinds jaren is er sprake van prijsconvergentie tussen ZTP en TTF, mede dankzij een efficiënte infrastructuurontwikkeling, waarbij de noteringen op TTF zelfs de referentie vormen voor de Europese aardgashandel en bevoorradingscontracten. Vanaf de inval van Rusland in Oekraïne wordt echter een divergentie vastgesteld in de prijsnoteringen tussen beide hubs waarbij ZTP zelfs de “goedkoopste” hub wordt. In 2023 begint de kloof tussen BE en NL weer te convergeren, wat resulteert in perfect op elkaar afgestemde prijzen. Deze trend in de richting van prijsconvergentie, veroorzaakt door het marktmechanisme dat wordt geleid door het prijssignaal, brengt de prijzen voor de spotmarkten terug naar niveaus die dicht bij die van vóór de crisis liggen.

### Gasrijzen op spotmarkten

Evolutie van wekelijkse gemiddelde day-aheadnoteringen op ZTP en TTF (in €/MWh)

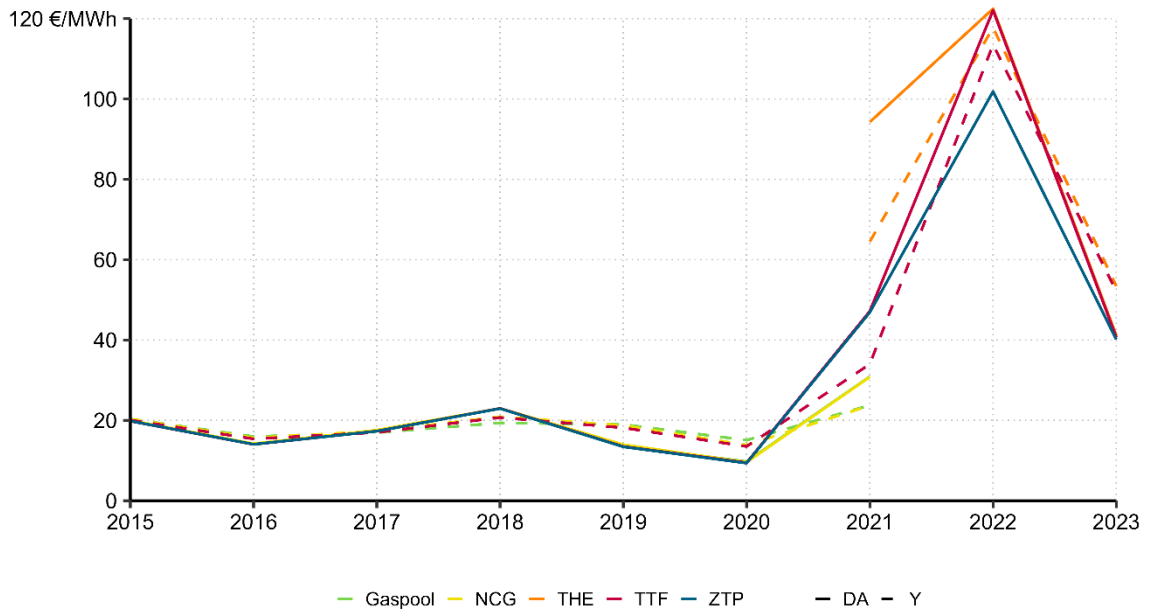


Bron: berekeningen CREG o.b.v. data ZPT en TTF

Figuur 16 Gasrijzen op spotmarkten

### Gasrijzen op spot- en termijnmarkten

Evolutie van de jaarlijkse gemiddelde prijzen voor day-ahead en year-aheadcontracten (in €/MWh)



Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Gaspool, NCG, TTF, ZTP en THE  
Nota: op 1 oktober 2021 fuseerden Gaspool en NCG tot THE

Figuur 17 Gasrijzen op spot- en termijnmarkten

### 3. CONCLUSIE

32. De voornaamste conclusies zijn de volgende:

Voor elektriciteit:

- De totale vraag naar elektriciteit daalde in 2023 met 4,0% ten opzichte van 2022. In totaal werd slechts 78,4 TWh aan elektriciteit geconsumeerd in het Belgische netwerk. De belasting van het transmissienet (de “*grid load*”) kende een nog grotere daling: van 64,1 TWh in 2022 naar 57,9 TWh in 2023 (een afname met 9,6 %). De toename van de delta tussen de consumptie en de belasting kan worden verklaard door de sterke stijging van de zelfafname van elektriciteit, voornamelijk uit PV-installaties. Deze observaties bevestigen en versterken de trend die sinds 2015 kan worden waargenomen.
- De daling van de totale productie van elektriciteit tot 77,8 TWh in 2023 (89,9 TWh in 2022) is voornamelijk het gevolg van de recente uitdienstname van twee nucleaire eenheden (Doel 3 en Tihange 2), waardoor 2 GW aan productiecapaciteit verdween uit de productiemix. De productie uit nucleaire eenheden daalde in 2023 tot 31,3 TWh. Ook gasgestookte elektriciteitsproductie nam sterk af, tot 15,2 TWh. Dit werd slechts deels gecompenseerd door een stijging in hernieuwbare productie: zon en wind waren samen goed voor een productie van 21,3 TWh.
- Dat de uitdienstname van nucleaire eenheden niet heeft geleid tot een stijging van productie uit fossiele bronnen, is voornamelijk te danken aan de toename van de invoer van elektriciteit. Waar België de voorbije vier jaren een netto-uitvoerder was (met een overschot van 6,3 TWh op de balans in 2023), werd in 2023 in totaal 2,9 TWh ingevoerd uit de buurlanden.
- De gemiddelde prijs voor elektriciteit op de Belgische *day-ahead*markt bedroeg in 2023 nog 97,3 €/MWh. Hoewel dit een sterke daling is ten opzichte van het prijsniveau tijdens de energiecrisis in 2022 (244,5 €/MWh), is dit nog steeds meer dan tweemaal zo hoog als het historisch gemiddelde in de periode 2015 – 2020 (42,1 €/MWh). Tegelijkertijd nam, onder invloed van de toenemende integratie van hernieuwbare energie en de lage vraag naar elektriciteit, het aantal uren met negatieve prijzen in België (172 uren) en haar buurlanden sterk toe het afgelopen jaar.
- De onbalansprijs op de balanceringsmarkt kende een gelijkaardige daling in 2023: deze bedroeg gemiddeld 96,7 €/MWh. De geobserveerde onbalansen waren in 2023 gelijkaardig aan de voorgaande jaren: op kwartierbasis was de maximale positieve onbalans 1.133 MWh, en de negatieve onbalans -1.393 MWh. Gemiddeld gezien waren er meer negatieve dan positieve onbalansen in de Belgische regelzone (een *short* positie).



Voor gas:

- Voor het tweede jaar op rij kende het aardgasverbruik in België een forse terugval, met 5,7% tot 152,1 TWh. De 161,3 TWh gemeten in 2022 bedroeg eerder al een afname met 15,2% ten opzichte van 2021.
- De ongeziene omstandigheden op de internationale aardgasmarkten leidden tot een grondige herschikking van de aardgasbevoorradingroutes, waarbij aardgas uit Rusland (het oosten) in belangrijke mate werd vervangen door aardgas uit het westen (LNG). Dit weerspiegelde zich in sterk toegenomen en gewijzigde grensoverschrijdende aardgasstromen voor België.
- De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt kende in 2023 een sterke daling.
- Onder invloed van het dynamisch marktmodel, de acties van de opslagbeheerder en -gebruikers, en de verplichte vultrajecten die door de Europese Unie aan de Lidstaten werden opgelegd, werden hoge vulgraden van de ondergrondse gasopslagsite in Loenhout, en andere Europese sites, bereikt in het afgelopen jaar.



Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Voorzitter van het Directiecomité