

Nota

(Z)2505

26 januari 2023

Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2022

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. Uitwisselingen van elektriciteit	8
1.4. Interconnecties.....	12
1.5. Balancerings	14
2. Aardgas	16
2.1. Grensoverschrijdende aardgasstromen en aardgasverbruik	16
2.2. Opslag.....	19
2.3. LNG	21
2.4. Korte- en langetermijnmarkt.....	23
3. Conclusie	25

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 2022. 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.

Er wordt zoveel mogelijk 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 26 januari 2023.

1. ELEKTRICITEIT

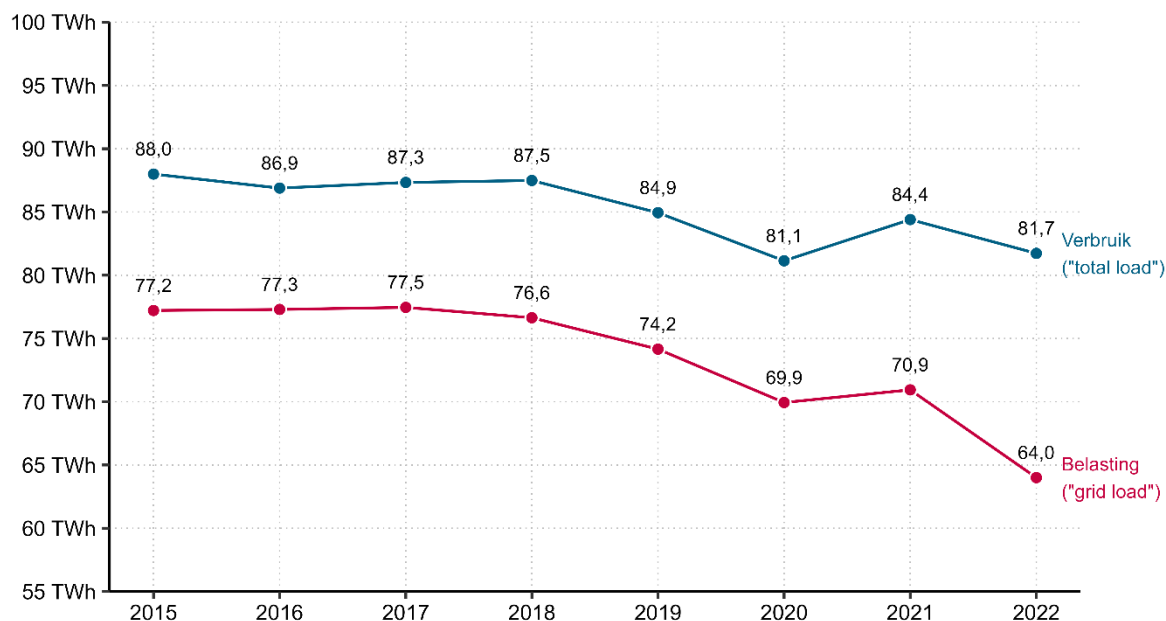
1.1. ELEKTRICITEITSAFNAME

1. Na een eerdere stijging in 2021 ten opzichte van de sterke daling als gevolg van de specifieke context van de covid-19 pandemie en de *lockdowns* die als maatregelen hiertegen werden genomen, dalen zowel de afname als de belasting van het transmissienetwerk opnieuw in 2022. Deze daling bevestigt de geobserveerde dalende trend op de langere termijn.

2. De totale afname bedroeg 81,7 TWh (een daling van 3,2% ten opzichte van 2021 waar eerder een stijging van 4,1% ten opzichte van 2020 werd genoteerd); de belasting van het transmissienet bedroeg 64,0 TWh (een daling van 9,7% ten opzichte van 2021 waar eerder een stijging van 1,4% ten opzichte van 2020 werd genoteerd). De belasting van het transmissienetwerk daalt dus véél sterker dan het totale verbruik. 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 maar waarvan schattingen in de totale afname worden opgenomen, in het bijzonder uit PV-installaties (zie ook deel 1.2).

Elektriciteitsafname van het transmissienetwerk

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



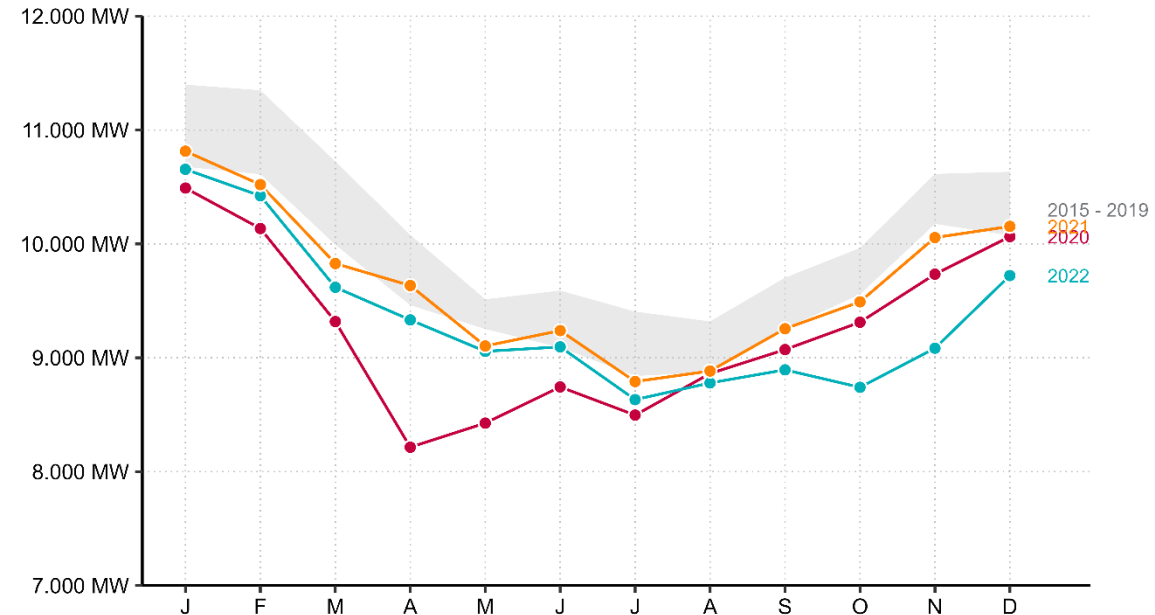
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Elia

Figuur 1 Elektriciteitsafname van het transmissienetwerk

3. De geobserveerde daling van de elektriciteitsafname manifesteerde zich vooral vanaf september, vermoedelijk als reactie van industrie en particulieren op de hoge elektriciteitsprijzen die naar het einde van de zomer van 2022 werden geobserveerd. In de maanden oktober, november en december van 2022 lagen de uurgemiddelden van het totale verbruik telkens ongeveer 7 tot 8% lager dan in 2021.

Jaarprofiel van de elektriciteitsafname

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



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

Figuur 2 Jaarprofiel van de elektriciteitsafname

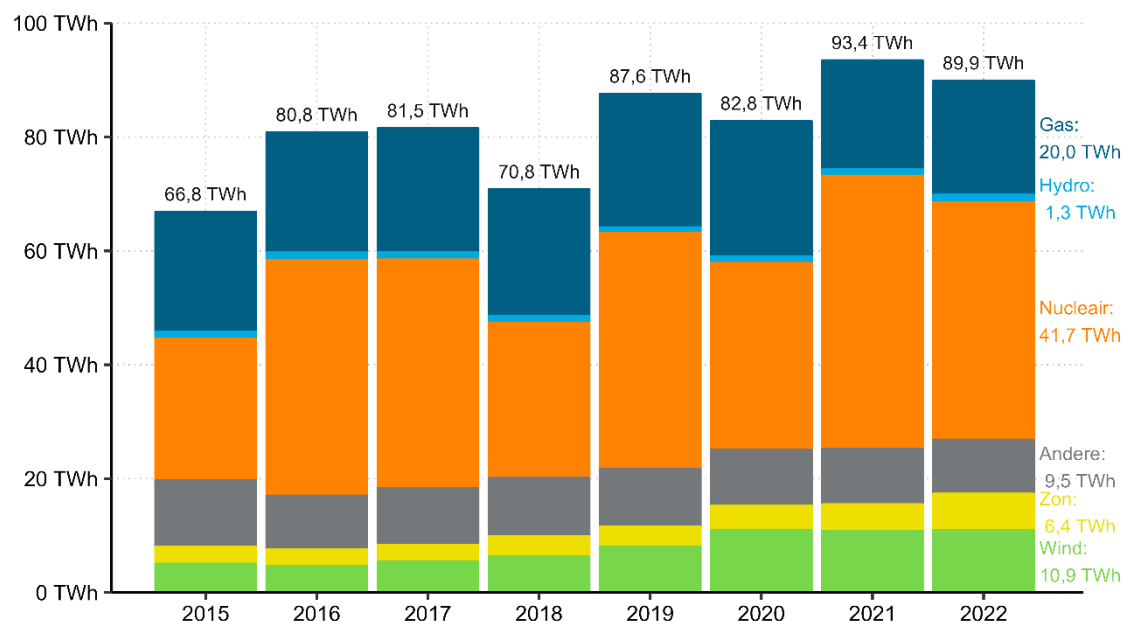
1.2. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE

4. Belgische elektriciteitscentrales genereerden in 2022 89,9 TWh, een lichte daling (-3,8%) ten opzichte van de recordhoeveelheid in 2021, toen 93,4 TWh werd geproduceerd in de Belgische regelzone.¹ De nucleaire productie daalde ten opzichte van het voorgaande jaar, door een aantal tijdelijke onbeschikbaarheden en de definitieve uitdienstname van Doel 3 eind september. De productie uit hernieuwbare energiebronnen (zon en wind uit off- en onshore parken) steeg in 2022 tot 17,3 TWh (19,2% van de totale elektriciteitsproductie). De evolutie van de jaarlijkse geproduceerde elektriciteitsvolumes per productietechnologie wordt weergegeven in Figuur 3.

5. De hoge volumes aan geproduceerde elektriciteit leidden, in combinatie met de relatieve afname van de vraag naar elektriciteit (sectie 1.1), tot een hoge export van elektriciteit naar de buurlanden (met name Groot-Brittannië en Frankrijk, zie ook sectie 1.4).

Geproduceerde elektriciteit

Evolutie van de jaarlijkse totale opgewekte elektriciteit per productietechnologie (in TWh)



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

Figuur 3 Geproduceerde elektriciteit

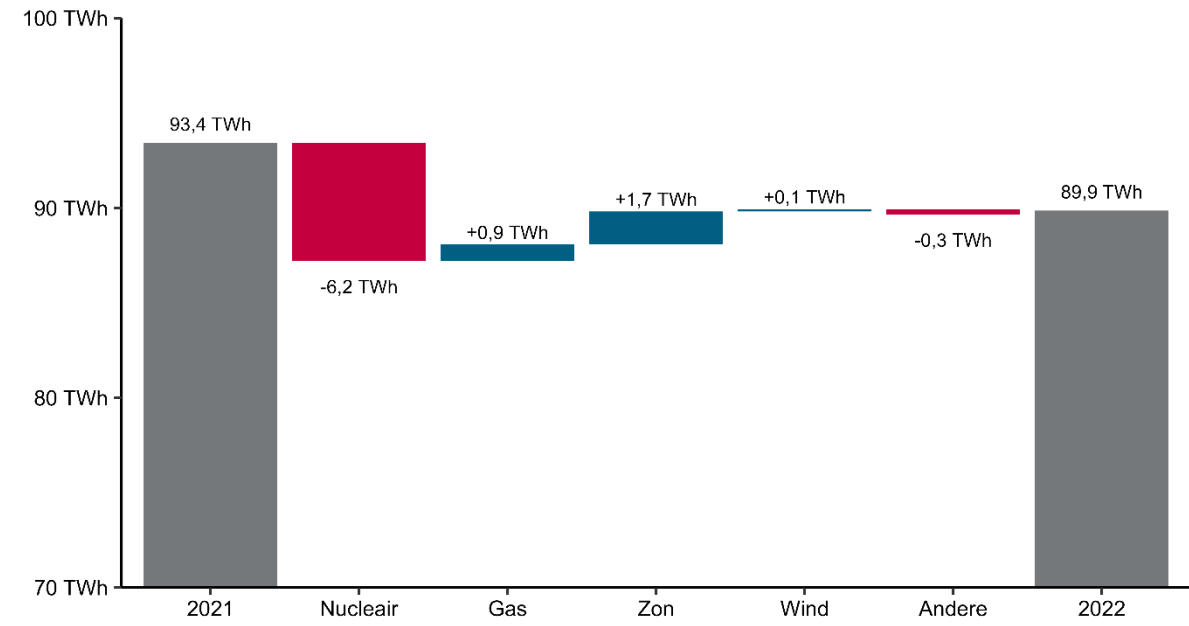
6. De bovenstaande Figuur 3 geeft de jaarlijkse schommelingen in de productie per technologie weer. Om de wijzigingen per categorie in 2022 ten opzichte van het voorgaande jaar 2021 te visualiseren, toont Figuur 4 stapsgewijs hoe de totale productie van 93,3 TWh in 2021 evolueerde tot een productie van 89,9 TWh in 2022. De voornaamste factor in de daling van de productie is de afname van de nucleaire productie: deze daalde op jaarbasis met 6,2 TWh (tot 41,7 TWh). Ondanks de gespannen situatie op de (internationale) gasmarkten steeg de productie van elektriciteit uit aardgas licht, met 0,9 TWh, ten opzichte van 2021. Qua hernieuwbare energiebronnen steeg vooral de productie uit PV-installaties, met 1,7 TWh ofwel maar liefst 37,2% ten opzichte van 2021. Deze sterke

¹ De productiecijfers voor elektriciteit zijn gebaseerd op de data van de Entso-E Transparency Platform ("ETP", datasets 16.1.B_C) en bijgevolg niet op de gemeten en gerapporteerde CIPU injecties van Elia. De ETP data omvatten metingen van productie-eenheden. Waar deze metingen niet beschikbaar zijn (bv. voor kleine productie-eenheden) worden schattingen gebruikt.

stijging is het gevolg van enerzijds een toename van de geïnstalleerde capaciteit en anderzijds betere weersomstandigheden, waardoor de geïnstalleerde capaciteit beter wordt benut.

Wijziging in de productiemix

Vergelijking van geproduceerde elektriciteit per technologie tussen 2021 en 2022 (in TWh)



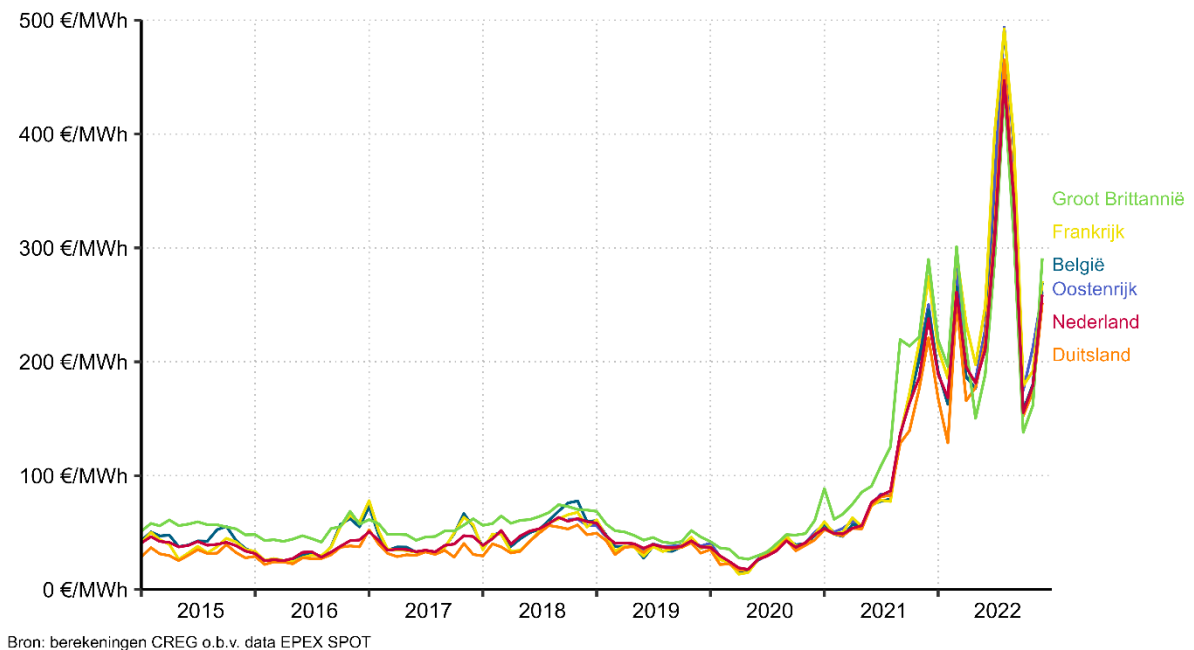
Figuur 4 Wijziging in de productiemix

1.3. UITWISSELINGEN VAN ELEKTRICITEIT

7. In 2022 bedroeg de gemiddelde prijs voor elektriciteit op de Belgische *day-ahead*markt 244,5 €/MWh: duidelijk hoger dan de gemiddelde prijzen in Duitsland (235,4 €/MWh), Groot-Brittannië (241,6 €/MWh) en Nederland (241,9 €/MWh) maar ook gevoelig lager dan Oostenrijk (261,4 €/MWh) en Frankrijk (276,3 €/MWh). Deze prijsstijgingen vormen het gevolg van de gekende situaties op de (internationale) gas- en elektriciteitsmarkten, waarover – onder meer door de CREG² – reeds uitvoerig werd bericht. De gemiddelde jaarprijzen liggen met een factor 5-6 hoger dan de historisch “normale” prijsniveaus, zowel in België als in haar buurlanden.

Historische evolutie van de day-aheadprijzen

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



Figuur 5 Historische evolutie van de day-aheadprijzen

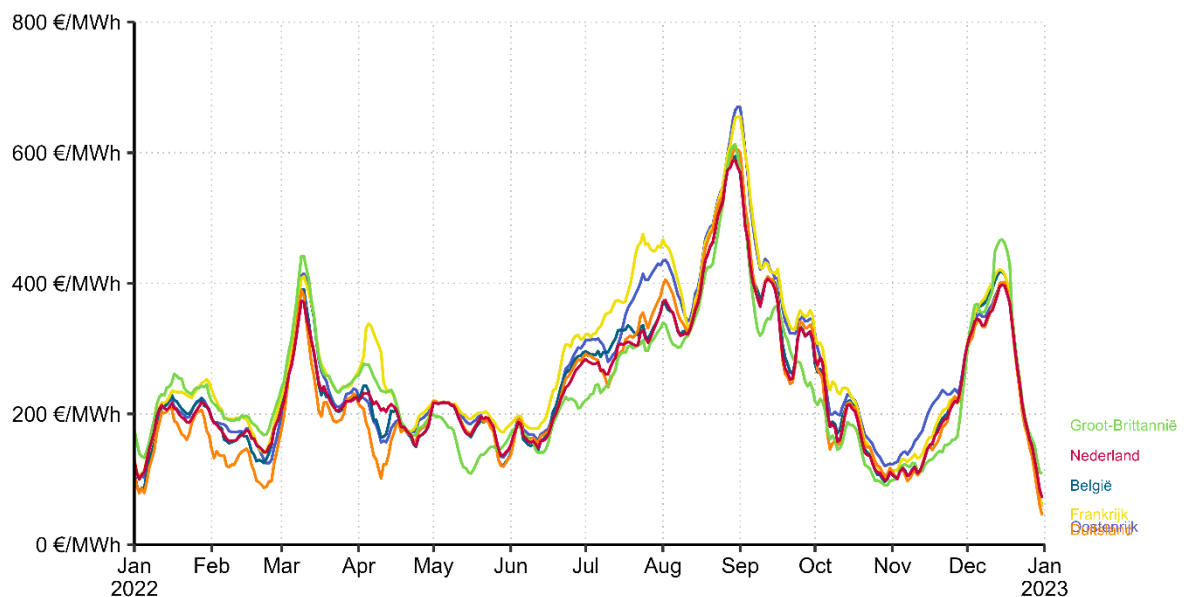
² o.a. Studie (F)[2442](#) over de gevolgen van de aanhoudende hoge groothandelsmarktprijzen voor gas en elektriciteit

8. Figuur 6 toont de evolutie van de day-aheadprijzen (aan de hand van een voortschrijdend gemiddelde van de dagwaarden) doorheen 2022. Deze figuur toont duidelijk dat, ondanks het consistent hoge niveau van deze prijzen, drie belangrijke periodes met zéér hoge prijzen te onderscheiden vallen:

- **Begin maart:** kort na de Russische invasie van Oekraïne stegen de gemiddelde prijzen kortstondig tot niveaus rond de 400 €/MWh, onder impuls van een snelle stijging van de gas- en steenkoolprijzen en dit ondanks een zéér sterke daling van de prijzen voor CO₂-emissierechten.
- **Eind augustus:** als gevolg van uitzonderlijke meteorologische omstandigheden stond de bevoorrading van elektriciteit in verschillende Europese Lidstaten onder druk, door de onbeschikbaarheden van verschillende nucleaire installaties (Frankrijk), bruinkool (Duitsland) en waterkracht (centraal Europa en Scandinavië), hetgeen zich in combinatie met hoge gas- en steenkoolprijzen vertaalde in de hoogste gemiddelde elektriciteitsprijzen ooit waargenomen.
- **Begin december:** door kouder dan gemiddelde weersomstandigheden in combinatie met een weinig wind (en dus lage productie uit windturbines), in combinatie met stijgende CO₂-prijzen, stegen de elektriciteitsprijzen opnieuw tot niveaus rond de 300 €/MWh.

Evolutie van day-aheadprijzen doorheen 2022

7-daags voortschrijdend gemiddelde van de dagelijkse gemiddelde day-aheadprijzen in België en haar naburige biedzones (in €/MWh)



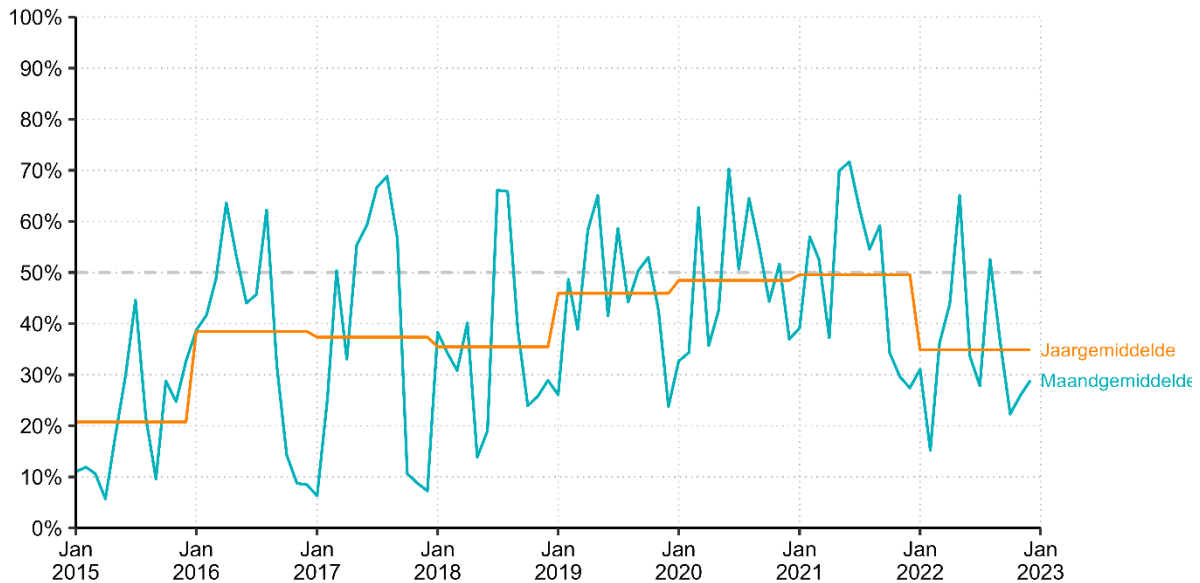
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data EPEX SPOT

Figuur 6 Evolutie van day-aheadprijzen doorheen 2022

9. Na jarenlang te hebben geschommeld tussen 40 en 50%, daalde de prijsconvergentie³ in 2022 tot 35,4% (tegenover 49,6% in 2021). Deze daling van de convergentie is hoogstwaarschijnlijk gelinkt aan de moeilijke marktomstandigheden in Europese (CWE) biedzones in de loop van 2022, wat leidde tot een noodzaak aan hogere uit te wisselen volumes aan elektriciteit om vraag en aanbod op zonaal niveau met elkaar in evenwicht te kunnen brengen. Het jaarlijks en maandelijks aantal uren met prijsconvergentie (uitgedrukt als percentage van het totaal aantal uren in een maand) wordt weergegeven in Figuur 7.

Prijsconvergentie op de day-aheadmarkten

Maandelijks en jaarlijks gemiddelde aandeel van uren met prijsconvergentie tussen CWE biedzones (BE, NL, FR, DE en AT)



Noot: prijsconvergentie wordt waargenomen wanneer de prijsverschillen tussen alle CWE biedzones minder dan 0,1 €/MWh bedraagt

Bron: berekeningen CREG o.b.v. data EPEX SPOT

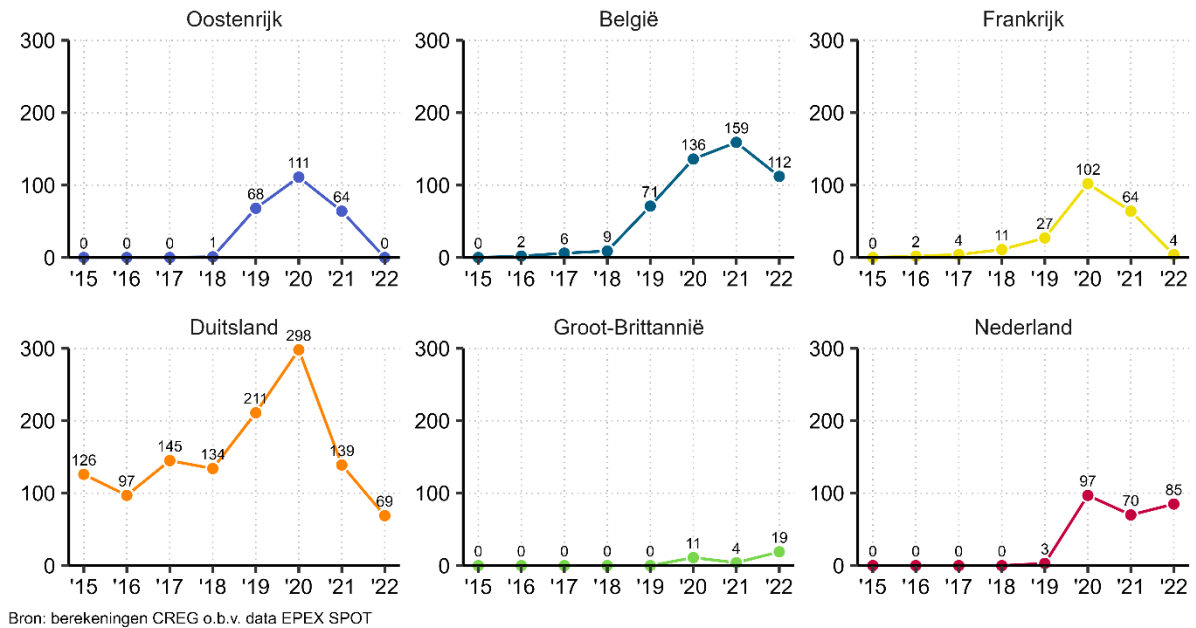
Figuur 7 Prijsconvergentie op de day-aheadmarkten

³ Prijsconvergentie wordt hier gedefinieerd als de situatie waarin de prijzen tussen alle biedzones van de voormalige CWE-regio (België, Nederland, Duitsland-Luxemburg, Frankrijk en Oostenrijk) maximaal 1 €/MWh van elkaar afwijken.

10. Van alle haar omringende landen blijft België de biedzone met het hoogste aantal uren waarin negatieve prijzen tot stand kwamen in de *day-ahead*markt. Tijdens 112 uren (1,3% van de tijd) was de *clearing*prijs op de Belgische gekoppelde *day-ahead*markt negatief. Dit is een daling ten opzichte van het voorgaande jaar, toen dit zich nog 159 uren voordeed. In veel buurlanden, zoals Oostenrijk, Frankrijk en Duitsland daalde het aantal uren met negatieve prijzen sterk – enkel in Nederland en Groot-Brittannië werden bescheiden stijgingen waargenomen. Deze tendensen worden samengevat in Figuur 8.

Negatieve prijzen in day-aheadmarkten

Evolutie van jaarlijks aantal uren met negatieve day-aheadprijzen voor België en haar buurlanden



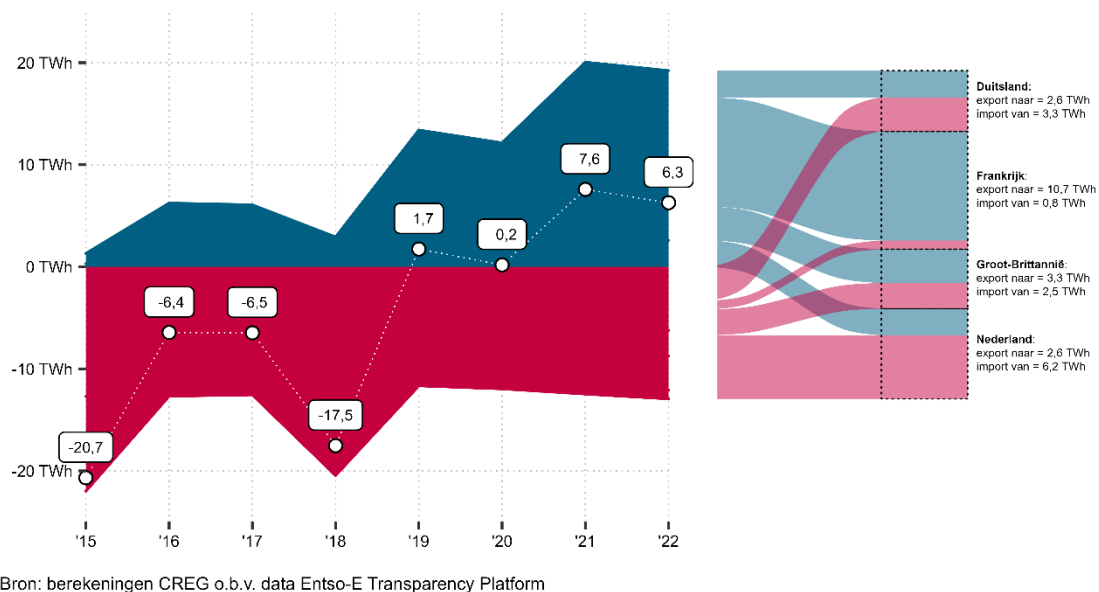
Figuur 8 Negatieve prijzen in day-aheadmarkten

1.4. INTERCONNECTIES

11. De fysieke uitvoer van elektriciteit bedroeg in 2022 19,2 TWh, een lichte daling ten opzichte van de recordwaarde in 2021, toen deze stromen nog 20,0 TWh vertegenwoordigden. Het grootste deel (10,7 TWh) ging naar Frankrijk, gevolgd door Groot-Brittannië (3,3 TWh). Tegelijkertijd werd ook 12,9 TWh elektriciteit ingevoerd, voornamelijk vanuit Nederland (6,2 TWh) en Duitsland (3,3 TWh). Dit heeft tot een positieve exportbalans geleid (netto-export bedroeg 6,3 TWh tegenover 7,6 TWh in 2021): sinds 2019 is België structureel en in toenemende mate uitvoerder van elektriciteit. Dit staat in scherp contrast met de voorgaande jaren, toen België structureel grote volumes aan elektriciteit diende in te voeren (met als dieptepunt de 20,7 TWh netto-import in 2015).

Elektriciteitsstromen op Belgische interconnectoren

Evolutie van totale fysieke **import** en **export**stromen sinds 2015 (links) en decompositie per grens in 2022 (rechts)

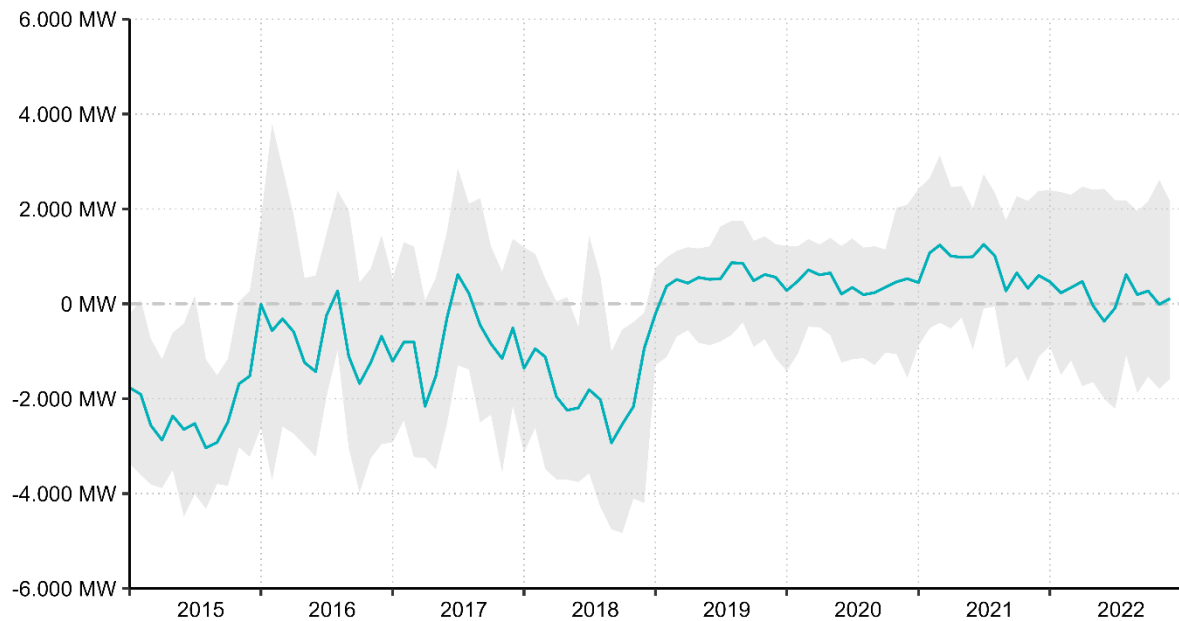


Figuur 9 Elektriciteitsstromen op Belgische interconnectoren

12. Met uitzondering van de maanden mei, juni en juli was de gemiddelde netto-export doorheen 2022 telkens positief, hetgeen aangeeft dat doorgaans meer werd geëxporteerd (over alle grenzen heen) dan er werd geïmporteerd. De maximale en minimale waarden (op uurbasis) bedroegen gemiddeld ongeveer 2.300 MWh/h in de exportrichting tegenover 1.600 MWh/h in de importrichting. Op kwartierbasis liggen deze extrema uiteraard hoger: hier worden fysieke (export)stromen geobserveerd die meer dan 4000 MWh/h bedragen.

Fysieke netto-uitwisselingen van en naar België

Maandelijkse gemiddelde, maximale en minimale fysieke nettopositie van België (in MW)



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

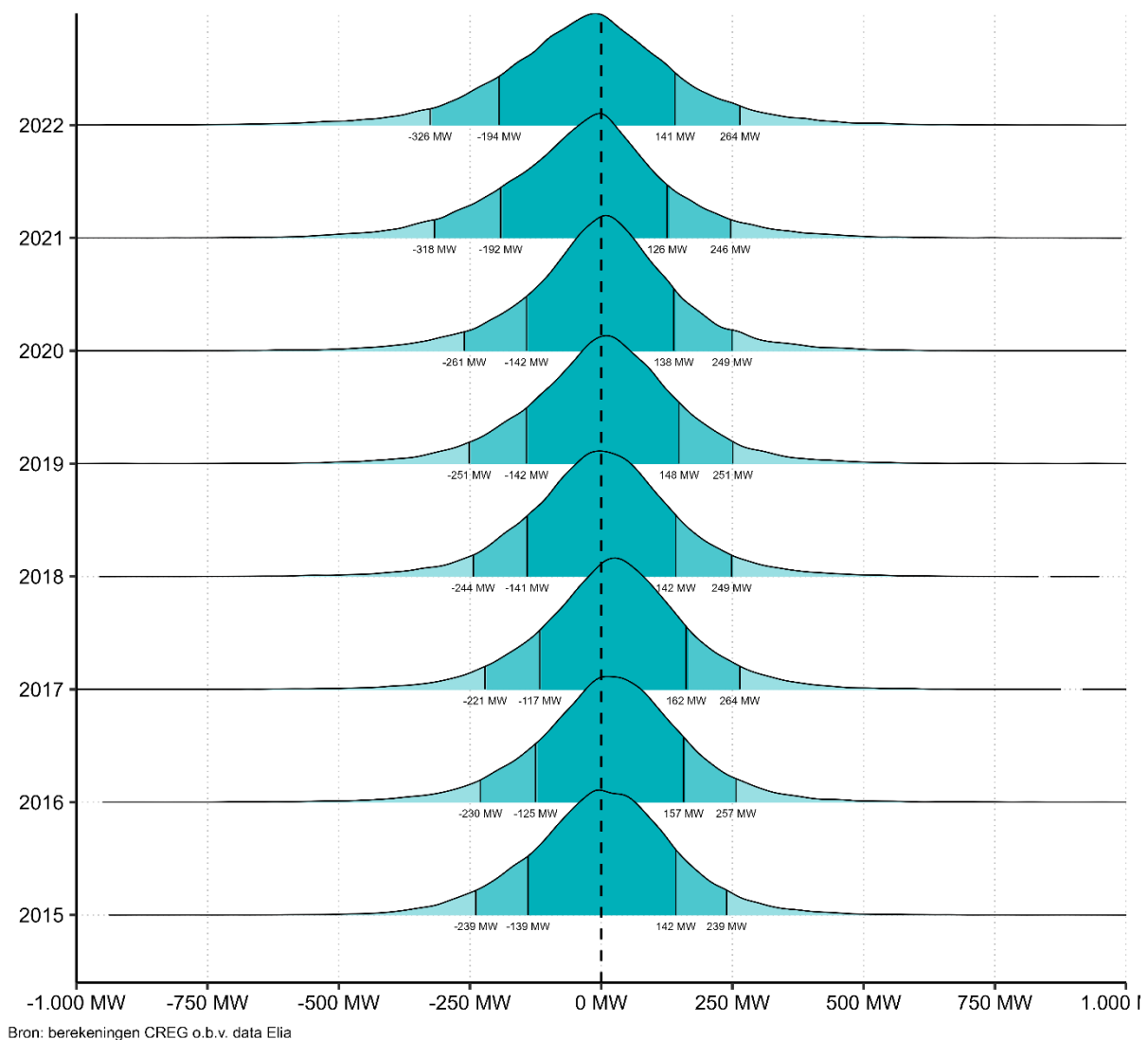
Figuur 10 Fysieke netto-uitwisselingen van en naar België

1.5. BALANCERING

13. In 2022 vertonen de geobserveerde onbalansen in de onbalanszone van Elia een negatieve vertekening, duidend op een gemiddeld *short* positie van de onbalanszone in 2022. De verdeling in 2022 is platter dan de voorgaande jaren. Het aandeel van kwartieren met een positieve of negatieve onbalans groter dan 200 MW bedroeg 16-17% in de periode 2015-2021; in 2021 is dit gestegen naar 22% en in 2022 verder naar 23%. De observaties tonen ook steeds minder kleine onbalansen (onder 50MW positief of negatief). De uiteinden van de onbalansverdeling zijn extremer dan de voorgaande jaren: 1% van de onbalansen was lager dan -537 MW en 1% van de onbalansen was hoger dan 438 MW.⁴

Verdeling van geobserveerde onbalansen in de onbalanszone van Elia

Evolutie van jaarlijkse distributie van de geobserveerde kwartiergemeten onbalansen in de onbalanszone van Elia (in MW)



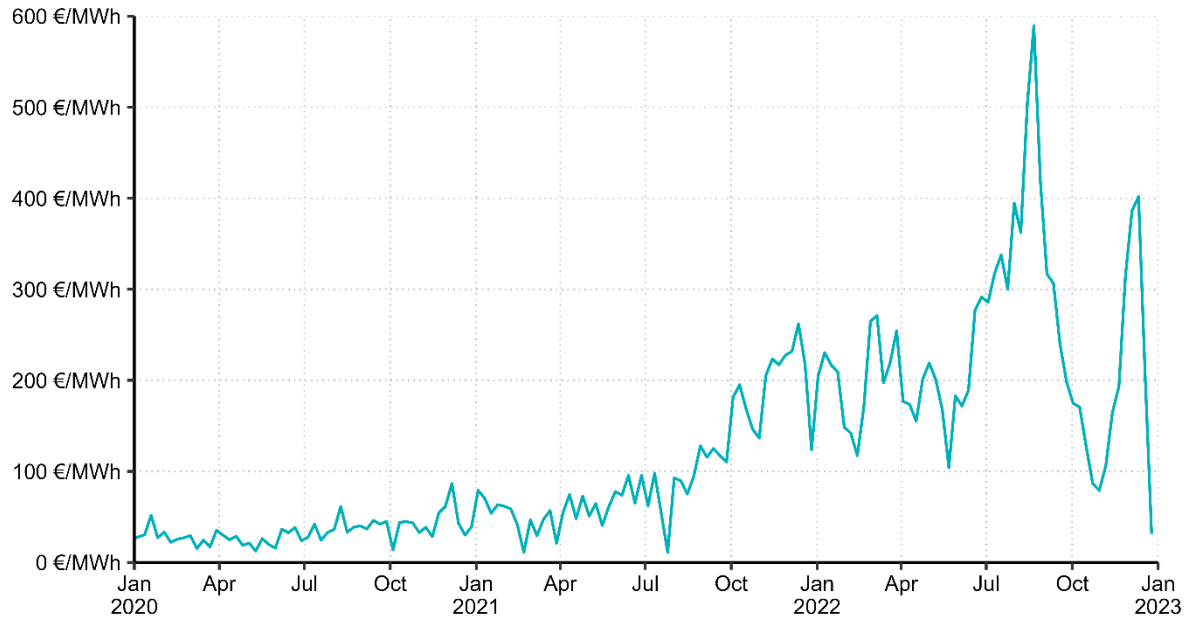
Figuur 11 Verdeling van geobserveerde onbalansen in de onbalanszone van Elia

⁴ De volle verticale lijnen in Figuur 11 tonen de 5%, 15%, 85% en 95% percentielen.

14. De onbalansprijzen vertonen eenzelfde verloop als de day-ahead prijzen. De gemiddelde weekprijzen zoals weergegeven in de figuur maskeren een sterke volatiliteit van onbalansprijzen gedurende de week. De gemiddelde onbalansprijs in 2022 bedroeg 234€/MWh: een verhoging met 133% ten opzichte van 2021 en 5,5 maal de gemiddelde waarde van de periode 2018-2020.

Evolutie van de gemiddelde onbalansprijzen

Weekgemiddelde van de onbalansprijzen tussen 2020 en 2022 (in €/MWh)



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

Figuur 12 Evolutie van de gemiddelde onbalansprijzen

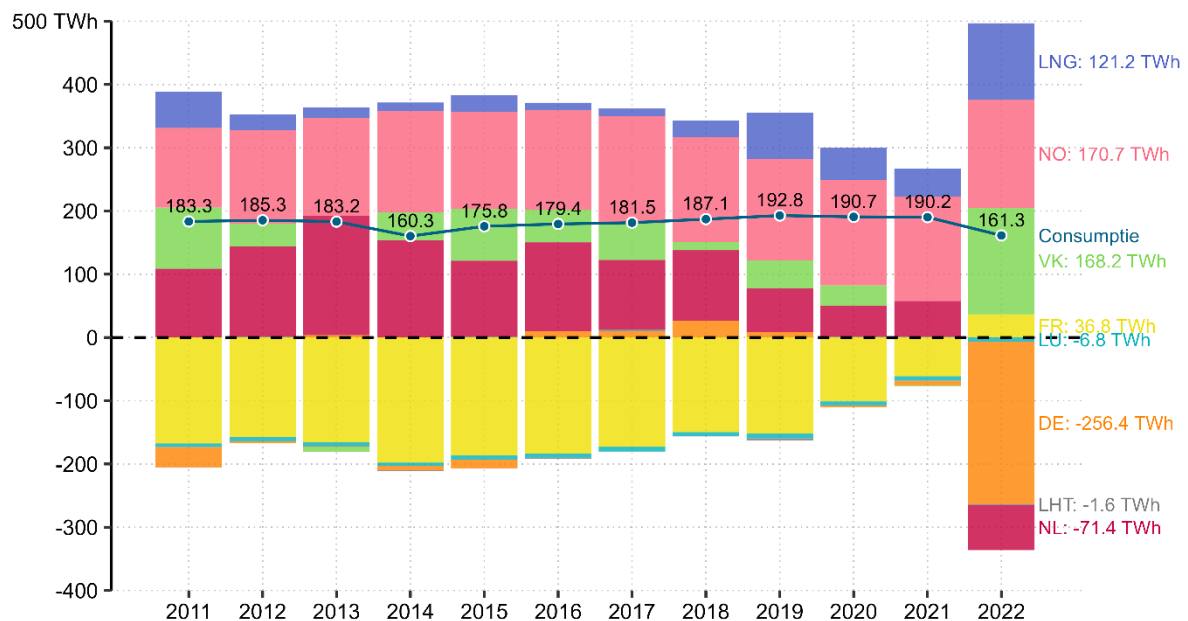
2. AARDGAS

2.1. GRENSOVERSCHRIJDENDE AARDGASTROMEN EN AARDGASVERBRUIK

15. De onderstaande grafiek geeft voor de periode 2011-2022 de netto aardgasstromen per betrokken land 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 2022 bedroeg de aardgasconsumptie 161,3 TWh, een drastische terugval met -15,2% ten opzichte van 2021 (190,2TWh).

Aardgasstromen en -verbruik

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



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

Figuur 13 Aardgasstromen en -verbruik

16. De Russische inval in Oekraïne heeft in 2022 geleid tot een niet eerder geziene bevoorradingscrisis en extreme aardgasrijzen terwijl er binnen Europa alles aan werd gedaan om de effecten zo goed mogelijk op te vangen. De hoge energieprijzen hebben in alle Belgische sectoren geleid tot bezuinigingen en inkrimping van industriële activiteiten terwijl vraagreductie eveneens een beleidsmaatregel was om daadwerkelijke aardgastekorten te voorkomen. Tegen deze achtergrond moeten volgende vraagevoluties in 2022 bekeken worden. De Belgische aardgasconsumptie maakte in 2022 een duik van 15,2% (-28,9 TWh). De temperatuurschommelingen in 2022 geven aan dat de verwarmingsbehoefte 15,8% lager lag dan in 2021. Het aardgasverbruik op de distributenetten lag 19,7% lager dan in 2021 (81,7 TWh ten opzichte van 101,8 TWh in 2021). Het industrieel aardgasverbruik daalde met 16,4% en het aardgasverbruik door aardgasgestookte elektriciteitscentrales kende een daling met 2,8%. Naast gevolgen op de aardgasvraag heeft de crisis geleid 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 weggevallen Russisch aardgas (met name in Duitsland) werd het VK een belangrijke bevoorradingsroute voor het Europese vasteland. In 2022 werd een netto aardgasstroom van het VK via de Interconnector pijpleiding naar Zeebrugge genoteerd van 168,2 TWh. Dit terwijl in 2021 nog een netto aardgasstroom richting het VK werd opgetekend van 0,9 TWh.

Nederland (NL): Terwijl Nederland normaal een netto uitvoerder is van aardgas naar België, mede door het Nederlands L-gas voor België (en vervolgens ook voor Frankrijk), wordt voor het jaar 2022 vastgesteld dat het saldo van de uitwisselen een totaal biedt van 71,4 TWh vanuit België naar Nederland. Dit heeft alles te maken met het vervangen van Russisch aardgas in Nederland (maar ook in met name Duitsland) door bijkomende LNG-cargo's en bijkomend Noors aardgas. In 2021 was er nog sprake van een netto aardgasstroom van Nederland naar België ten belope van 58,5 TWh (+18,4% ten opzichte van 2021)). 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 einde 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 2022 uit te kijken naar nieuwe bronnen.

Noorwegen (NO): Vanuit Zeebrugge is er een rechtstreekse pijpleiding met de Noorse aardgaswinning op de Noordzee. In 2022 werd er via deze leiding 170,7 TWh aardgas aangevoerd. Alleen al de aanvoer via deze leiding is dus groter dan het Belgisch aardgasverbruik. In 2020 bedroeg het Noors aardgasvolume richting Zeebrugge 165,3 TWh. Extra Noors aardgas in 2022 (5,4 TWh) was beperkt maar dit heeft alles te maken met het totale Noors productievolume dat reeds de maximale capaciteit benaderde.

17. LNG: Er was in 2022 een belangrijke aanvoer van bijkomend vloeibaar aardgas per cargo in Europa. In 2022 bedroeg de instroom van LNG in België 121,2 TWh (waarvan tevens LNG uit Rusland) terwijl het totaal in 2021 overeenkwam met 44,0 TWh. Dus een toename met een factor van 2,75. 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.

18. Het was reeds gekend dat de Belgische markt een zeer flexibel bevoorradingspatroon van aardgas heeft. Dit heeft alles te maken met de intense grensoverschrijdende aardgashandel in België en de keuze uit diverse routes en bronnen naargelang de marktomstandigheden. In 2022 is tevens aangetoond dat de invoermogelijkheden te Zeebrugge een prominente rol aanneemt in het beheersen van de Europese bevoorradingscrisis van aardgas en het op korte termijn aanspreken van alternatieven voor Russisch aardgas.

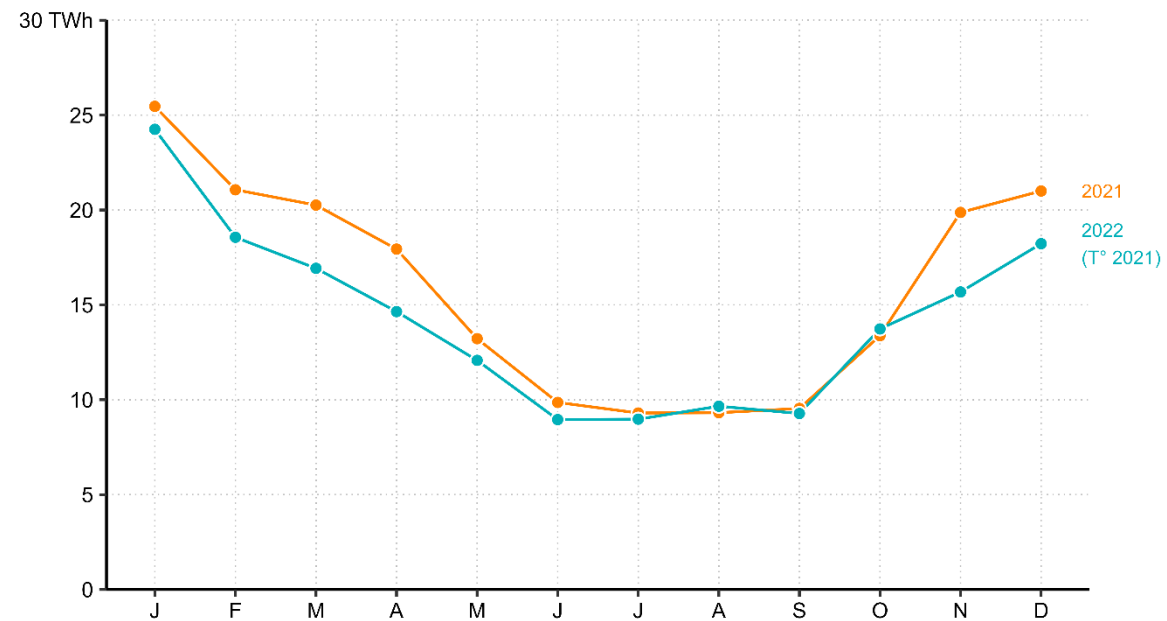
De exitstromen gaan vooral richting Duitsland en vormen een alternatief voor de aanvoer van Russisch aardgas voor de Duitse markt. Via het grensoverschrijdend interconnectiepunt met Duitsland werd een uitvoer genoteerd van 256,4 TWh hetgeen overeenkomt met 1,6 maal het totale Belgische aardgasverbruik. 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 (36,8 TWh) terwijl Frankrijk traditioneel sterk afhankelijk was van aardgastromen 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 gerust stellen dat de investeringen in het bi-directioneel maken van grensoverschrijdende interconnectiepunten een verzekering was die in 2022 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.

19. 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 2022 bedraagt de aardgasstroom vanuit België naar Luxemburg 6,8 TWh (een daling van 1,6% ten opzichte van 2021).

Gasverbruik voor gelijkblijvende verwarmingsbehoefte

Totaal maandelijks gasconsumptie in 2021 en in 2022 (genormaliseerd voor temperaturen 2021) (in TWh)



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

Figuur 14 Gasverbruik voor gelijkblijvende verwarmingsbehoefte

20. Figuur 14 biedt een beeld van het maandelijks profiel van de aardgasvraag bij de aanname dat de verwarmingsbehoefte in 2022 ongewijzigd zijn ten opzichte van 2021. Op deze manier worden de vraagverschillen gezuiverd voor verschillen die verklaard kunnen worden door temperatuurverschillen. Het verschil tussen beide curven benadert dus beter de vraagreductie in 2022 die het gevolg is van genomen acties ter bezuiniging van de aardgasvraag vanwege de sterk gestegen aardgasprijzen en allerlei besparingsinitiatieven. Gezuiverd voor temperatuur levert 2022 een reductie van de aardgasvraag met bijna 19,2 TWh hetgeen overeenkomt met bijna 10%. De overige 5% (9,6 TWh) van de vraagreductie kan toegewezen worden aan de lagere verwarmingsbehoefte wegens de mildere buitentemperaturen. Deze inschatting van het temperatureffect is een benadering gebaseerd op de correlatie tussen de behoefte aan ruimteverwarming en de graaddagen.

2.2. OPSLAG

21. De onderstaande Figuur 15 geeft het totaal opgeslagen volume aardgas in Europa (onderste paneel) en in België (Loenhout, bovenste paneel). In de figuur wordt ook het totale beschikbare opslagvolume getoond (Technical Capacity of werkvolume in Europa en België).

22. In de afgelopen decennium vertoonde het in Europa totaal beschikbare opslagvolume voor aardgas een stijging tot 2016. Sinds 2016 stellen we vast dat het opslagvolume op een hoog niveau stabiel blijft (eind 2022 ongeveer 1.120 TWh tegenover 1.056 TWh 2021). Voor Loenhout is het beschikbare opslagvolume in principe constant (7,9 TWh). De gunstige stijging tot ongeveer 9 TWh in het aangeboden werkvolume sinds het opslagseizoen 2012-2013 is toe te schrijven aan een optimalisatie van de aangeboden diensten door de opslagbeheerder: de opslaggebruikers kunnen in samenspraak met de opslagbeheerder hun injectie en uitzendprofiel doorheen het jaar vastleggen – typisch trager injecteren en trager uitzenden - waardoor de opslagbeheerder in staat is meer opslagcapaciteit aan te bieden. Door het aanbieden van zogenaamde Booster Capaciteit kunnen opslaggebruikers via dagelijkse nominaties bovenop zijn onderschreven injectie- en uitzendcapaciteit hun portefeuille optimaliseren.

23. Het opslagseizoen 2021 – 2022 kende een atypische evolutie en kan omschreven worden als ‘bijzonder’. Door het aanhoudend hoge uitzendniveau (zowel qua capaciteit als qua periode) bij het begin van 2021, op zijn beurt veroorzaakt door een hoge gasconsumptie als gevolg van een voorjaar met lager dan gemiddelde temperaturen, was de vullingsgraad in EU gedaald tot een (zeer) laag niveau (28%). Tijdens de zomer 2021 steeg bijgevolg de vraag naar gas en steeg dus ook de gasprijs (boven 30 euro/MWh) wat ook een impact heeft gehad op de injecties. In de loop van 2021 werd duidelijk dat bovenop het lager dan gemiddelde initieel opslagvolume en de toen reeds (relatief) hoge gasprijzen een bijkomend probleem de kop opstak. Het Russische Gazprom dat, rechtstreeks of via dochterondernemingen onder zijn directe controle, aanzienlijke opslagvolumes gecontracteerd had in de hele EU en dit voor een meerjaarsperiode, liet na deze gecontracteerde opslagvolumes te vullen. Met name de opslagcapaciteiten van Duitsland, Nederland en Oostenrijk bleven daardoor eind 2021 voor een groot deel onbenut. Als gevolg hiervan waren de vullingsgraden eind oktober 2021 beduidend lager dan gemiddeld: 92% in België, maar slechts 77% in EU28.

24. Vanaf november 2021 was bovendien het uitzendniveau van de opslaginstallaties hoog als gevolg van de (toen uitzonderlijk) hoge gasprijzen (tot + 180 Euro/MWh). Eind december vielen de vraag naar gas en de gasprijs tijdelijk terug tot een lager niveau (+/- 70 Euro/MWh) en werd gedurende een zevental dagen gas geïnjecteerd. Toch bleven de vullingsgraden begin januari 2022 beduidend (en in zekere zin zorgwekkend) lager dan de vorige jaren (BE : 60%, EU28: 54%).

25. Fluxys Belgium heeft voor opslagperiode 2022/2023 een nieuw en dynamisch marktmodel geïmplementeerd dat het mogelijk maakt 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 de beschikbare Belgische opslagcapaciteit voor het lopend opslagseizoen.

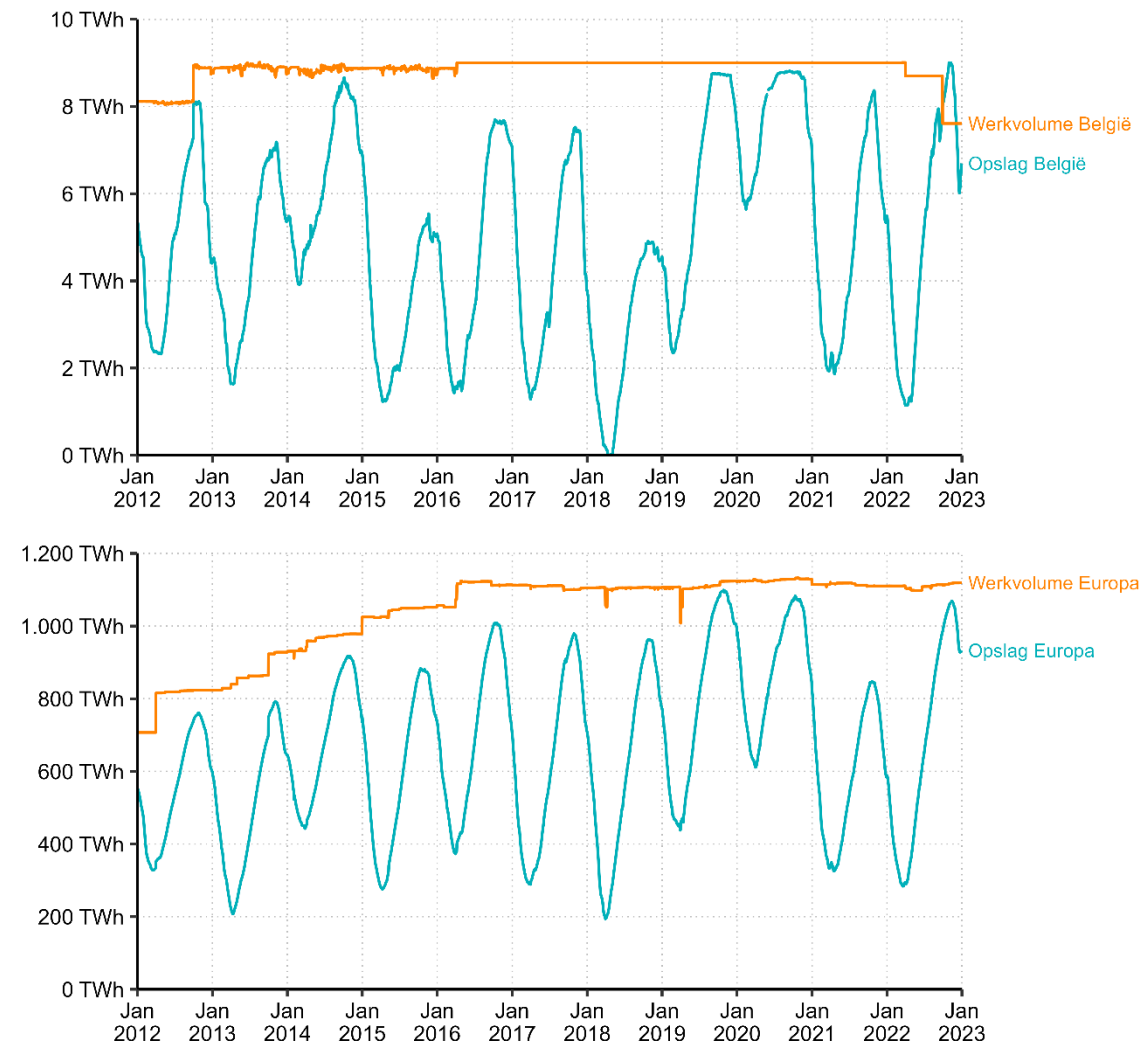
26. De impact van de Russische inval in Oekraïne op de EU gasmarkt in 2022 noopt tot een aparte evaluatie. Toch dient heel expliciet vermeld te worden dat de schokgolven die deze inval heeft doen ontstaan zeer zeker ook de markt voor gasopslag in EU heel ernstig heeft verstoord. Een punt dat daarbij onze aandacht verdient is de daadwerkelijke wisselwerking en mutuele beïnvloeding van enerzijds hoge (dag)marktprijs en (te) lage voorraden aan opgeslagen aardgas. De bezorgdheid van zowel overheden als individuele markspelers voor toereikende gasbevoorrading van eindklanten in de winter 2022 – 2023 vertaalde zich in een race tegen de klok om de gasvoorraden op tijd en in voldoende mate opgevuld te krijgen. De fel verminderde aardgas toevoerstromen deden deze (terechte) bezorgdheid bij momenten ontaarden in paniecreacties met de extreme prijsspieken op de DA markt voor aardgas tot gevolg. 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.

27. De korte koudeprik van december 2022 werd gevolgd door ongebruikelijk zachte weersomstandigheden, en dit voor nagenoeg heel Europa. Op 1 januari 2023 waren de opslaginstallaties nog steeds voor respectievelijk 88% (BE) en 84% (EU) gevuld. Hiermee lijkt de bezorgdheid voor de gasbevoorrading voor het seizoen 2022 – 2023 van de baan.

Gasopslag en werkvolumes

Evolutie van dagelijkse opslag- en werkvolumes in België (boven) en Europa (onder) (in TWh)



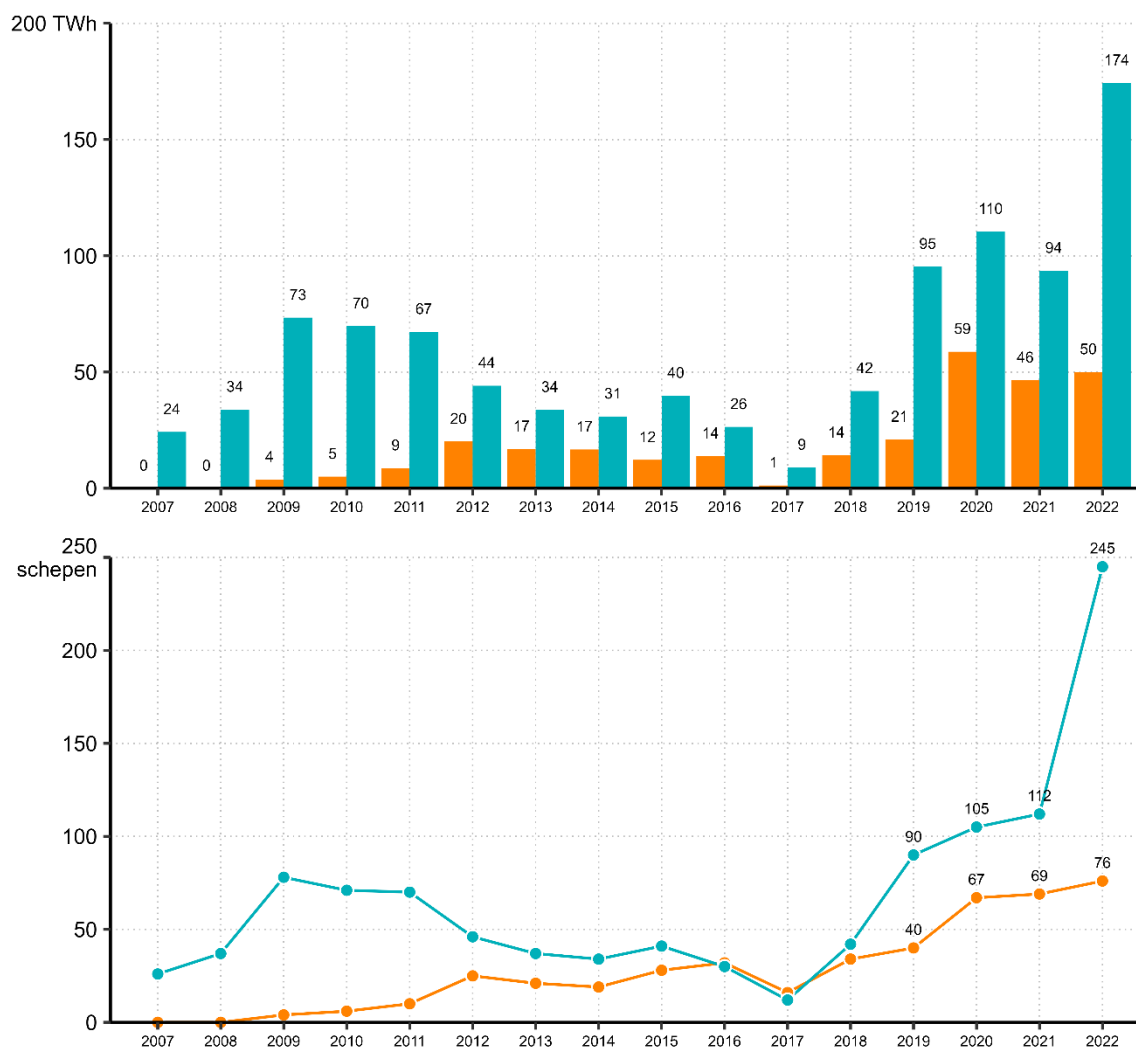
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data GIE / AGSI

Figuur 15 Gasopslag en -werkvolumes

2.3. LNG

LNG volumes en schepen

Evolutie van jaarlijkse totale **geladen** en aantal **geloste** LNG volumes (boven) en schepen (onder)



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

Figuur 16 LNG volumes en schepen

28. In 2018 heeft de LNG-activiteit in Zeebrugge zich sterk ontwikkeld tot twee recordjaren in 2019 en 2020. In 2021 werden 112 gastankschepen (een record) die er 93,6 TWh LNG kwamen lossen en 69 gastankschepen (een record) die 46,5 TWh kwamen laden.

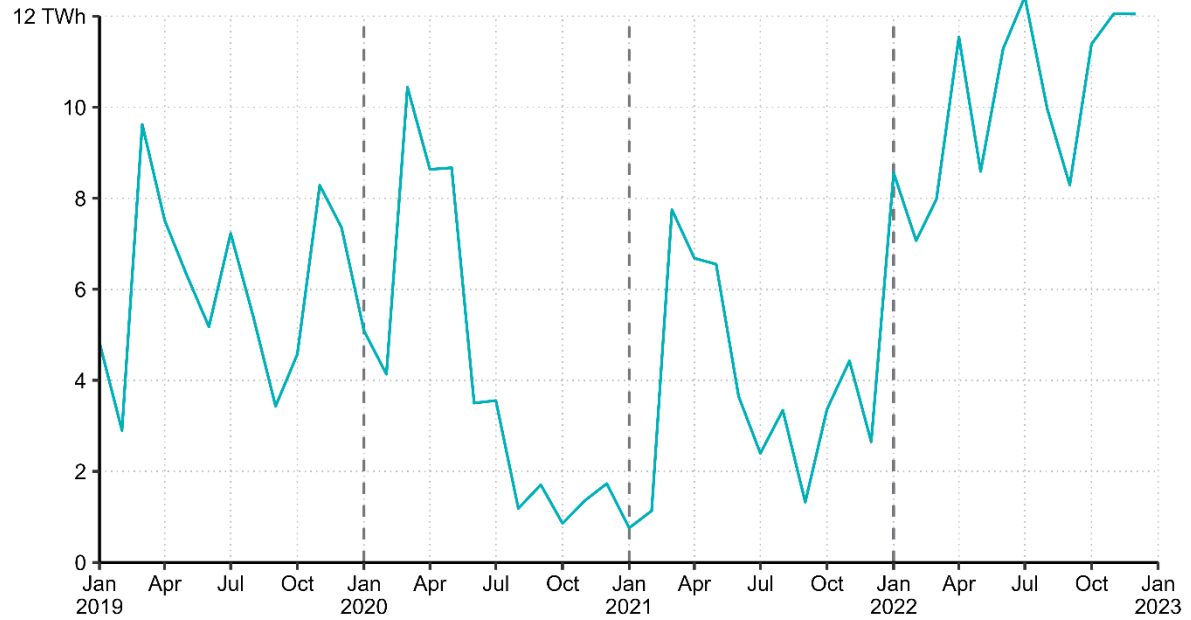
29. 2022 was een absolute recordjaar: 245 methaantankers werden gelost voor een totaal volume van 174,4 TWh en 76 schepen kwamen laden voor een volume van 50 TWh. Van deze 245 geloste gastankschepen kwamen er 65 lossen in het kader van de overslagdiensten.⁵

⁵ *Trans-shipment*diensten of LNG-overslagdiensten zijn de diensten op het vlak van laden of lossen, hervergassen en/of koelen van een LNG-schip en de opslag van LNG voor overslag.

30. De maandelijkse gemiddelde injectie van LNG in het Belgische gasnetwerk (*Send-Out*) van de laatste vier jaren toont een seizoensgebondenheid winter/zomer. Bovendien merken we dat in 2022 grote volumes van gas in het netwerk werden geïnjecteerd. Dit is het resultaat van de behoefte aan gas in de naburige landen, Duitsland in het bijzonder.

LNG Send Out

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



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

Figuur 17 LNG Send Out

2.4. KORTE- EN LANGETERMIJNMARKT

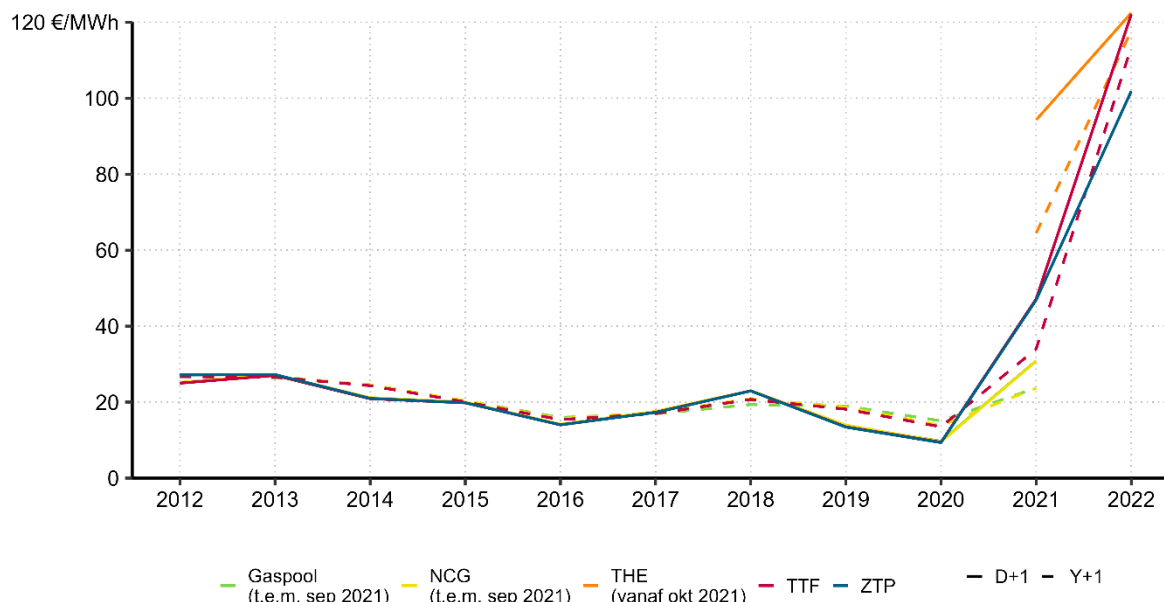
31. De onderstaande figuur geeft met de gekleurde lijnen de jaarlijkse gemiddelde *day ahead* gasprijs (D+1) voor respectievelijk België (ZTP), Nederland (TTF) en Duitsland (NCG, Gaspool die vanaf 1/10/2021 werden verenigd in THE) (in €/MWh). Deze lijnen vallen nagenoeg samen, wat erop wijst dat er een 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. Gezien de goede prijsconvergentie op de kortetermijnmarkt kan de langetermijnprijs van Nederland en Duitsland ook gebruikt worden als referentie voor de Belgische markt.

De fusie van de Duitse gasmarktgebieden Gaspool (GPL) en Netconnect Germany (NCG) tot één nieuw marktgebied, dat de naam Trading Hub Europe (THE) heeft gekregen, heeft op 1 oktober 2021 plaats gevonden. Als gevolg daarvan werden de cijfers voor Gaspool en NCG voor 2021 berekend op 9 maanden basis (januari t.e.m. september) terwijl de cijfers voor THE werden berekend op 3 maanden basis (oktober t.e.m. december)

32. De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt kende in 2022 meer dan een verdubbeling op de 3 aardgashubs. Op ZTP steeg de gemiddelde aardgas D+1 van 46,9 €/MWh in 2021 tot 101,9 €/MWh in 2022. De gemiddelde gasprijs op de langetermijnmarkt steeg nog sterker. Op TTF steeg de gemiddelde aardgas Y+1 van 34,0 €/MWh in 2021 tot 113,5 €/MWh (x 3,3). Achter deze gemiddelde prijzen gaan grote prijschommelingen (volatiliteit) schuil die de handel maar ook de onzekerheden weerspiegelen waaronder de markt functioneert. Dit prijssignaal dat ontstaat is van onvervangbare waarde om zowel de relatieve schaarste aan aardgas efficiënt te verdelen, verbruikers efficiënte keuzes ter bezuiniging te laten nemen en te investeren in alternatieven, als nieuwe energiestromen aan te trekken. Dit prijsmechanisme is blijven werken tijdens de aardgascrisis.

Gasprijzen op spot- en termijnmarkten

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



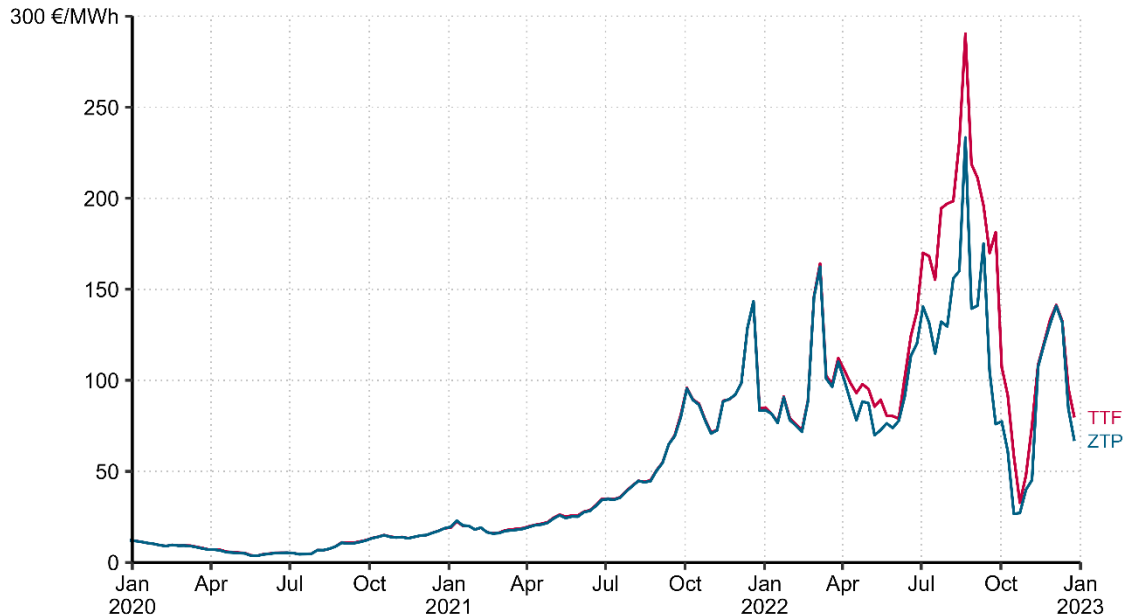
Bron: berekeningen CREG o.b.v. data Gaspool, NCG, TTF, ZTP en THE
Nota: op 1 oktober 2021 fuseerden Gaspool en NCG tot THE

Figuur 18 Gasprijzen op spot- en termijnmarkten

33. Tegen het licht van de aardgascrisis is het nuttig om nog even verder in te gaan op de prijsnoteringen (D+1) op ZTP en TTF in 2022. 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. Deze divergentie heeft alles te maken met het dominante invoerpotentieel van niet-Russisch aardgas te Zeebrugge dat in 2022 een groot Europees succes kende. Er was een “boost” van liquiditeit te Zeebrugge waarvoor de vraag in de naburige landen (met name Nederland en Duitsland) zelfs groter was dan de vervoersmogelijkheden mede gezien deze vervoersrichting voordien ongebruikelijk was. Wat verder opvalt in het verloop van de prijsnoteringen is dat de BE-NL “spread” vooral oploopt tijdens de zomer en daarna weer begint samen te vallen. Dit is ook een puur marktfenomeen gezien opslag van aardgas vooral gebeurt in de zomermaanden en mede door de nieuwe Europese opslagverplichtingen er een duidelijke druk kon worden vastgesteld op de prijzen vanwege de behoefte aan opslaggas. In België was dit effect beperkt vanwege de bescheiden binnenlandse opslagcapaciteit te Loenhout. Deze marktfenomenen en mede de geslaagde vullingsgraden in Europa naast de niet te vergeten prijseffecten op verbruik en besparingsmaatregelen, hebben vervolgens weer tot een convergentie geleid van de prijsnoteringen op ZTP en TTF. Deze prijsconvergentiedrang van het marktmechanisme onder impuls van het prijssignaal draagt bij tot het zo laag mogelijk houden van de kosten van de bevoorradingscrisis. Een bevoorradingscrisis die voor aardgas vooral betekent een transitie naar niet Russische aardgasbronnen. Dit betekent uiteraard niet dat de betaalbaarheid en de herverdelingseffecten van de crisiskosten geen belangrijk aandachtspunt vormen, integendeel.

Gasrijzen op spotmarkten

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



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

Figuur 19 Gasrijzen op spotmarkten

3. CONCLUSIE

34. De voornaamste conclusies zijn de volgende:

Elektriciteit

- Zowel het totaal verbruik als de belasting van het transmissienetwerk van Elia daalde sterk in 2022 ten opzichte van de voorgaande jaren. De totale vraag daalde met 3,2% tot 81,7 TWh terwijl de belasting met 9,7% daalde tot 64,0 TWh. Deze dalingen werden doorheen het volledige jaar waargenomen, maar de grootste dalingen werden genoteerd in de laatste drie maanden van het jaar 2022.
- De totale productie van elektriciteit bedroeg 89,9 TWh, de op één na hoogste waarde van de afgelopen jaren (sinds 2015): enkel vorig jaar werd met 93,4 TWh meer elektriciteit opgewerkt in België. De afname ten opzichte van 2021 is vooral te merken door de verminderde *output* van het nucleaire productiepark, dat slechts deels werd ongedaan gemaakt door de toename van gasgestookte centrales, wind- en zonne-energie.
- De gemiddelde prijzen op de Belgische *day-ahead*markt bedroegen doorheen het volledige jaar 244,5 €/MWh. Deze forse toename van het prijsniveau manifesteerde zich niet enkel in België, maar ook in haar naburige biedzones. Drie grote pieken in de prijsniveaus kunnen worden onderscheiden: begin maart, eind augustus en begin december. Hieraan gerelateerd kan worden opgemerkt dat het globale niveau van prijsconvergentie tussen België en haar buurlanden sterk is afgenomen ten opzichte van de voorgaande drie jaren: tijdens slechts 35,4% van alle uren werd volledige prijsconvergentie waargenomen.
- De netto-exportpositie van België klopte in 2022 af op 6,3 TWh, als het resultaat van het salderen van de totale export (19,2 TWh) en import (12,9 TWh). Het overgrote deel van de geëxporteerde elektriciteit stroomde naar Frankrijk (10,7 TWh), terwijl de grootste importvolumes vanuit Nederland kwamen (6,2 TWh). Het structureel exporteren van elektriciteit is een trend die zich sinds 2019 jaar na jaar blijft bevestigen, zij het in variërende mate.
- In 2022 werd, in de onbalanszone van Elia, gemiddeld gezien een *short*positie geobserveerd, hetgeen wijst op meer negatieve dan positieve onbalansen. Los van de gemiddelde positie kan worden vastgesteld dat de extreme waarden qua systeemonbalans (in beide richtingen) vaker voorkomen. De evolutie van de geobserveerde onbalansprijzen loopt sterk samen met het gekende verloop van de *day-ahead*prijzen.

Gas

- In 2022 bedroeg de aardgasconsumptie 161,3 TWh, een drastische terugval met -15,2% ten opzichte van 2021 (190,2TWh). Een groot deel van deze daling (19,2 TWh) is het gevolg van de genomen acties ter bezuiniging van de aardgasvraag vanwege de sterk gestegen prijzen; en een beperkter deel (9,6 TWh) kan worden toegewezen aan de lagere verwarmingsbehoeften wegens mildere temperaturen doorheen 2022.
- De ongeziene omstandigheden op de internationale aardgasmarkten leidden tot een grondige herschikking van de aardgasbevoorradingsroutes, waarbij aardgas uit Rusland (het oosten) in belangrijke mate werd vervangen door aardgas uit het westen (LNG). Dit weerspiegelde zich in sterk gewijzigde grensoverschrijdende aardgasstromen voor België.
- De bezorgdheid van overheden en individuele marktspelers voor een toereikende gasbevoorrading in de winter 2022 – 2023 leidde tot sterke inspanningen om de gasvoorraden tijdig en voldoende gevuld te krijgen. Als gevolg hiervan waren de ondergrondse opslaginstallaties op het einde van 2022 nog voor 88% (België) en 84% (Europa) gevuld.
- In 2022 werden recordhoeveelheden LNG ingevoerd via tankschepen in Zeebrugge: 245 LNG-tankers werden gelost (174,4 TWh), terwijl 50 schepen werden geladen (50 TWh). De injectie van

LNG in het Belgische gasnetwerk nam in 2022 sterk toe, onder meer door de sterk toegenomen nood van Duitsland aan gasimport vanuit België.

- De gemiddelde gasprijzen op de kortetermijnmarkten kenden in 2022 meer dan een verdubbeling op de drie meest relevante gashubs (TTF, ZTP en THE). De Belgische hub ZTP kende een stijging van gemiddeld 46,9 €/MWh in 2021 tot 101,9 €/MWh in 2022. Ondanks de sterke prijsconvergentie tussen ZTP en TTF de afgelopen jaren, werd een divergentie waargenomen sinds de inval van Rusland in Oekraïne. Als gevolg noteerde de ZTP vaak significant lager dan TTF (en andere hubs).

////

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

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. voorzitter van het directiecomité