

BIJLAGE 1

Seizoensflexibiliteit en rol van gasopslagen

- De gasvraag in Nederland is sterk seizoensafhankelijk.
- Het aanbod van gas heeft steeds minder mogelijkheid variaties te volgen.
- Het belang van flexibiliteit uit gasopslag neemt hierdoor toe.
- Gasopslagen opereren internationaal en dienen tijdig te zijn gevuld.

Rol van gasopslagen

Gasopslagen worden primair ingezet voor het balanceren van verschillen die optreden tussen vraag en aanbod. Deze verschillen kunnen ontstaan door een variërende gasvraag, bijvoorbeeld als gevolg van temperatuurvariaties of discontinuïteiten in het aanbod. Zo is er een piek in de gasvraag aan het begin van elke dag en is de gasvraag van huishoudens in een wintermaand aanzienlijk hoger dan in een zomermaand.

Een deel van de variërende gasvraag kan worden opgevangen door veranderingen in import, gasproductie of aan de vraagzijde. Productie uit het Groningenveld was hier een goed voorbeeld van, omdat de unieke eigenschappen van dit veld het mogelijk maakte om variaties in de vraag te volgen. Een deel van de onbalans kon hierdoor worden opgevangen door productie van het Groningenveld. Na de sluiting van dit veld zijn de gasopslagen daarvoor het aangewezen middel. De productie uit de kleine velden binnen Nederland hebben deze mogelijkheid niet of nauwelijks.

Daarnaast worden gasopslagen gebruikt door partijen die commercieel handelen, onder meer als optimalisatiemiddel. Achter deze commerciële optimalisatie ligt echter de fysieke werkelijkheid. Zo zorgt de hogere wintervraag in het algemeen tot een verschil tussen zomer- en winterprijzen, waarop commercieel handelende partijen acteren. Omdat bij dit type gebruik veel partijen betrokken zijn en een centrale regie ontbreekt, leidt dit tot een mogelijk hogere inzet van gasopslagen dan wordt verwacht op basis van de zuiver fysieke onbalans.

Gasopslagen kunnen tevens worden ingezet voor het opvangen van een meer langdurige uitval van aanbod. Deze rol is aanvullend op de analyse in dit document en is door GTS beschreven in haar visie leveringszekerheid van aardgas¹.

¹ <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/toekomst-gasmarkt>

Vraag naar seizoensflexibiliteit

Variaties in de gasvraag vinden plaats op verschillende tijdschalen, variërend van variaties op uurbasis tot verschillen tussen de gasvraag in een koud jaar ten opzichte van een warm jaar.



Figuur 1 De gasvraag kent zowel trage- als snelle variaties.

Voor de verschillende tijdschalen zijn verschillende maatregelen geschikt om de markt te balanceren. Voor snelle variaties zijn dit bijvoorbeeld de leidingbuffer, levering uit LNG-opslag en cavernes. Voor trage variaties zijn dit ondergrondse opslag in gasvelden, cavernes en flexibiliteit in importstromen.

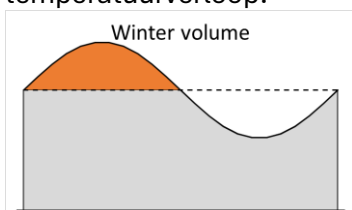
De vraag naar seizoensflexibiliteit is door GTS gedefinieerd als het verschil tussen de gasvraag in de zes wintermaanden (oktober tot en met maart) ten opzichte van een vlak aanbod gedurende het jaar. Hierbij is de gasvraag het totaal van de binnenlandse vraag en het netto import of exportvolume. De referentie van het aanbod is gebaseerd op het aanbod in een normaal temperatuurjaar.

In de praktijk zal het aanbod niet vlak zijn gedurende het jaar, maar is er in de winter meer- of juist minder aanbod beschikbaar uit productie en import. Wanneer in de winter meer aanbod is ten opzichte van het jaargemiddelde, dan voorziet dit aanbod in een deel van de vraag naar seizoensflexibiliteit. Wanneer er in de winter minder aanbod is, zorgt dit juist voor een additionele vraag naar seizoensflexibiliteit.

Het verschil tussen de vraag en aanbod van seizoensflexibiliteit kan worden ingevuld door

- extra winter aanbod uit productie of import, dat wil zeggen additioneel aan de gekozen uitgangspunten,
- levering uit gasopslagen,
- in uitzonderlijke situaties: vrijwillige vraagreductie.

Omdat wordt uitgegaan van het aanbod in een gemiddeld jaar, zal de vraag naar seizoensflexibiliteit in een koude winter groter zijn dan in een winter met een normaal temperatuurverloop.



Figuur 2 Additioneel wintervolume leidt tot een vraag naar seizoensflexibiliteit.

Aanbod van seizoensflexibiliteit

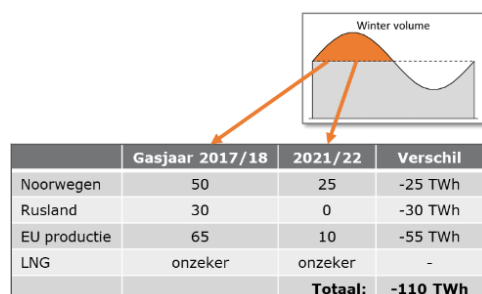
Seizoensflexibiliteit uit productie en importstromen

Het verhogen of verlagen van het aanbod van aardgas, kan een deel van de variaties in de gasvraag opvangen. De fysieke eigenschappen van het Groningenveld maakte dit veld bijvoorbeeld bij uitstek geschikt om zeer flexibel te leveren, daarmee de gasvraag te volgen en de markt te balanceren. Andere bronnen leveren een beperkte hoeveelheid flexibiliteit, als gevolg van prijssignalen of door gepland onderhoud uit te voeren in de zomermaanden waarin de gasvraag lager is.

Recente ontwikkelingen in het aanbod van gas hebben de laatste 5 jaar geresulteerd in een aanzienlijke afname van flexibiliteit uit aanbod.

- Met de geleidelijke afname van productie uit het Groningenveld en de uiteindelijke sluiting, kan dit veld niet meer worden ingezet ten behoeve van het balanceren van de markt. Ter indicatie, hiermee is in een periode van 5 jaar ca. 50 TWh² minder flexibel volume beschikbaar.
- Het aanbod uit Rusland kende in het verleden een beperkt seizoenspatroon, met in de winter ca. 30 TWh meer aanbod dan jaargemiddeld. Met het wegvallen van aanbod uit Rusland is dit flexibel volume niet meer beschikbaar.
- Ook het aanbod uit Noorwegen kent een vlakker profiel. Omdat Noorwegen haar productie heeft verhoogd door extra volume in de zomermaanden te leveren, is de productie vlakker geworden en de hoeveelheid seizoensflexibiliteit afgenomen met ca. 25 TWh.
- De binnenlandse productie binnen Europa levert een beperkte hoeveelheid flexibiliteit, met name in het Verenigd Koninkrijk. Als gevolg van depletie van productievelen in Europa, krijgen deze in toenemende mate een vlak patroon en daarmee een kleinere bijdrage in het aanbod van seizoensflexibiliteit.
- Hoewel het wereldwijde productieprofiel van LNG vrijwel vlak is, kan LNG wel zorgdragen voor flexibiliteit door de bestemming per seizoen te verplaatsen. Extra levering van LNG ten behoeve van Europa in de wintermaanden, gaat hiermee ten koste van de levering in een andere markt. Wanneer dit flexibel LNG volume niet contractueel is vastgelegd, moet dit worden aangetrokken op de wereldwijde markt voor LNG en daarmee in concurrentie met bijvoorbeeld de Aziatische gasmarkt.

Alle effecten samen, resulteren in een aanzienlijke afname van flexibel aanbod ten behoeve van de gehele Europese gasmarkt van ca. 110 TWh. Ter indicatie, het volume van alle seizoensopslagen binnen Europa bedraagt ca. 1000 TWh, in Nederland is dit ca. 125 TWh.



Tabel 1 Flexibel volume in het aanbod van gas is afgenomen met ca. 110 TWh.

² GTS definieert alle energiehoeveelheden op basis van calorische bovenwaarde

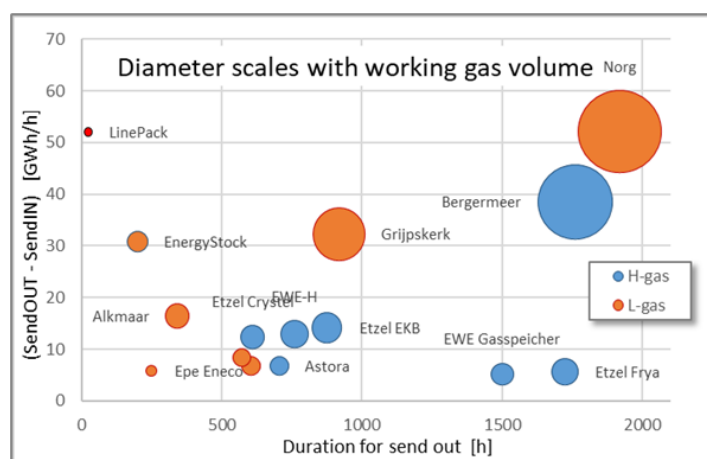
Overzicht van gasopslagen t.b.v. de Nederlandse markt

Er zijn 15 gasopslagen met een directe aansluiting op het GTS netwerk.

Gasopslag	Grondgebied	Verbonden met NL of NL & D	Soort gas
Alkmaar (Taqa - PGI)	NL	NL	L-gas
Bergermeer (Taqa-UGS)	NL	NL	H-gas
Enschede (Eneco-UGS Epe)	D	NL	L-gas
Enschede (Nuon-UGS Epe)	D	NL&D ³	L-gas
Enschede (RWE-UGS Epe)	D	NL	L-gas
Grijpskerk (NAM - UGS)	NL	NL	L-gas
Norg (NAM - UGS)	NL	NL	L-gas
Oude Statenzijl (ASTORA JEMGUM)	D	NL&D	H-gas
Oude Statenzijl (ETZEL-CRYSTAL-H)	D	NL&D	H-gas
Oude Statenzijl (ETZEL-EKB-H)	D	NL&D	H-gas
Oude Statenzijl (ETZEL-FREYA-H)	D	NL&D	H-gas
Oude Statenzijl (EWE JEMGUM)	D	NL&D	H-gas
Oude Statenzijl (EWE-H)	D	NL&D	H-gas
Oude Statenzijl RENATO (EWE SSO)	D	NL	H-gas
Zuidwending (UGS)	NL	NL	L-gas

Tabel 2 Overzicht van L- en H-gas opslagen en cavernes die (onder andere) verbonden zijn met het Nederlandse netwerk. De caverne Enschede (Epe RWE-L) is niet vermeld in de tabel omdat deze caverne alleen vult vanuit Nederland, daarnaast wordt de levering gezien als verlegging van de reguliere L-gas export naar Duitsland.

Gasopslagen die exclusief op ons netwerk zijn aangesloten worden met volledige capaciteit en werkgasvolume meegenomen in de analyses. Bij de overige opslagen wordt op basis van analyse of bronnen een keuze over de verwachte inzet gemaakt. Dit kan betekenen dat de beschikbare productiecapaciteiten en werkgasvolume van deze gasopslagen niet volledig meegenomen worden in de analyse, omdat de verwachting is dat deze niet volledig beschikbaar is om de Nederlandse piekvraag in te vullen. Omdat geen productie meer plaatsvindt vanuit het Groningenveld, worden alle L-gasopslagen gevuld met pseudo G-gas (H-gas vermengd met stikstof). De benaming L-gas wordt gebruikt voor alle laagcalorische gassen, inclusief G-gas.



Figuur 3 Schematische overzicht van de eigenschappen van gasopslagen t.b.v. de Nederlandse markt.

³ Ook beperkt beschikbaar voor de Duitse markt, zie <https://group.vattenfall.com/what-we-do/market-transparency/gas-storage>

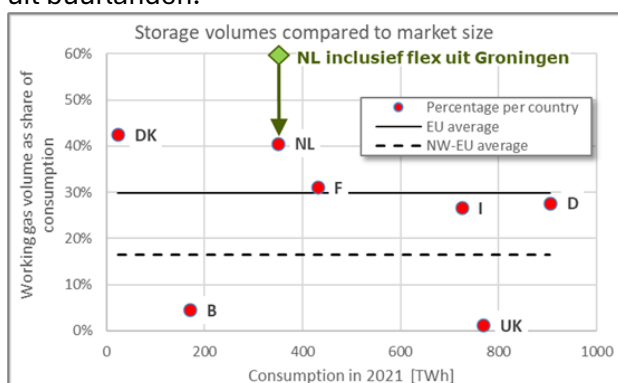
Seizoensflexibiliteit vormt een internationale markt

Seizoensopslag vereist een juiste geologische structuur

Bij een aanbod dat vlakker is dan de vraag naar aardgas, spelen gasopslagen een belangrijke rol bij het balanceren tussen de hoge wintervraag en de lagere zomervraag.

Als indicatie geldt dat het volume voor seizoensopslag 25% tot 30% van de binnenlandse gasvraag moet zijn, om ook in een koude winter te beschikken over voldoende aanbod. Omdat het hier gaat om grote volumes, worden hiervoor grote ondergrondse structuren gebruikt, lege gasvelden en aquifers. De mogelijkheden voor dergelijke installaties zijn niet voor ieder land gelijk, waardoor flexibiliteit uit bestaande seizoensbergingen, vaak een rol vervullen in aangrenzende markten.

Met de sluiting van het Groningenveld beschikt Nederland nog steeds over voldoende opslagvolume. Met name België en het Verenigd Koninkrijk liggen ver beneden het Noordwest-Europees gemiddelde. Deze landen zijn, direct of indirect, afhankelijk van seizoensflexibiliteit uit buurlanden.



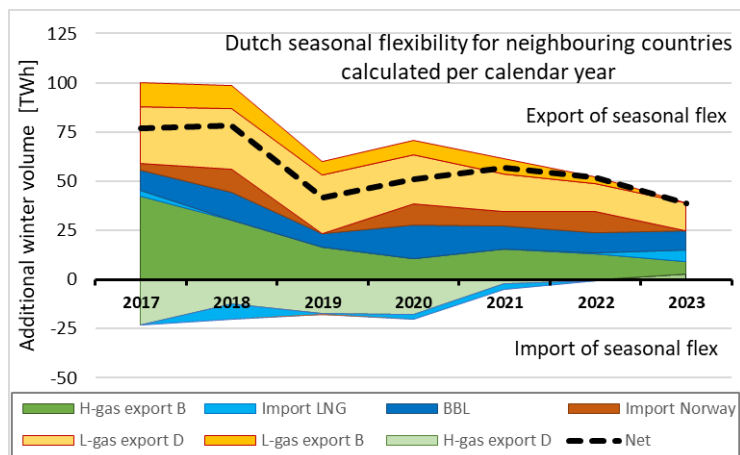
Figuur 4 Nederland beschikt over relatief veel opslagmogelijkheden. België en het Verenigd Koninkrijk juist niet.

Uitwisseling van seizoensflexibiliteit

Uitwisseling van seizoensvolume vindt plaats op basis van locatie van de gasopslag, contractuele verplichtingen en het commercieel handelen door marktpartijen.

Gerealiseerde transportstromen bevestigen het beeld dat flexibiliteit vanuit de Nederlandse gasmarkt wordt ingezet ten behoeve van onze buurlanden. Om deze inzet inzichtelijk te maken, is deze voor elk buurland uit realisaties afgeleid berekend als het verschil tussen het additioneel wintervolume ten opzichte van het jaargemiddelde volume in deze periode.

Hoewel er van jaar-tot-jaar verschillen zijn, is binnen het H-gas systeem de netto uitwisseling van flexibiliteit vrijwel constant, in de range 20 tot 30 TWh. De levering van seizoensflexibiliteit in het L-gas systeem toont een duidelijke afname, direct veroorzaakt door de afbouw van de L-gas levering aan Duitsland, België en Frankrijk.

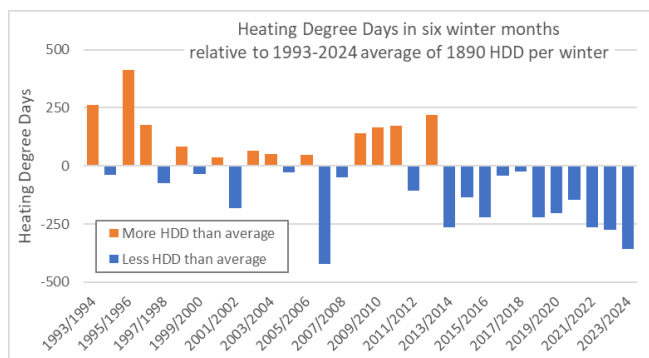


Figuur 5 Uitwisseling van seizoensflexibiliteit met onze buurlanden.

Naast het leveren van seizoensflexibiliteit via exportstromen, wordt er ook geleverd via importstromen. Op jaarbasis ontvangt Nederland bijvoorbeeld een netto volume uit België en het Verenigd Koninkrijk, waarbij het zomervolume groter is dan het wintervolume. Vanuit deze landen wordt in de zomermaanden een overschot aan gas naar Nederland getransporteerd en in de wintermaanden geleverd aan de eigen markt. Hierdoor wordt, per saldo, seizoensflexibiliteit in Nederland ingezet ten behoeve van buurlanden.

Tevens valt op dat LNG soms flexibiliteit levert, waarbij meer volume wordt geleverd in de winter, en soms onttrekt aan de markt door juist minder te leveren in de wintermaanden.

Bij de interpretatie van bovenstaande figuur moet rekening worden gehouden met de bovengemiddeld warme winters in de periode 2017 tot 2023. De gerealiseerde transportstromen zijn niet gecorrigeerd voor het aantal graaddagen. In een koud jaar zal de uitwisseling van seizoensflexibiliteit hoger zijn dan in de figuur getoond.



Figuur 6 Recente winters waren warmer dan het langjarig gemiddelde.

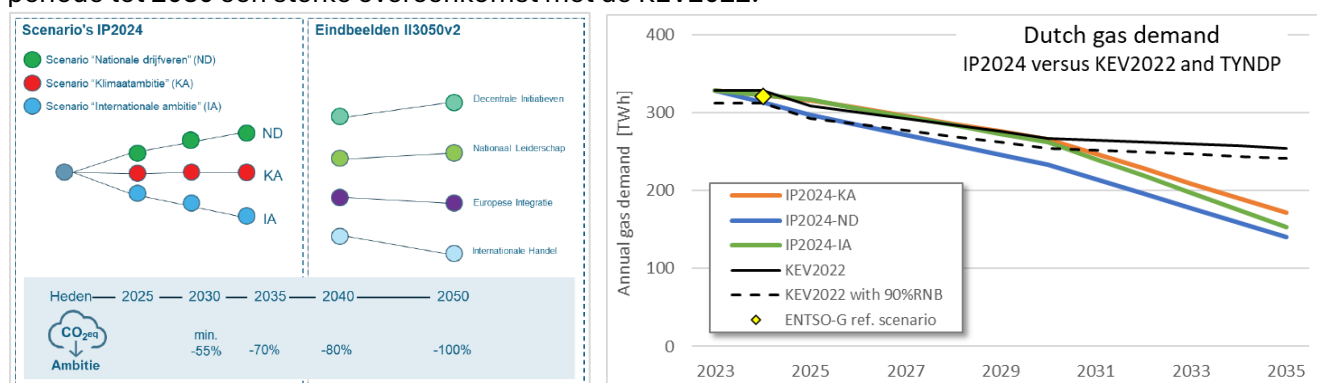
BIJLAGE 2

Ontwikkelingen in de gasmarkt en uitgangspunten

Prognose en scenario's

In het overzicht leveringszekerheid baseert GTS zich op de ontwikkeling van de Nederlandse gasvraag, zoals die volgt uit de Klimaat en Energieverkenning 2022 (KEV2022)⁴. KEV2022 is opgesteld door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS). Hierbij gaat GTS uit van de uitkomsten voor het huidig- en voorgenomen beleid. In oktober 2023 is er een nieuwe verkenning gepubliceerd (KEV2023), waarbij geen wijzigingen zijn aangebracht in het verwachte aardgasverbruik. Een update van de aardgasvraag wordt verwacht onderdeel te zijn van KEV2024, waarvan publicatie is voorzien in oktober 2024. De prognoses, zoals gepubliceerd in KEV2022 zijn hiermee de meest actuele en zijn gebruikt als basis voor de analyse.

Naast de Klimaat en Energieverkenning is een aantal scenario's beschikbaar. Meest relevant hierbij zijn de scenario's die zijn opgesteld door Netbeheer Nederland en door de organisatie van Europese transmissiesysteembeheerders voor gas (ENTSO-G). Netbeheer Nederland gebruikt haar scenario's voor de investeringsplannen 2024 (IP2024⁵) en de energieverkenning 2030-2050 (II3050⁶). Al deze scenario's gaan uit van het behalen van de duurzaamheidsdoelstellingen. Voor de Nederlandse gasvraag tonen deze scenario's in de periode tot 2030 een sterke overeenkomst met de KEV2022.



Figuur 7 Schematische weergave van de IP2024 en II3050 scenario's en de ontwikkeling van de gasvraag tot 2035 op basis van deze scenario's en de KEV2022.

ENTSO-G definieert in haar *Ten-Year Network Development Plans* (TYNDP)⁷ drie scenario's voor de Europese lidstaten, die aansluiten bij de scenariokeuze die is gemaakt ten behoeve van het IP2024. Deze scenario's zijn door GTS gebruikt voor de ontwikkeling van de gasvraag in onze buurlanden. Op basis van de drie ENTSO-G scenario's voor 2030 en 2040 gaat GTS voor onze buurlanden uit van een reductie van de gasvraag van 3,5% per jaar. Een update van de TYNDP-scenario's wordt verwacht in Q4 2024.

Het overzicht leveringszekerheid is een prognose

Waar een scenario uitgaat van een toekomstbeeld en een beschrijving van het pad daarnaartoe, beschrijft een prognose een waarschijnlijke ontwikkeling op basis van de huidige situatie. De Klimaat en Energieverkenning presenteert zich niet als een scenariostudie, maar als een studie

⁴ PBL, Klimaat en energieverkenning 2022: <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2022>

⁵ Bron: <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/ip2024-scenario-rapportage>

⁶ Bron: <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/rapport-ii3050-scenarios>

⁷ Draft scenario report TYNDP 2024: <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

die toekomstige effecten in beeld brengt bij het huidig- en voorgenomen beleid. Deze benadering sluit aan bij de doelstelling voor het overzicht leveringszekerheid, waarbij vraag- en aanbod in kaart worden gebracht voor het gasjaar 2025/2026, met een ontwikkeling tot 2030.

Een variant met verhoogd- en met verlaagd aanbod

Om aan te geven wat het resultaat is zijn bij afwijkende aannames, zijn twee varianten op de prognose gedefinieerd. Hierbij is door GTS gekozen voor de aannames die een grote invloed op de uitkomst hebben. De varianten hebben alleen betrekking op de aannames voor import- en exportstromen, de binnenlandse gasvraag is voor elke variant gelijk.

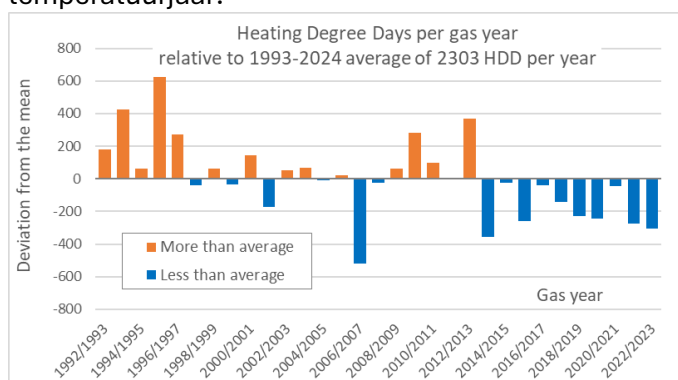
- De **basisvariant** kan worden gezien als “meest waarschijnlijk” en gaat uit van import en export zoals in deze bijlage is beschreven.
- Een **variant met verlaagd aanbod** gaat uit van een reductie van het aanbod met 75 TWh ten opzichte van de basisvariant, gebaseerd op een aanbod van LNG dat 30% lager ligt dan in de basisvariant. Deze variant kan ook worden geïnterpreteerd als een situatie met meer H-gas export naar bijvoorbeeld Duitsland. Of een combinatie van verschillende veranderingen die de balans tussen vraag en aanbod negatief beïnvloeden, met een omvang van 75 TWh. Deze variant heeft alleen betrekking op het volume, de maximale capaciteit van het aanbod kent geen reductie.
- Een **variant met verhoogd aanbod** gaat uit van een lager exportvolume naar Duitsland, waardoor er meer aanbod beschikbaar is voor de Nederlandse gasmarkt. Hierbij is uitgegaan van een volumereductie met 1/3 ten opzichte van de basis, overeenkomend met een reductie van 50 TWh in een gemiddeld jaar en 67 TWh in een koud jaar. Ook hier geldt dat deze variant ook kan worden geïnterpreteerd als een combinatie van verschillende veranderingen, die optellen tot een vergelijkbare wijziging.

GTS heeft de invulling van de varianten zodanig gekozen dat er een reële envelop met toekomstpaden wordt geschetst. Met deze drie varianten sluit GTS aan bij eerdere publicaties⁸ en waren onderdeel van de marktconsultatie⁹.

Voor verschillende temperatuurjaren baseert GTS zich op historische temperatuurprofielen, “warm” is gebaseerd op 2006/07, normaal op 2004/05 en koud op 1995/96.

Vraagontwikkeling in Nederland

De gasvraag in Nederland is gedaald als gevolg van verduurzaming en hoge gasprijzen. Daarnaast is de lage gasvraag in recente jaren het gevolg van bovengemiddeld hoge temperaturen. GTS gaat uit van een gasvraag die is gebaseerd op een normaal en een koud temperatuurjaar.



Figuur 8 Recente jaren kende minder graaddagen en mede daardoor een lagere gasvraag.

⁸ <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/advies-winning-groningenveld>

⁹ Marktconsultatie: <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/leveringszekerheid-gas>

Bij vraagstukken over een trend in jaargemiddeldetemperaturen, of de kans op voorkomen van een specifieke etmaaltemperatuur, baseert GTS zich op de expertise en het advies van het KNMI.

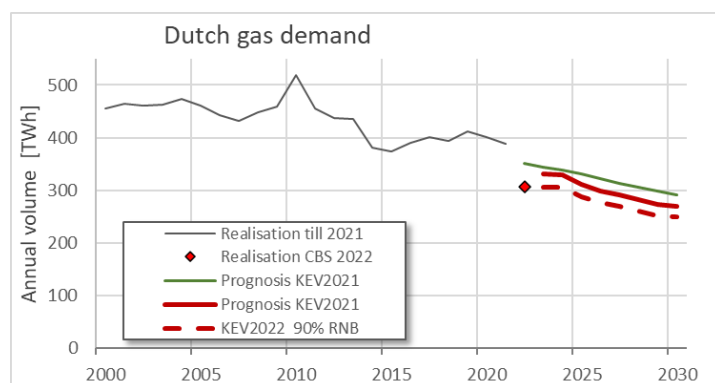
Het prijsniveau in de zomer van 2024 bedroeg €35 tot €40 per MWh en is daarmee aanzienlijk lager dan in 2022, maar nog steeds hoog ten opzichte van het langjarig gemiddelde. De vraag naar aardgas is gestabiliseerd met eerste tekenen van herstel in de industriële sector. Daarbij toont met name de gasvraag bij gasgestookte elektriciteitscentrales een stijgende lijn.

GTS baseert zich op de KEV2022, met aangepaste gasvraag in het RNB

Ten behoeve van de analyse gaat GTS uit van een ontwikkeling van de Nederlandse gasvraag zoals die volgt uit de KEV2022, gepubliceerd in oktober 2022. Omdat GTS sindsdien een verdere vraagdaling heeft geconstateerd, is het jaarvolume in het regionale net verminderd met 10%.

Bij de aanpassing van het jaarvolume dat volgt uit KEV2022, houdt GTS rekening met:

- De prognose die volgt uit KEV2021 is laag ten opzichte van de realisatie in 2015 t/m 2021, terwijl deze jaren bovengemiddeld warm waren.
- KEV2022 werd gepubliceerd in de periode waarin de eerste vraagreductie reeds zichtbaar was. Ten opzichte van KEV2021, is de binnenlandse gasvraag in KEV2022 naar beneden bijgesteld met ca. 8%.
- Aanvullend hieraan, gebaseerd op een GTS analyse, wordt uitgegaan van een blijvende reductie van de gasvraag binnen het RNB van 10%, ten opzichte van KEV2022. De gasvraag binnen het RNB is ongeveer de helft van de totale gasvraag en heeft betrekking op alle binnenlandse afnemers, met uitzondering van direct aangesloten centrales en industrieën.
- Aangenomen is dat de gecombineerde gasvraag bij direct aangesloten industrieën en elektriciteitscentrales overeenkomstig KEV2022 is. Hierbij ziet GTS een afname in de industriële sector en een vergelijkbare toename van de vraag bij elektriciteitscentrales.



Figuur 9 Binnenlandse gasvraag, realisatie en prognoses.

Voor de binnenlandse gasvraag hanteert GTS een reductie van 3% per jaar. Voor de periode tot 2030 is deze identiek aan de trend die volgt uit de KEV2022.

Op basis van verschillende marktsegmenten berekent GTS voor elk jaar de piekvraag op uurbasis. Met het dalen van het jaarvolume zal de piekvraag eveneens dalen.

Uitgangspunten voor de volumebalans in Nederland voor gasjaar 2025/2026:

- Binnenlandse gasvraag conform KEV2022 minus 10% voor de RNB.
- Export van L-gas conform de zomerbriefing 2024 van de Task Force Monitoring L-gas Marktconversie.
- Netto-export van H-gas naar Duitsland van 150 TWh in een gemiddeld jaar en 200 TWh in een koud jaar.

- Netto-import van H-gas uit België met een totaal volume van 130 TWh.
- Een netto-import via de BBL naar Nederland tijdens de zomermaanden met een totaal volume van 24 TWh.
- Import van LNG met een volume van 250 TWh.
- Een vlakke levering vanuit Noorwegen, met een jaarvolume van 120 TWh.
- Binnenlandse productie uit kleine velden met een omvang van 90 TWh.

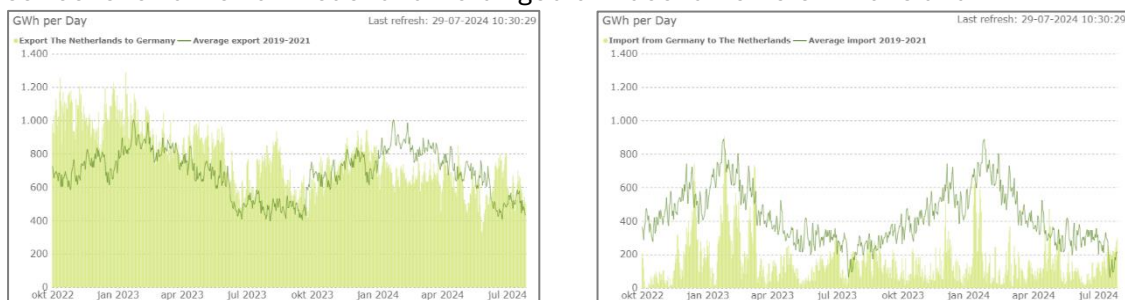
Uitgangspunten voor de capaciteitsbalans in Nederland voor gasjaar 2025/2026:

- Een piekvraag gebaseerd op de EU-infra norm, bij een temperatuur van -14°C zonder de beschikbaarheid van Norg (N-1).
- Geen capaciteit beschikbaar uit het Groningen-veld.
- Conversie van de grootste L-gasindustrieën en elektriciteitscentrales naar H-gas op basis van de meest recente planning.
- Piekcapaciteiten gebaseerd op evaluatie van voorgaande jaren, realisaties en boekingen van de gebruikers van het GTS-netwerk, de shippers.

Uitwisseling met de Duitse gasmarkt

De uitwisseling met Duitsland is belangrijk voor de Nederlandse gasmarkt. Nederland exporteert L-gas naar Duitsland en in het H-gas systeem bestaat de mogelijkheid voor zowel import als export.

In beide gaskwaliteiten is een seizoenspatroon zichtbaar. Hoewel Duitse gasopslagen ook worden ingezet voor de Nederlandse markt, tonen de fysieke gasstromen als netto effect dat seizoensflexibiliteit uit Nederland wordt gebruikt door afnemers in Duitsland.



Figuur 10 Uitwisseling van H-gas tussen Nederland en Duitsland.¹⁰

Met het beëindigen van pijpleidingaanbod uit Rusland is de locatie van het gasaanbod in Duitsland sterk veranderd. Vanaf 2022 zijn transportstromen in en naar Duitsland omgedraaid van oost-west naar west-oost en is de doorvoer van H-gas via Nederland naar Duitsland sterk toegenomen tot een huidig netto jaarvolume van ca. 150 TWh. Naast de importen vanuit Noorwegen, Nederland en België, heeft Duitsland sinds het begin van 2023 de directe mogelijkheid tot import van LNG.

In Duitsland worden zes LNG-importterminals gerealiseerd waarvan momenteel drie terminals operationeel zijn, met een maximaal jaarvolume van ca. 75 TWh. De andere drie volgen in 2024. In de beginfase is de aansluitcapaciteit van de LNG terminals op het hoofdtransportnet beperkt. Uitbreiding van de aansluitcapaciteit vindt plaats in de periode 2024 t/m 2026. De invloed die Duitse LNG terminals hebben op aanbod in Nederland, is niet eenduidig. De doorvoer door Nederland naar Duitsland kan afnemen, maar dit leidt alleen tot een ruimere aanbodbalans in Nederland wanneer het LNG in Duitsland additioneel is ten opzichte van het huidige LNG volume binnen Noordwest-Europa. Anders verwoord, het verleggen van bestaand aanbod tussen de landen, bijvoorbeeld in de vorm van LNG, heeft wel effect op

¹⁰ Bron: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/dashboard-security-of-supply-gas/gastransport-nl-to-de>

doorvoerstromen tussen landen, maar draagt niet bij aan een verhoogder aanbod binnen de regio. De beschikbaarheid van additioneel LNG op de wereldmarkt wordt echter pas verwacht na 2026¹¹.

Aan de vraagzijde is sinds 2022 een daling in de Duitse gasvraag waargenomen van 15 tot 20%, tot een huidige gasvraag van ca. 820 TWh per jaar. Verwacht wordt dat de daling in de gasvraag de komende jaren beperkt zal zijn tot minder dan 1,5% per jaar.¹²

Daarnaast creëert de ombouw van L-gas naar H-gas een additionele vraag naar H-gas in Duitsland. In gasjaar 2025/26 wordt in een koud jaar uitgegaan van een L-gas exportvolume van 55 TWh. In de jaren tot 2030 zal dit volume zich manifesteren als additionele vraag naar H-gas. De doorvoer vanuit Duitsland naar omliggende landen is sinds 2022 sterk afgenomen, van 500 tot 600 TWh per jaar naar ca. 100 TWh per jaar. De kans bestaat dat transport van Russisch gas door de Oekraïne, momenteel ca. 150 TWh per jaar, wordt beëindigd. In dit geval is het aannemelijk dat de doorvoer vanuit Duitsland toeneemt in combinatie met een hogere import vanuit Nederland. Dit volume is moeilijk kwantificeerbaar en wordt in de analyse meegenomen als variant met verlaagd aanbod.

De netto export van H-gas van Nederland naar Duitsland, is gebaseerd op recente realisaties en gesprekken met de Duitse TSO's. Dit geldt voor zowel de capaciteit- als volume modellering. Voor H-gas export richting Duitsland wordt uitgegaan van een netto volume van 150 TWh in een jaar met een gemiddeld temperatuurprofiel en 200 TWh in een koud jaar.

Voor gasjaar 2025/2026 wordt in de analyse het L-gas verbruik gebaseerd op de cijfers aangeleverd via het Task Force L-gas Market Conversion.

Uitgangspunten voor de uitwisseling met Duitsland voor gasjaar 2025/2026:

- Afname in de export van L-gas volgens de zomerbriefing 2024 van de Task Force Monitoring L-gas Marktconversie.
- Een netto-export van H-gas naar Duitsland van 150 TWh voor een gemiddeld jaar en 200 TWh voor een koud jaar.

Uitwisseling met de Belgische en Franse gasmarkt

België heeft geen eigen gasproductie en ontvangt haar aanbod voornamelijk uit LNG, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen. Doorvoer van H-gas vindt plaats richting Nederland en naar Duitsland. Als gevolg van capaciteitsbeperking wordt een deel van de doorvoer naar Duitsland via het GTS-netwerk gerealiseerd.

Voor L-gas was de Belgische markt afhankelijk van aanvoer vanuit Nederland. In België is de ombouw van L-gas naar H-gas gereed sinds 2 september 2024 en is de L-gas levering ten behoeve van Belgische afnemers gestopt. Doorvoer van L-gas naar Frankrijk vindt nog wel plaats, deze zal elk jaar afnemen en stoppen in gasjaar 2028/2029.

De mogelijkheden voor gasopslag in België zijn zeer beperkt, waardoor de balans tussen de seizoenen volledig afhankelijk is van flexibiliteit in de import- en exportstromen. Zo werd er vanuit Nederland in de winter meer L-gas aan België en Frankrijk geleverd dan in de zomer. Aanvullend hierop levert België in de zomermaanden meer H-gas aan Nederland dan in de

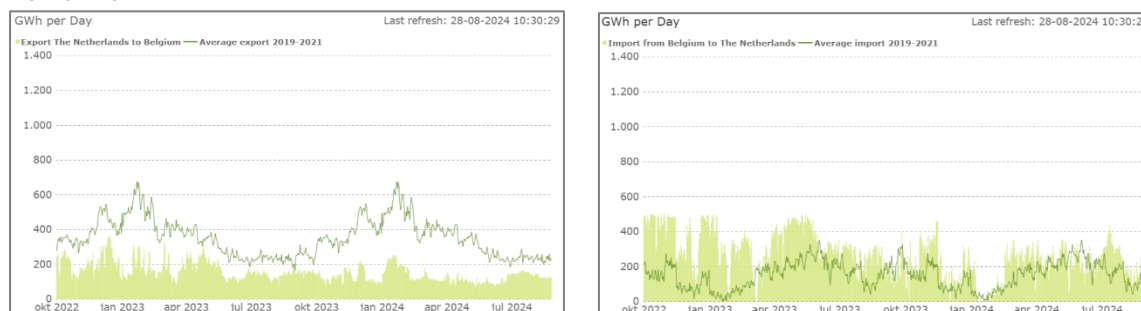
¹¹ Onderzoek langetermijnbehoefte LNG in Nederland, figuur 10:

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/03/29/onderzoek-langetermijnbehoefte-lng-in-nederland>

¹² Draft Scenario Framework for the Gas and Hydrogen Network Development Plan 2025 (16 augustus 2024):

<https://ko-nep.de/szenariorahmen/szenariorahmen-2025/>

koudere wintermaanden. Hiermee is er in België meer wintervolume beschikbaar en wordt per saldo flexibiliteit vanuit Nederland ingezet ten behoeve van de Belgische markt. Ander aanbod voor de Belgische gasmarkt, zoals pijpleidinggas uit Noorwegen en LNG, heeft een beperkte flexibiliteit.



Figuur 11 Uitwisseling van H-gas tussen Nederland en België/Frankrijk.¹³

Uitgangspunten voor de uitwisseling met België en Frankrijk voor gasjaar 2025/2026:

- Afname in de export van L-gas volgens de zomerbriefing 2024 van de Task Force Monitoring L-gas Marktconversie.
- Geïmporteerd volume uit België is gebaseerd op voorgaande jaren, met een totaal volume van 130 TWh per jaar.

Uitwisseling met het Verenigd Koninkrijk

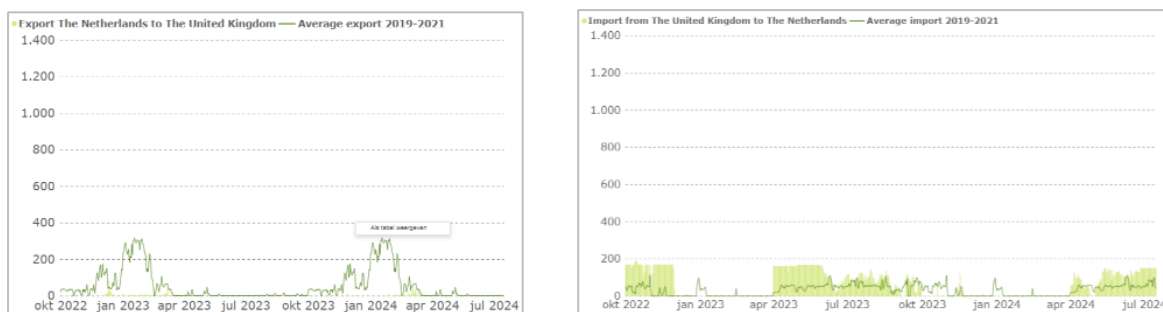
Hoewel het Verenigd Koninkrijk nog steeds een aanzienlijk deel van haar vraag afdekt met binnenlandse productie, is het sinds 2005 een netto importeur van aardgas. Aanvullend aanbod komt momenteel uit Noorwegen en LNG.

In de uitwisseling met het Verenigd Koninkrijk, middels de Bacton Balgzand Line (BBL), zijn twee aspecten te onderscheiden: het uitwisselen van volume en flexibiliteit.

Waar bij de aanleg van de BBL volume werd uitgewisseld van oost naar west, is dit inmiddels van west naar oost. Hiermee kreeg Noordwest-Europa fysiek toegang tot de LNG importcapaciteit in het Verenigd Koninkrijk, toen Russisch aanbod wegviel.

Net als België, heeft het Verenigd Koninkrijk een zeer beperkt opslagvolume om de binnenlandse markt te balanceren. Hiermee is het begrijpelijk dat in het verleden de BBL seizoensvolume leverde gedurende de wintermaanden. Inmiddels wordt hetzelfde effect bereikt doordat de netto import vanuit het Verenigd Koninkrijk plaatsvindt in de zomermaanden, met lage gasvraag. In de wintermaanden blijft dit volume in het Verenigd Koninkrijk. Hiermee balanceert het Verenigd Koninkrijk haar binnenlandse gasmarkt.

¹³ Bron: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/dashboard-security-of-supply-gas/gastransport-nl-to-be>



Figuur 12 Uitwisseling van H-gas tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk.¹⁴

De piekvraag naar gas is gebaseerd op de Gas Winter Outlook 2022/23 gepubliceerd door National Gas. Hier wordt geen export van H-gas vanuit Nederland naar het Verenigd Koninkrijk verwacht behalve tijdens extreem koude periodes.

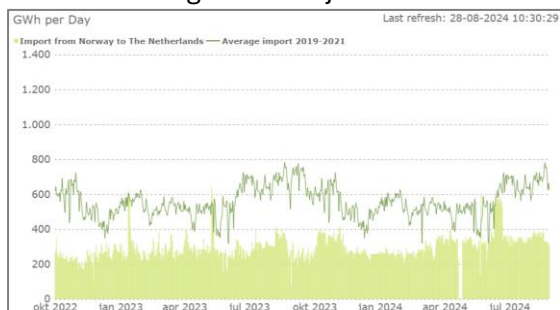
Uitgangspunten voor de uitwisseling met het Verenigd Koninkrijk voor gasjaar 2025/2026:

- Import via de BBL vindt plaats tussen maart en oktober.
- Het volume van het VK naar Nederland betreft 24 TWh per jaar.

Import uit Noorwegen

Noorwegen heeft een directe verbinding met het Verenigd Koninkrijk, Frankrijk, België, Nederland, Duitsland en Polen.

De Noorse productie heeft een redelijk vlak profiel, maar de aanlanding van dit gas kan verschillen per land en per seizoen. Zo is er na het wegvallen van Russisch aanbod in 2022 meer Noors gas aan Duitsland geleverd en is de export richting Nederland bijna gehalveerd. Ook zijn er variaties binnen het jaar, zo wordt er gedurende de wintermaanden meer Noors gas geleverd aan het Verenigd Koninkrijk ten koste van andere bestemmingen.



Figuur 13 Import vanuit Noorwegen.¹⁵

Voor de analyse ten behoeve van de vulgraad van seizoensopslagen, baseert GTS zich op het gerealiseerde importprofiel dat is waargenomen in de kalenderjaren 2017 t/m 2023. In deze periode was de import uit Noorwegen in de zomermaanden hoger dan in de winter, waarmee seizoensflexibiliteit aan de Nederlandse markt is onttrokken.

Uitgangspunt voor de import uit Noorwegen voor gasjaar 2025/2026:

- Het totale volume dat door Noorwegen aan Nederland wordt geleverd betreft 120 TWh per jaar, met een vlak profiel.

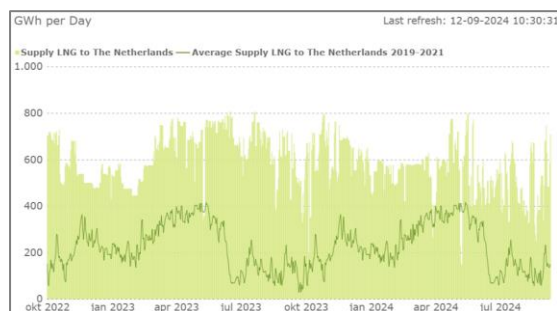
¹⁴ Bron: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/dashboard-security-of-supply-gas/gas-transport-nl-to-uk>

¹⁵ Bron: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/dashboard-security-of-supply-gas/gas-transport-norway-to-the-netherlands>

Import van LNG

Het wegvallen van de Russische H-gas is voor een groot deel opgevangen door de aanvoer van extra Liquefied Natural Gas (LNG) via bestaande terminals in België, Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Omdat dit LNG in concurrentie op de wereldmarkt is gekocht, ging dit gepaard met hoge kosten.

Vanwege de efficiënte inzet van GATE en de snelle realisatie van de EemsEnergyTerminal (EET) is in Nederland het aanbod van LNG verdubbeld, van 120 tot 250 TWh per jaar.



Figuur 14 Import van LNG bij Gate en EET.¹⁶

Ook de aankomende jaren zal er een substantieel aanbod van LNG nodig zijn voor de Nederlandse markt. Naast Nederland zijn ook andere landen in Noordwest-Europa bezig met een uitbreiding van LNG-ontvangstcapaciteit, zoals Duitsland. Additionele ontvangstcapaciteit draagt alleen bij tot leveringszekerheid wanneer hiervoor ook additioneel LNG-aanbod beschikbaar is of wanneer hiermee potentiële bottlenecks in het transportsysteem worden opgelost.

Het is de verwachting dat het LNG-aanbod tot en met 2026 krap blijft. In deze periode kan het aantrekken van additioneel LNG gepaard gaan met hoge prijzen, omdat Europa in competitie handelt met onder andere de Aziatische markt voor LNG. Ook kan de aanvoer van LNG onzeker worden vanwege geopolitieke spanningen in het Midden-Oosten of als gevolg van droogte in Midden-Amerika, waarmee vaarroutes beperkt beschikbaar zijn.

Met een *load factor* van meer dan 0,85, is de productie van LNG vrijwel vlak, met een zeer beperkte mogelijkheid om flexibiliteit te leveren. Deze loadfactor is het gevolg van zowel technische beperking als van prijssignalen.

Voor haar analyse gaat GTS uit van het operationeel worden van de vierde tank van GATE in oktober 2026 en het wegvallen van de EET terminal per oktober 2027. Beide LNG-terminals zijn in de analyse beschikbaar op hun volle technische capaciteit. Dit betekent voor gasjaar 2025/26 een totaal aanbod van 250 TWh uit LNG.

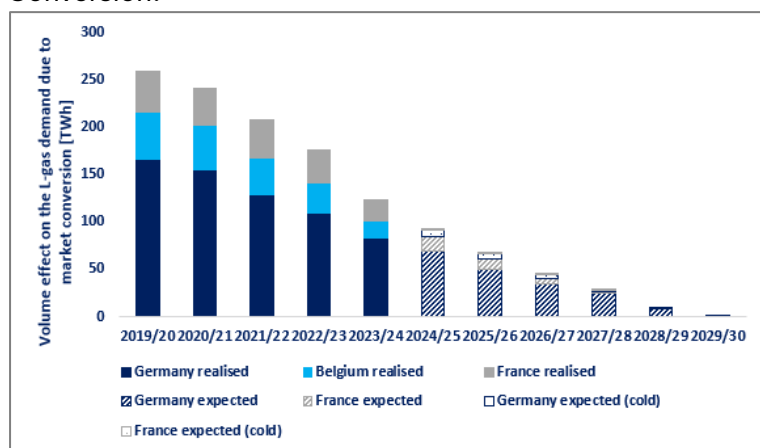
Uitgangspunten voor de import van LNG voor gasjaar 2025/26:

- GATE en EET zijn beschikbaar voor de volledige technische capaciteit
- Aangenomen volume voor GATE is 170 TWh per jaar en voor EET 80 TWh per jaar

¹⁶ Bron: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/dashboard-security-of-supply-gas/supply-lng-to-the-netherlands>

Export van L-gas

Export van L-gas vindt momenteel nog plaats naar Duitsland en Frankrijk. Afbouw van deze export vindt plaats conform de prognose binnen de Task Force Monitoring L-gas Market Conversion.



Figuur 15 Ombouw van L-gas naar H-gas in Duitsland, België en Frankrijk.

Voor gasjaar 2025/26 is de verwachte export

- naar Duitsland: 49 TWh in een gemiddeld jaar en 55 TWh in een koud jaar,
- naar Frankrijk: 11 TWh in een gemiddeld jaar en 12 TWh in een koud jaar.

De export van L-gas naar België is in september 2024 beëindigd.

Uitgangspunten gasopslagen

Seizoensopslagen t.b.v. de Nederlandse markt

Seizoensopslagen hebben een relatief groot werkvolume en volgen een seizoenspatroon, waarbij productie plaatsvindt in de wintermaanden en de opslagen in de zomermaanden worden gevuld. In Nederland hebben we drie seizoensopslagen voor L-gas: Norg, Alkmaar en Grijpskerk. Voor de opslag van H-gas is Bergermeer beschikbaar.

Gasopslag	Werkgasvolume [TWh]	Maximale productiecapaciteit [GW]	Maximale injectiecapaciteit [GW]
Norg	59,3	33,4	18,7
Alkmaar	5,0	15,0	1,7
Grijpskerk	13,7 (van 24,4) ¹⁷	25,8	6,4
Bergermeer	48,2	23,3	17,9

Tabel 3 Specificaties van de seizoensopslagen, exclusief verbonden met het GTS-netwerk.

Voor de analyse wordt aangenomen dat bovenstaande seizoensopslagen beschikbaar blijven met de capaciteiten zoals hierboven vermeld en gedurende de aankomende jaren blijven opereren volgens een seizoenspatroon.

Cavernes t.b.v. de Nederlandse markt

Er zijn vier cavernelocaties exclusief aangesloten op het GTS-netwerk. Van deze cavernes kan met zekerheid worden aangenomen dat volume en capaciteit beschikbaar zijn voor de Nederlandse markt. In onderstaande tabel zijn de specificaties te vinden van deze L-gas

¹⁷ GTS gaat er vanuit dat 13,7 TWh van het werkgas van Grijpskerk bestaat uit L-gas. Het resterend deel heeft niet de vereiste specificaties en kan hierdoor met een sterk beperkte capaciteit worden geproduceerd, minder dan 10 GW.

cavernes. De cavernes kunnen gedurende het jaar omschakelen tussen vullen en zenden. Het opslagvolume is echter beperkt.

Caverne	Werkgasvolume [TWh]	Maximale productiecapaciteit [GW]	Maximale injectiecapaciteit [GW]
Epe RWE Gasspeicher	2,6	5,0	2,7
Epe Eneco Gasspeicher	1,4	3,9	2,0
Epe Nuon Gasspeicher	2,8	5,9	3,5
UGS Energystock	3,6	18,0	12,9

Tabel 4 Specificaties van de G-gas cavernes exclusief zijn verbonden met het GTS-netwerk

Duitse H-gas cavernes t.b.v. de Nederlandse markt

In het grensgebied met Duitsland liggen zeven H-gas cavernes die via Oude Statenzijl zijn aangesloten op de Nederlandse markt. Hiervan kunnen zes cavernes zowel Nederland als Duitsland bedienen en is één caverne uitsluitend met het GTS-netwerk verbonden. Het totaal van deze gasopslagen resulteert in een hoge productiecapaciteit, maar door technische beperkingen in het transportnet is maar een beperkt deel beschikbaar voor de Duitse markt. Het overige deel is met enige zekerheid beschikbaar voor de Nederlandse markt. Dit is in lijn met historisch gedrag, waarbij capaciteit beschikbaar was voor de Nederlandse markt met een omvang van ca. 31 GW. Het bijhorende werkgasvolume heeft een omvang van 20 tot 30 TWh. Nederland heeft echter geen zeggenschap over de wijze waarop deze cavernes worden geopereerd.

De capaciteit beschikbaar voor het invullen van de Nederlandse piekvraag is gebaseerd op de “peak-demand” simulaties, zoals opgenomen in de ENTSO-G Winter Supply Outlook.¹⁸

Prognose voor de inzet van gasopslagen

Binnenlandse vraag en export L-gas

De vraag naar seizoensflexibiliteit ten behoeve van de binnenlandse markt en de export van L-gas, is gebaseerd op de uitkomsten van het GTS-model.

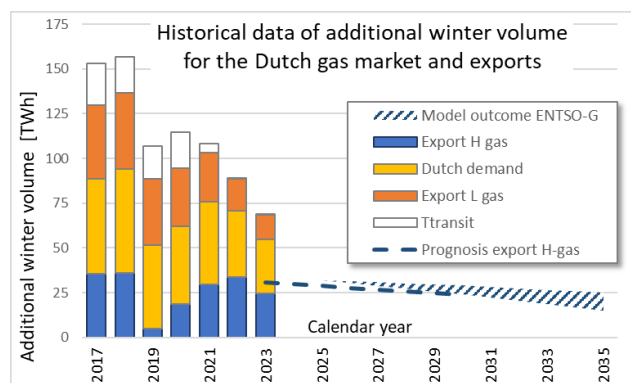
Prognose voor interactie met buurlanden

De interactie met buurlanden, via het H-gas systeem, is gebaseerd op een analyse van historische transportstromen over de periode 2017 t/m 2023. Hieruit volgt het stabiele beeld, waarbij seizoensflexibiliteit wordt ingezet ten behoeve van onze buurlanden.

De startwaarde voor deze uitwisseling is gebaseerd op de recente historie van 2021 tot 2023, waarbij is gecorrigeerd voor het aantal graaddagen in deze jaren. Voor de prognosejaren voor de jaren na 2023 is dit volume verminderd, evenredig met de daling van de gasvraag die is gebaseerd op de ENTSO-G scenario's; gemiddeld 3,5% per jaar.

De GTS-prognose die hierop is gebaseerd, sluit aan bij de modeluitkomsten van ENTSO-G. In dit model wordt de interactie tussen Europese gasmarkten meegenomen.

¹⁸ ENTSO-G Winter Supply Outlook 2023/2024 Including Summer 2024 Overview, gepubliceerd op 16 oktober 2023



Figuur 16 Historie en prognose van de uitwisseling van seizoensflexibiliteit met buurlanden.

Transit is hier gedefinieerd als gelijktijdige import en export van H-gas, berekend op maandbasis.

Uitgangspunten voor de beschikbaarheid van gasopslagen:

- Volledige beschikbaarheid van alle Nederlandse gasopslagfaciliteiten, met capaciteiten en werkgasvolumes volgens de GIE Storage Database (AGSI).
- Beschikbaarheid van Duitse H-gasopslagfaciliteiten in de regio Oude Statenzijl en L-gasopslagfaciliteiten in de regio Epe.
- Productie- en injectiepatroon is gebaseerd op gegevens van de afgelopen zeven jaar.
- Seizoensvolume uit opslag levering uit aanbod wordt berekend als: $[(\text{wintervolume}) - (\text{zomervolume})] / 2$.¹⁹
- Wintermaanden zijn oktober t/m maart, zomermaanden zijn april t/m september.

Uitgangspunten voor de vraag naar seizoensflexibiliteit:

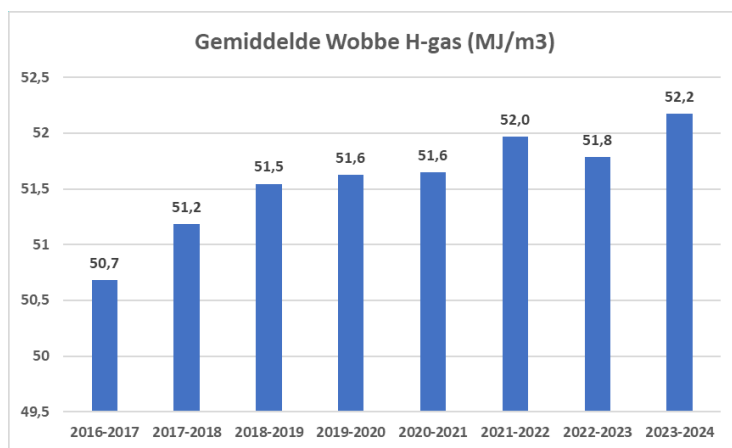
- Per land schaalde de vraag naar seizoensflexibiliteit met de jaarlijkse gasvraag.
- Beschikbare flexibiliteit in productie en import zal eerst worden benut, daarna zullen opslagfaciliteiten worden ingezet.
- Tot 2030 zijn L-gasopslagfaciliteiten ook beschikbaar voor H-gasvraag door de hoeveelheid kwaliteitsconversie aan te passen aan de L/H-balans.

Gaskwaliteit H-gas

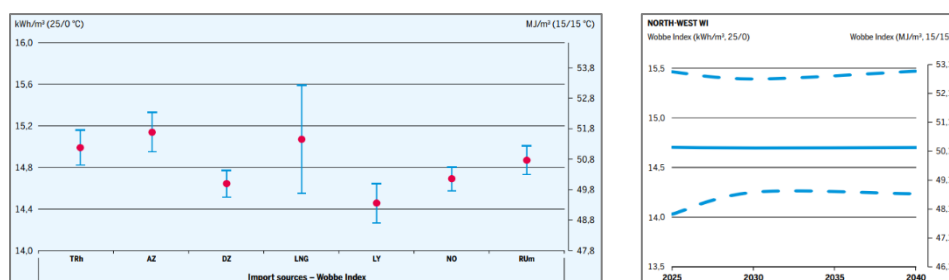
Ontwikkeling in de gaskwaliteit

De Wobbe Index en calorische waarde van diverse bronnen buiten Europa resulteert in mogelijke variaties in de gaskwaliteit een bandbreedte voor de wobbe index van 48,8 tot 52,5 MJ/m³. GTS beschikt over voldoende meng- en conversiemiddelen om de variaties die in de gaskwaliteit worden voorzien, om te zetten naar de vereiste specificaties.

¹⁹ Deze definitie is hier noodzakelijk om ook de interactie gedurende de zomermaanden mee te nemen.



Figuur 17 Historie van de Wobbe Index voor H-gas in het GTS systeem.



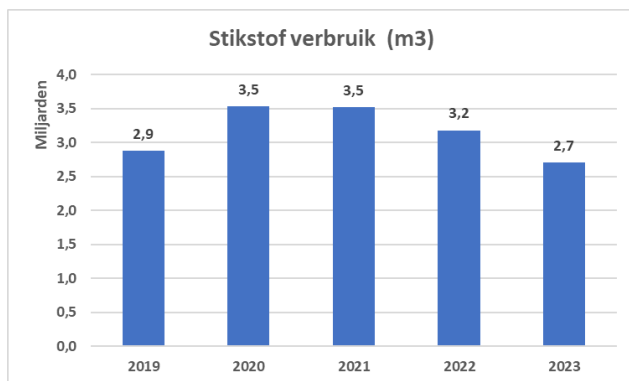
Figuur 18 Ontwikkeling van de Wobbe Index binnen Noordwest-Europa.²⁰

Stikstof en de productie van pseudo L-gas

Als gevolg van de sluiting van het Groningenveld per april 2024, heeft Nederland geen natuurlijke G-gas bron meer. Aangezien er nog wel een G-gas markt in Nederland is en een L-gas markt in de ons omringende landen (Duitsland, Frankrijk) betekent dit dat alle G-gas en L-gas gemaakt moet worden door het mengen van H-gas met stikstof.

In de afgelopen jaren heeft de afbouw van het Groningenveld gezorgd voor een toename van het stikstof gebruik. Om die reden heeft GTS ook de nieuwe stikstof installatie bij Zuidbroek gebouwd. De afname van het stikstof gebruik in de laatste twee jaren kan worden toegeschreven aan de verlaagde G-gas en L-gas vraag en de bovengemiddeld warme jaren. Ook de G-gas gasopslagen Alkmaar, Grijskerk, Norg, Zuidwending en de Epe's, worden in de zomer gevuld met pseudo G-gas.

²⁰ Bron: ENTSO-G TYNDP, Annex F https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-12/INT2558_23_TYNDP_2022_Annex_GQ_Outlook.pdf



Figuur 19 Historie van stikstofvolumes t.b.v. productie pseudo G-gas

Gezien de afname van de export van L-gas en de binnenlandse markt, zal de stikstofbehoefte teruglopen. In volumetermen tot ca. 1,7 miljard m3 in 2030. GTS verwacht dat de beschikbare stikstof capaciteit en volumes voldoende is om altijd voldoende pseudo G-gas te kunnen produceren, ook voor H-gas met een hogere Wobbe index dan momenteel.

GTS beschikt na de realisatie van de nieuwe stikstof installatie in Zuidbroek over de volgende stikstof installaties.

Naam	Capaciteit (m3)	Opmerking
Wieringermeer	310.000	Stikstof via externe leverancier
Pernis	60.000	Stikstof via externe leverancier
Ommen	146.000	Eigen stikstof productie
Zuidbroek I	15.000	Eigen stikstof productie
Zuidbroek II	180.000	Eigen stikstof productie
Heiligerlee	190.000	Eigen stikstof productie uit caverne, beperkt volume
Totaal	901.000	

Tabel 5 Overzicht van installaties voor stikstof.

Uitgangspunten voor de inzet van stikstof:

- Firm capaciteit van stikstofproductie is gebaseerd op de productielocaties Wieringermeer, Ommen en Zuidbroek.

Planmatig onderhoud aan de GTS installaties

De installaties van GTS worden planmatig onderhouden, de belangrijkste installaties in dit verband zijn de installaties voor kwaliteitsconversie en voor compressie. Het planmatig onderhoud van deze beide typen installatie is als volgt georganiseerd:

- Installaties voor kwaliteitsconversie: GTS houdt rekening met een reductie van de stikstofproductie van
 - 60.000 m3/h in de maanden april en oktober en
 - 120.000 m3/h in de maanden mei tot en met september.
- Installaties voor compressie: per compressorstation wordt in de capaciteitsplanning rekening gehouden met 1 unit (de grootste) op reserve. Daarnaast wordt onderhoud in de zomermaanden gepland vanwege de relatief lage load van het systeem.

Voor het lopende jaar geeft de GTS website het daadwerkelijk geplande onderhoud aan de installaties voor kwaliteitsconversie. Daarnaast wordt weergegeven of er sprake is van verminderde capaciteit op bepaalde netwerkpunten.

Acute storingen welke leiden tot beperkingen op netwerkpunten worden aangekondigd via REMIT meldingen.

BIJLAGE 3

Resultaten

Capaciteitsbalans

De capaciteitsbalans wordt opgesteld conform de vereisten in de Europese infrastructuurnorm²¹. Hierbij wordt aangenomen dat in een situatie met uitzonderlijk hoge gasvraag de grootste afzonderlijke infrastructuur niet beschikbaar is.

Hoge gasvraag

Bepalend is een uitzonderlijk hoge gasvraag, met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar. Omdat een hoge gasvraag overeenkomt met een lage temperatuur, is de “totale gasvraag van het berekende gebied gedurende een dag van uitzonderlijk hoge gasvraag die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar voorkomt” vertaald naar een dag met een effectieve etmaaltemperatuur die eens in de twintig jaar voorkomt. Volgens een recente studie van het KNMI²² is dit momenteel een effectieve etmaaltemperatuur van -14 °C. Vanwege variaties in de gasvraag binnen een dag, beschouwt GTS het uur waarbij de vraagcapaciteit het grootst is.

Uitval grootste invoeder

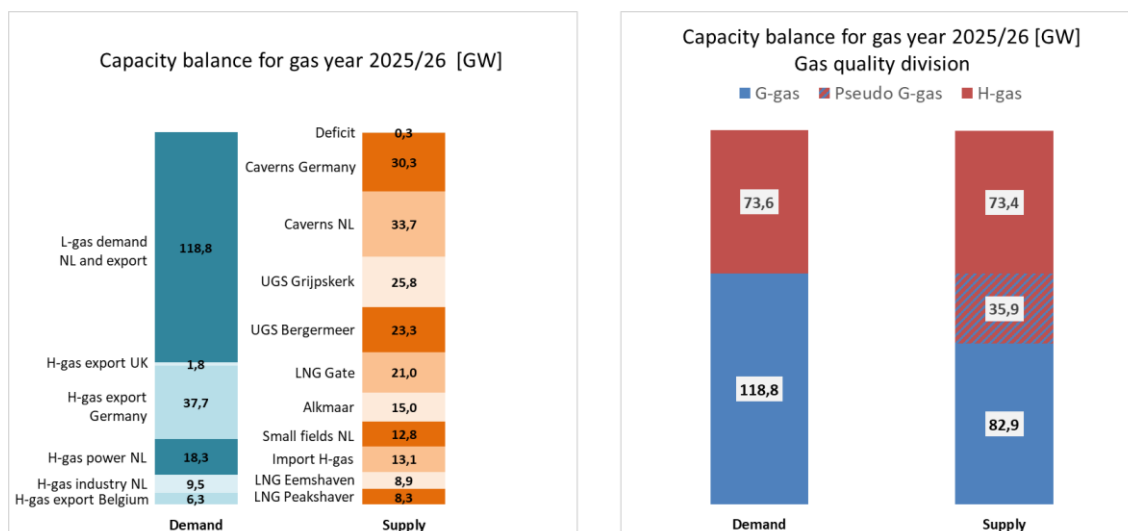
De grootste afzonderlijke infrastructuur is gasopslag Norg, met een productiecapaciteit van 33,4 GW. Het niet-beschikbaar zijn van deze 33,4 GW kan echter ook het gevolg zijn van een combinatie van niet-beschikbare installaties, waarbij de totale omvang maximaal 33,4 GW bedraagt. Hierbij kan ook worden gedacht aan een reductie van de productiecapaciteit van gasopslagen die niet meer hun maximale vulling hebben.

Aan de aanbodzijde neemt GTS alle fysieke punten van het GTS- netwerk in beschouwing waar het gas wordt ingebracht. Hierbij is aangenomen dat beschikbare gasopslagen maximaal uitzenden.

Aan de vraagzijde nemen we alle fysieke punten van het GTS-netwerk mee waar het gas wordt onttrokken aan het GTS-netwerk. Dit is inclusief export. De capaciteitsbalans is kloppend als het aanbod van capaciteit tenminste zo groot is als de vraag naar capaciteit.

²¹ Verordening 2017/1938, Artikel 5

²² KNMI studie uit oktober 2023, op verzoek van GTS

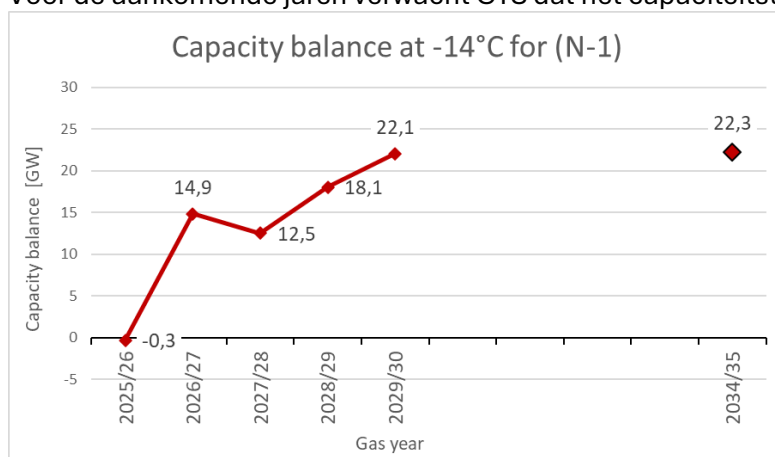


Figuur 20 De verwachte balans van hoog- en laagcalorische middelen bij een gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van -14°C in GW. Linker figuur geeft de opdeling in segmenten, de rechter figuur de verdeling tussen H-gas, G-gas. Het gearceerde gedeelte van het aanbod betreft pseudo G-gas, oftewel H-gas gemengd met stikstof.

Ten tijde van een uitzonderlijk hoge vraag, waarbij bij uitval van capaciteit optreedt van vergelijkbare grootte van gasopslag Norg, laat bovenstaand figuur een klein capaciteitstekort zien in gasjaar 2025/26, kleiner dan 1 GW.

Deze uitkomst is in lijn met de uitkomst uit eerdere analyses^{23,24}.

Voor de aankomende jaren verwacht GTS dat het capaciteitstekort overgaat in een overschot.



Figuur 21 Het verwachte verschil tussen de vraag- en aanbodcapaciteit voor de aankomende jaren, uitgaande van -14°C en onbeschikbaarheid van Norg (N-1). Negatieve getallen geven een tekort weer, positieve getallen een overschot. De afname na 2026/27 is het gevolg van de aangenomen sluiting van de EET LNG terminal.

²³ Benodigde capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25 (EA 24.0052) d.d. 31 januari 2024: <https://www.gasunie transportservices.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/advies-winning-groningenveld>

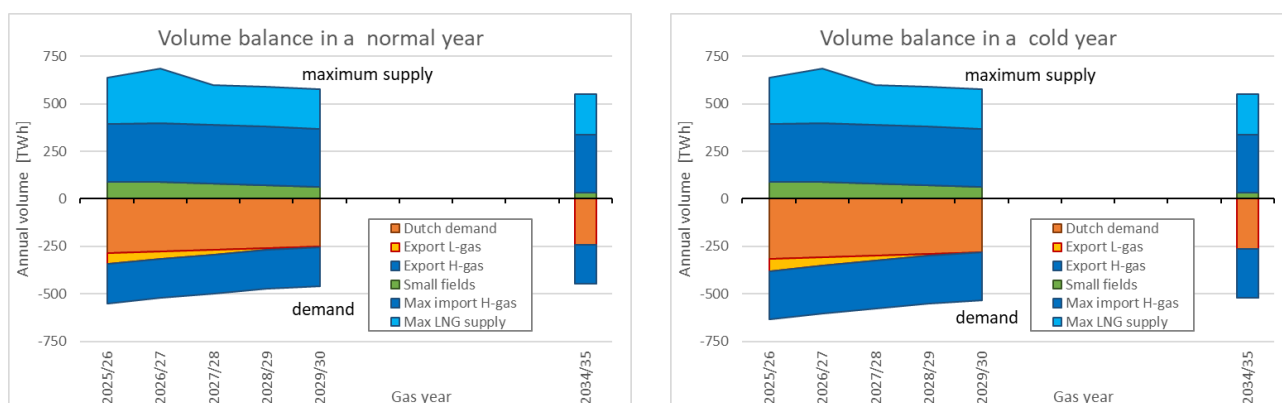
²⁴ GTS visie op de leveringszekerheid van aardgas: <https://www.gasunie transportservices.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/toekomst-gasmarkt>

Volumebalans

De volumebalans geeft aan of er op jaarbasis voldoende aanbod beschikbaar is om aan de vraag te voldoen. De gehanteerde en geconsulteerde uitgangspunten zorgen voor een sluitende balans in een koud gasjaar 2025/26. In een normaal temperatuurjaar en in latere jaren, is er een potentieel overschot op de jaarbalans, dit betekent dat in deze jaren de importcapaciteit niet volledig benut hoeft te worden.

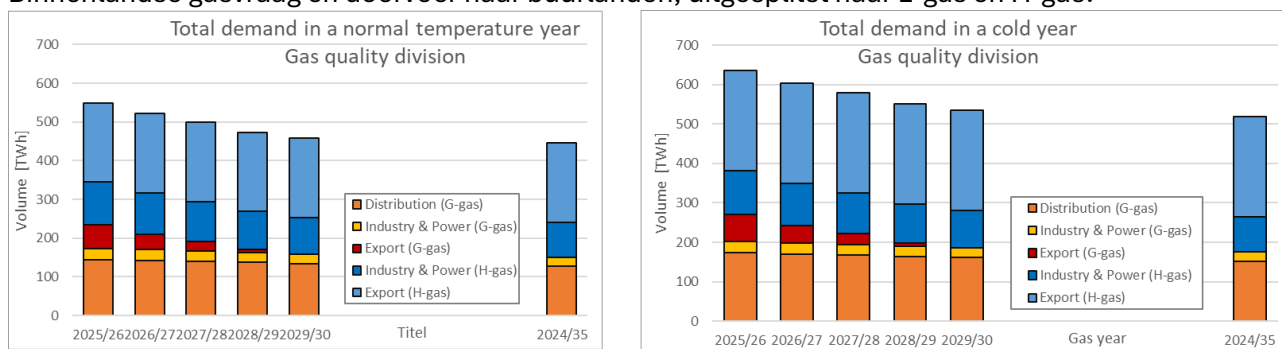
Omdat zowel aan de aanbodzijde als de vraagzijde onzekerheden bestaan, is de volumebalans opgesteld voor drie varianten; een basisvariant, een variant met verhoogd aanbod en een variant met verlaagd aanbod. De varianten zijn nader beschreven in bijlage 2. Elk van de varianten is doorgerekend voor een jaar met een gemiddeld temperatuurverloop (2004/05) en voor een koud jaar (1995/96), met hoge gasvraag.

Binnen de jaarbalans is de GTS-analyse gebaseerd op uurbasis. Wanneer op uurbasis vraag en aanbod niet op elkaar aansluiten, zorgt de inzet van gasopslagen voor een sluitende balans.

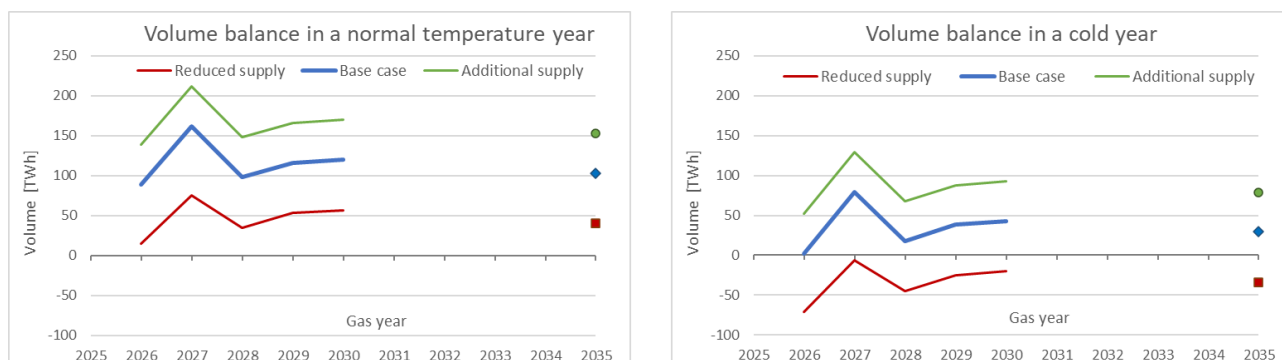


Figuur 22 Prognose voor de volumebalans voor een normaal- en koud jaar.

Binnenlandse gasvraag en doorvoer naar buurlanden, uitgesplitst naar L-gas en H-gas.



Figuur 23 Prognose voor de jaarvolumes L-gas en H-gas.



Figuur 24 Prognose voor de jaarvolumebalans voor de drie varianten, in een normaal- en koud jaar.

Volumebalans in een gemiddeld jaar

In een jaar met gemiddelde temperaturen, is er voldoende import mogelijk voor zowel de binnenlandse vraag naar aardgas, als de export naar buurlanden. De balans met jaarvolumes laat hierdoor geen tekort voor elk van de varianten zien.

Volumebalans in een koud jaar

Voor de basisvariant is de balans in gasjaar 2025/2026 juist sluitend, waarna meer volume beschikbaar komt in de latere jaren, als gevolg van een daling in de vraag.

Voor de variant met verlaagd aanbod variant blijft er tot 2030 een tekort op de volumebalans.

Na gasjaar 2025/26 wordt de volumebalans positiever, als gevolg van uitbreiding van de Gate LNG-terminal en een dalende gasvraag. Met het sluiten van de EET, in 2027, daalt het overschot op de volumebalans.

Drie extreme situaties

In de Gaswet²⁵ wordt aangegeven dat er een overzicht verwacht wordt van de hoeveelheden hoog- en laagcalorisch gas en de bijbehorende capaciteiten, benodigd om eindafnemers binnen Nederland in de volgende gevallen van gas te voorzien:

1. extreme temperaturen gedurende een zeven dagen durende piekperiode die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar;
2. een periode van dertig dagen met een uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar; en
3. een periode van dertig dagen in het geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur onder gemiddelde winterse omstandigheden.

1) Zeven dagen piekvraag: 5,7 TWh uit gasopslagen

Het benodigde volume wordt bepaald op grond van de, door het KNMI vastgestelde gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur, gedurende een zeven dagen durende koude periode, die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar. Het KNMI heeft die effectieve etmaaltemperatuur vastgesteld op $-10,2^{\circ}\text{C}$. Voor de beoogde doelgroep, de eindafnemers, is het bedoelde volume voor gasjaar 2025/26 vastgesteld op 15,1 TWh. Hiervan is 10,6 TWh G-gas en 4,5 TWh H-gas. Als de doelgroep uitgebreid wordt met de exportafnemers dan stijgt het bedoelde volume naar 26,6 TWh, waarvan 14,4 TWh G-gas en 12,2 TWh H-gas. De benodigde capaciteit voor de groep eindafnemers is afhankelijk van de daadwerkelijk gerealiseerde temperatuur. Bij de genoemde gemiddelde temperatuur van $-10,2^{\circ}\text{C}$ bedraagt deze 112 GW, bij -14°C bedraagt de capaciteit 123 GW. Verschillende bronnen, exclusief gasopslagen en *peak shaver*, leveren een capaciteit van ca. 56 GW, wat in 7 dagen een volume van ca. 9,5 TWh oplevert. Het resterende volume $15,1 - 9,4 = 5,7$ TWh dient uit gasopslagen te komen

2) Dertig dagen met hoge gasvraag: 19 TWh uit gasopslagen

Het benodigde volume wordt bepaald op grond van de, door het KNMI vastgestelde gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur gedurende een dertig dagen durende koude periode, die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar. Het KNMI heeft deze effectieve etmaaltemperatuur vastgesteld op $-5,7^{\circ}\text{C}$.

Voor de beoogde doelgroep, de eindafnemers, is het bedoelde volume voor gasjaar 2025/26 vastgesteld op 59,1 TWh. Hiervan is 40,3 TWh G-gas en 18,8 TWh H-gas. Als de doelgroep

²⁵ Gaswet artikel 10A- 8a-1,2,3

uitgebreid wordt met de exportafnemers dan stijgt het bedoelde volume naar 108,2 TWh, waarvan 56,3 TWh G-gas en 51,9 TWh H-gas.

De benodigde capaciteit voor de groep eindafnemers is afhankelijk van de daadwerkelijk gerealiseerde temperatuur. Bij de genoemde gemiddelde temperatuur van $-5,7^{\circ}\text{C}$ bedraagt deze 100 GW, bij -14°C bedraagt de capaciteit 123 GW. Verschillende bronnen, exclusief gasopslagen en *peak shaver*, leveren een capaciteit van ca. 56 GW, wat in 30 dagen een volume van ca. 40 TWh oplevert. Het resterende volume $59-40 = 19$ TWh dient uit gasopslagen te komen.

3) Dertig dagen winter, met uitval: 15 TWh uit gasopslagen

Het benodigde volume voor de groep eindafnemers om deze te beleveren gedurende 30 dagen in een gemiddelde winter bedraagt ca. 28 TWh. Hiervan is 18,5 TWh G-gas en 9,5 TWh H-gas. De totale marktvraag in dezelfde periode, in zowel binnen- als buitenland, bedraagt ca. 51 TWh, waarvan 24 TWh G-gas en 27 TWh H-gas. Dit volume moet aan aanbodzijde beschikbaar zijn. Bij het aanbod wordt de grootste bron weggelaten, voor Nederland is dit Gate. Bij continue productie levert Gate in een periode van dertig dagen ca. 15 TWh. De resterende 36 TWh aan aanbod is voldoende om de groep eindafnemers in deze dertig dagen van gas te voorzien zodat geen reservevoorziening nodig is. Dit resultaat is echter in tegenspraak met de Europese Verordening²⁶, waarin aangegeven staat dat het niet toegestaan is om in geval van een gastekort de export af te schakelen ten behoeve van de eigen, binnenlandse afnemers. Wanneer wel rekening wordt gehouden met het voortzetten van export, is er ca. 15 TWh reservevoorraad nodig om de gehele gasmarkt van gas te voorzien.

De benodigde capaciteit voor de groep eindafnemers bij een gemiddelde temperatuur van $3,6^{\circ}\text{C}$ in een gemiddelde winter bedraagt 71 GW.

Samenvattend volgt uit de drie extreme situaties dat een volume van tenminste 19 TWh in gasopslagen beschikbaar moet zijn om eindafnemers in deze situaties van voldoende gas te voorzien.

²⁶ Zie o.a. Artikel 8.1 uit Verordening (EU) 2017/1938

Vulgraad van seizoensopslagen

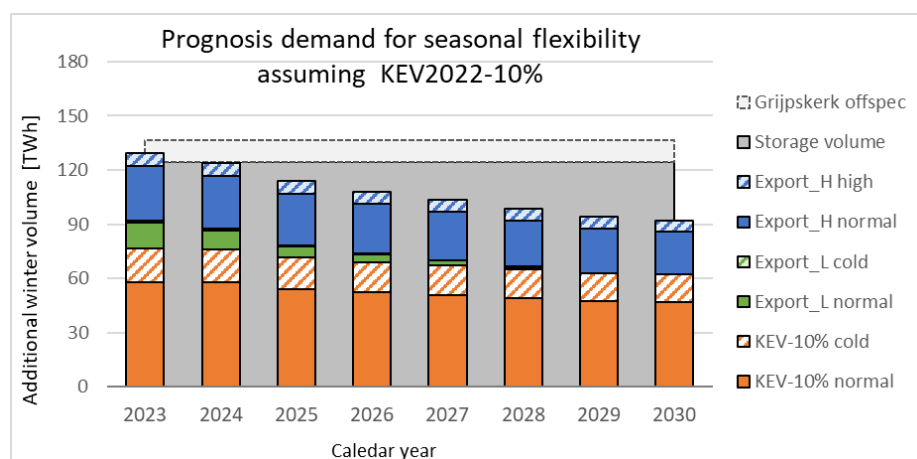
Vraag naar seizoensflexibiliteit

Voor de benodigde vulgraad voor gasopslagen is uitgegaan van de vraag naar seizoensflexibiliteit binnen de Nederlandse markt. Deze is bepaald voor zowel een gemiddeld temperatuurjaar als voor een koud jaar.

De vraag is opgebouwd uit

- de vraag van binnenlandse afnemers,
- de vraag in de export van L-gas,
- de vraag die voortvloeit uit de interactie met buurlanden en importstromen, in het H-gas systeem.

Analyse toont aan dat er een netto vraag is in het H-gas systeem die voortvloeit uit importstromen en de interactie met buurlanden. Met andere woorden, er is een netto inzet van flexibiliteit binnen Nederland die wordt ingezet te behoeve van buurlanden en import. Hierdoor is er geen directe bijdrage van flexibel aanbod uit import of buurlanden dat in een deel van de binnenlandse vraag voorziet. Conform de uitgangspunten die zijn geconsulteerd in de markt, vormt dit het uitgangspunt bij het vaststellen van een benodigd opslagvolume.



Figuur 25 Benodigde inzet uit seizoensopslagen, tot 2030

Aanbod van seizoensflexibiliteit

Het invullen van de vraag naar seizoensflexibiliteit kan zowel door flexibiliteit in het aanbod, als door gasopslagen. Zoals aangegeven, maken importstromen en buurlanden per saldo gebruik van seizoensflexibiliteit in Nederland. Een extra bijdrage van flexibel aanbod, zoals extra LNG-volume in de winter, leidt hierdoor wel tot een vermindering van de vraag naar flexibiliteit, maar niet direct tot het balanceren van de binnenlandse gasvraag.

Voor de leveringszekerheid voor de binnenlandse afnemers en de lopende verplichting voor de export van L-gas is het noodzakelijk aan het begin van de winter 2025/26 een volume van tenminste 74,2 TWh in seizoensopslagen te hebben. Hiervan is 69 TWh nodig voor de binnenlandse markt en 5,2 TWh voor de export van L-gas. De genoemde volumes gelden voor een koud jaar.

Door buurlanden wordt ook een beroep gedaan op seizoensflexibiliteit uit Nederland. Dit volgt uit de geconsulteerde uitgangspunten, gebaseerd op historische transportstromen.

Hoewel een nieuwe situatie kan leiden tot minder vraag naar seizoensflexibiliteit die is gekoppeld aan importen en de interactie met buurlanden, wordt hier niet van uitgegaan.

Op basis van de binnenlandse gasvraag, de export van L-gas en de interactie met importstromen en buurlanden, is een volume van 110 TWh in seizoensopslagen vereist. Dit volume is gebaseerd op gasjaar 2025/26, uitgaande van een koud jaar.

Samenvattend het benodigd volume in seizoensopslagen aan het begin van gasjaar 2025/26:

	Normaal temperatuurjaar	Koud jaar
Binnenlandse gasvraag	52,2	69,0
Export L-gas	4,8	5,2
Interactie H-gas systeem	14,0	35,8
Totaal	71 TWh	110 TWh

Tabel 6 Overzicht van benodigd volume in seizoensopslagen voor gasjaar 2025/26.

Aanvullende reserve

GTS gaat in de beschreven varianten uit van onzekerheden in het aanbod met een realistische kans op voorkomen. Verstoringen met een grotere omvang en/of lange duur, vormen geen onderdeel van de hier beschreven analyse. Bij een dergelijke verstoring valt bijvoorbeeld te denken aan de recente gebeurtenissen rondom *NordStream* in september 2022 en de uitval van de *Baltic Interconnector* in oktober 2023. Met de sluiting van het Groningenveld, heeft Nederland geen middelen die een langdurige uitval van een bron kunnen opvangen, anders dan gas uit gasopslagen.

In haar visiedocument²⁷ heeft GTS aangegeven op welke wijze invulling kan worden gegeven aan een aanvullende reserve, om zodoende minder afhankelijk te zijn van ernstige of langdurige verstoringen. Deze visie sluit aan bij Europese SoS verordening²⁸, waarin is opgenomen dat in risicoanalyses ook situaties moeten worden meegenomen waarbij één bron langdurig uitvalt. In het verlengde hiervan gaat ENTSO-G in haar simulaties ten behoeve van leveringszekerheid uit van uitvalsituaties waarbij een uitval gedurende maximaal 6 maanden wordt aangenomen. Bij eerdere simulatierondes was dit 2 maanden. De consequenties hiervan zijn nog niet bekend en vormen onderdeel van de *security of supply* studie, die verschijnt in Q4 van 2024. Wanneer wordt overgegaan tot het aanleggen van aanvullende reserve, is opslag in bestaande seizoensgasopslagen een voor de hand liggende mogelijkheid.

²⁷ <https://www.gasunie.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/toekomst-gasmarkt>

²⁸ Verordening 2017/1938 (1-7-2022), artikel 7, eerste lid en vierde lid, onderdeel g

Bijlage 4

Wettelijk kader

Op 1 mei 2024 is met inwerkingtreding van het wetsvoorstel “Wijziging van de Gaswet en Mijnbouwwet in verband met de beëindiging van de gaswinning uit het Groningenveld”²⁹ heeft GTS een aangepaste rapportageplicht gekregen met betrekking tot de leveringszekerheid in Nederland. Dit betekent dat GTS op grond van (het gewijzigde) Gaswet-artikel 10a, lid 1, onderdeel q jaarlijks voor een bij Ministeriële Regeling (MR) te bepalen datum, na raadpleging van de representatieve organisaties, Onze Minister een overzicht aan te bieden van de leveringszekerheid van gas waarin wordt ingegaan op:

1. de hoeveelheden hoog- en laagcalorisch gas die in een gasjaar benodigd is om te voorzien in de gasvraag van eindafnemers;
2. de capaciteit die in een gasjaar benodigd is om eindafnemers van zowel hoog- als laagcalorisch gas te voorzien en de middelen en methoden die daarvoor beschikbaar zijn;
3. de benodigde hoeveelheden hoog- en laagcalorisch gas die gedurende het gasjaar moeten worden opgeslagen om de onder 1° bedoelde hoeveelheid gas op betrouwbare wijze te kunnen leveren en de onder 2° bedoelde capaciteit op betrouwbare wijze beschikbaar te hebben; en
4. de vraagontwikkeling voor de komende vijf jaar naar hoog- en laagcalorisch gas.

Gaswet-artikel 10a, leden 8 en 9 specificeren een aantal elementen die in het overzicht tenminste beschreven dienen te worden.

Gaswet-artikel 10a, lid 10 vermeldt dat per Ministeriële Regeling (MR) de uiterste aanbiedingsdatum zal worden vastgesteld als ook dat nadere regels aan het bedoelde overzicht kan worden gesteld. De actuele MR³⁰ is echter nog geënt op de voormalige ramingstaak van GTS t.a.v. de benodigde productie en capaciteit van het Groningenveld en is nog niet in lijn gebracht met de wetswijziging per 1 mei 2024. Het Ministerie heeft richting GTS aangegeven deze MR het komende jaar te willen wijzigen. Voor zover de in de huidige MR opgenomen regels ook van toepassing zijn op de (nieuwe) rapportageverplichting zijn de regels ook in deze rapportage toegepast. De huidige MR vermeldt tevens nog dat de jaarlijkse uiterste aanbiedingsdatum 31 januari is. Het Ministerie heeft richting GTS echter aangegeven dat het de leveringszekerheidsrapportage dit jaar graag voor 15 september te willen ontvangen. Om aan de wens van het Ministerie tegemoet te komen biedt GTS deze rapportage voor 15 september 2024 aan.

De Gaswet verplicht GTS om de representatieve organisaties te raadplegen voordat de rapportage aan de Minister wordt aangeboden. GTS heeft de geconstateerde ontwikkelingen en gebruikte overwegingen en de daarop gebaseerde uitgangspunten van de leveringszekerheidsrapportage op haar website gepubliceerd en aan representatieve organisaties de mogelijkheid geboden om tussen 16 juli en 9 augustus 2024 hierop te reageren. Reacties uit de consultatie zijn gewogen en meegenomen in de analyse en als onderdeel van deze rapportage. Terugkoppeling vindt plaats, separaat van deze rapportage.

Deze leveringszekerheidsrapportage bevat alle elementen die in artikel 10a, lid 1, onderdeel q en in artikel 10a, leden 8 en 9 van de Gaswet zijn genoemd.

²⁹<https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/wetsvoorstellen/detail?cfg=wetsvoorsteldetails&qry=wetsvoorstel%3A36441>

³⁰ <https://wetten.overheid.nl/BWBR0015468/2019-01-01>

Daarnaast heeft GTS deze elementen aangevuld met informatie die, naar mening van GTS, zinvol dan wel noodzakelijk zijn om door het Ministerie tevens in ogenschouw te worden genomen teneinde zo zinvol mogelijke besluiten te kunnen nemen ten aanzien van het onderwerp gasleveringszekerheid. Een belangrijke aanvulling betreft het betrekken van verwachte gasstromen van en naar het buitenland. De Nederlandse gasmarkt maakt immers een integraal onderdeel uit van de Noordwest Europese gasmarkt en internationale gasstromen kunnen – ook wettelijk gezien – niet worden belemmerd. Om een volledig beeld van de gasleveringszekerheid van (Nederlandse) eindafnemers te kunnen schetsen dienen deze internationale gasstromen daarom ook betrokken te worden, hetgeen in deze rapportage wordt gedaan.