

Vergaderjaar 2024–2025

29 023

Voorzienings- en leveringszekerheid energie

Nr. 532

BRIEF VAN DE MINISTER VAN KLIMAAT EN GROENE GROEI

Aan de Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal

Den Haag, 14 februari 2025

Gasleveringszekerheid is voor dit kabinet een prioriteit. De ontwikkelingen op de gasmarkt hebben daarom de volle aandacht. Op 14 januari jl. heeft het kabinet de Kamer bij brief geïnformeerd over de stand van zaken op de gasmarkt en de vulgraden van de gasopslagen.¹ In die brief en tijdens het Commissiedebat Waterstof, groen gas en andere energiedragers op 16 januari jl. (Kamerstuk 32 813, nr. 1470), is toegezegd dat het kabinet begin februari weer een update stuurt, in het bijzonder over de vulgraad van de gasopslagen.² Met deze brief geeft het kabinet hier invulling aan.

Met deze brief geeft het kabinet ook invulling aan de toezeggingen aan het lid Bontenbal³ (CDA) om in het eerste kwartaal van 2025 nader in te gaan op de 80% vulambitie van het kabinet voor het gasjaar 2025/26, een scenario-analyse (botsproef) specifiek gericht op het wegvallen van de toevoer uit Noorwegen via de Norpipe leiding en de milieu-impact van de import van LNG.⁴ Deze informatie is opgenomen in de bijlage bij deze brief.

Gasopslagen: actuele vulgraden

Hoewel de vulgraad in Nederland lager is dan in voorgaande twee jaren, geldt nog steeds – ondersteund door analyses van Gasunie Transport Services (GTS) – de verwachting dat de leveringszekerheid de rest van de winter geborgd blijft. In haar persbericht van 9 januari jl. heeft GTS bevestigd dat «er geen sprake is van een verminderde leveringszekerheid». Bij gelijkblijvende omstandigheden geldt deze conclusie nog steeds, ook als er in de komende periode sprake is van een periode van twee weken met extreme kou.

¹ Kamerstukken II 2024–2025, nr. 29 023, nr. 531.

² Conform toezegging TZ202501–089.

³ Gedaan tijdens het Commissiedebat Mijnbouw op 2 oktober 2024 (Kamerstuk 32 849, nr. 248).

⁴ Conform toezegging TZ202410–023.

Op 1 februari 2025 (peildatum van de EU-opslagbepalingen) waren de gasopslagen in Nederland voor 37,09% gevuld. Dit komt overeen met 53 TWh. Dit is iets minder dan het niveau van 39% op 1 februari 2025 dat op grond van de EU-verordening gasleveringszekerheid is voorgeschreven. Daarbij moet worden opgemerkt dat een lidstaat op grond van deze verordening een marge heeft, waarmee van de verplichte vulgraad mag worden afgeweken. Een lidstaat moet maatregelen treffen, indien de vulgraad op 1 februari meer dan 5 procentpunt lager is dan het voorgeschreven percentage. Voor Nederland betekent dit, dat Nederland maatregelen zou hebben moeten treffen indien de vulgraad op 1 februari minder dan 34% zou zijn geweest.

De vulgraad van de opslagen zal waarschijnlijk in de komende maanden verder dalen. Dat is een normale ontwikkeling die past bij de functie die opslagen hebben: het voorzien in de (hogere) wintervraag. Daarbij is het goed om aan te geven dat het ook met een lage vulgraad op 1 april technisch mogelijk is om de opslagen weer adequaat gevuld te krijgen op 1 november. De capaciteit van de gasinfrastructuur – zoals de LNG-importterminals en de pijpleidingverbindingen met buurlanden – is groot genoeg om voldoende gas in het vulseizoen te kunnen importeren om de gasopslagen gemiddeld tot minimaal 80% te vullen. Dit blijkt ook uit onderstaande tabel waarin over de afgelopen tien jaar de vulgraden per 1 april en 1 november zijn weergegeven:

Jaar	Vulgraad 1 april	Vulgraad 1 november
2015	23,44%	92,98%
2016	30,13%	94,88%
2017	17,66%	95,83%
2018	6,29%	95,87%
2019	49,38%	95,03%
2020	44,09%	86,62%
2021	23,00%	61,84%
2022	21,26%	91,81%
2023	58,22%	99,62%
2024	52,88%	88,88%

Bron: <https://agsi.gie.eu/data-overview/NL>

Deze tabel laat zien dat er in meerdere jaren, bijvoorbeeld in 2018, op 1 april sprake was van een vulgraad (ruim) lager dan 30% of zelfs 20% en dat het daarna mogelijk was om de gasopslagen weer nagenoeg volledig te vullen. Deze tabel laat ook zien dat er in de afgelopen twee jaar sprake was van een uitzonderlijk hoge vulgraad aan het einde van de winter. Verder laat alleen 2021 op 1 november een substantieel lagere vulgraad zien dan andere jaren. Dit kwam omdat Gazprom in dat jaar, in tegenstelling tot de jaren daarvoor, geen gas opsloeg in gasopslag Bergermeer. In al deze jaren gold verder ook, dat het verschil tussen de zomer- en winterprijs, de zogenoemde «spread», tijdens het vulseizoen positief is geweest of geworden. Ook als die spread negatief was voor of aan het begin van het vulseizoen, zoals nu het geval is. Dit wordt hierna toegelicht.

Ontwikkeling van gasprijzen op de groothandelsmarkt

Zoals toegelicht in de brief van 14 januari jl., laten analyses zien dat de lange termijn gasprijs op de groothandelsmarkt betrekkelijk stabiel is, maar op de korte termijn relatief sterke reacties laat zien bij ontwikkelingen die van invloed kunnen zijn op de gasvraag of -aanbod en het transport van gas.

Op dit moment (peildatum 13 februari) staat de gasprijs op de Title Transfer Facility (TTF) op € 51,38/MWh, dat is € 6,47/MWh hoger dan op 9 januari 2025 het geval was (de peildatum in de kamerbrief van 14 januari jl.). Toen stond de gasprijs op € 44,91/MWh. Een belangrijke oorzaak voor de prijsstijging is dat de vraag relatief hoog is. Het was in de afgelopen periode koud, kouder dan de afgelopen twee jaren toen we te maken hadden met relatief warmere winters. Daarnaast was er de afgelopen periode opnieuw maar weinig windenergie beschikbaar, met als gevolg dat wederom een groter beroep is gedaan op de gasgestookte elektriciteitscentrales. Tegelijkertijd melden diverse media⁵ en marktanalisten⁶ dat, mede vanwege de actuele prijzen, er meer LNG onderweg is naar de EU. Dit kan weer een dempend effect hebben op de prijzen op de korte termijn.

Voor de rest van 2025 en de periode daarna zien we op dit moment een aantal belangrijke ontwikkelingen die van invloed zijn op de prijzen op de groothandelsmarkt.

Een belangrijk gegeven is dat er pas in de loop van de winter 2025/26 nieuw aanbod bij komt op de wereldmarkt, met name door uitbreiding van LNG-productie. Daardoor zien we, op basis van de huidige prijsnoteringen, dat de prijzen na de winter van 2025/26 dalen en ook blijven dalen in de jaren daarna.

Echter, voordat het zover is, geldt voor de rest van 2025 dat de mondiale gasmarkt weliswaar in balans is, maar nog wel krap is met relatief hoge prijzen als gevolg. Dit blijkt onder meer uit het «Gas Market Report Q1-2025» van 21 januari 2025 van het Internationaal Energie Agentschap (IEA).⁷ Deze krapte op de wereldmarkt komt door de toenemende vraag in de loop van 2025, onder andere door de toenemende LNG-vraag in Azië.

In de EU speelt bovendien mee dat de vulverplichtingen aankomend vulseizoen leiden tot een hoge gasvraag in de zomer en daardoor op dit moment tot een hoge zomerprijs: hoger dan de prijs in de winter, wanneer er weer nieuw aanbod op de markt komt. Dat kan als volgt worden toegelicht: de vulverplichtingen die volgen uit Verordening (EU) 2017/1938 leiden tot een naar verwachting hogere vraag in de periode april tot en met oktober dan in de afgelopen twee jaren. Er moet dan immers gas worden ingekocht om de gasopslagen te vullen. Dat gaat om een significante hoeveelheid, mede omdat er deze winter, als gevolg van de hiervoor genoemde omstandigheden, een groter beroep is en wordt gedaan op de gasopslagen dan in de twee voorgaande jaren.

Dit leidt ertoe, zoals ook aangegeven in de antwoorden van 4 februari jl. op de vragen van het lid Erkens (VVD)⁸, dat in tegenstelling tot wat normaal gesproken het geval is op de groothandelsmarkt, de prijzen voor gas in het aankomende vulseizoen op dit moment hoger zijn dan de gasprijzen voor de daaropvolgende winter (2025/26). Dit noemen we een negatieve spread. Dit maakt het voor marktpartijen vooralsnog verlieslatend om gas op te slaan of om gas in de opslag te houden. Dit effect dreigt versterkt te worden als lidstaten nationale en niet onderling afgestemde maatregelen gaan nemen om opslagen tijdig en tot een adequaat niveau gevuld te krijgen: dat zet namelijk extra druk op de

⁵ Bijvoorbeeld: Schepen met vloeibaar gas verleggen hun koers naar lucratief Europa.

⁶ Bijvoorbeeld: www.icis.com.

⁷ Gas Market Report, Q1-2025 – Analysis - IEA.

⁸ Verordening (EU) 2017/1938 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2017 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid en houdende intrekking van Verordening (EU) nr. 994/2010.

zomervraag waardoor (zomer)prijzen nog verder stijgen en het verschil met de lagere winterprijs nog groter wordt. In januari was dit zichtbaar toen het Duitse samenwerkingsverband van transmissiesysteembeheerders, Trading Hub Europe, een consultatie startte voor concept-vulmaatregelen⁹, met een stijging van de huidige prijzen en zomerprijzen als gevolg. Overheidsbeleid kan dus een tegengesteld effect hebben: het kan de negatieve spread tussen de zomer- en de winterprijs van gas versterken, waardoor gasopslag steeds duurder en minder aantrekkelijk wordt.

Meer concreet is het gevolg dat de zomerprijs voor gas op dit moment (13 februari 2025) € 49,61/MWh bedraagt, om vervolgens in de tweede helft van dit jaar, als er dus meer LNG wordt verwacht, te dalen naar een winterprijs van € 47,37/MWh. Ook daarna laten de prijzen een dalende lijn zien.

Wat doet het kabinet?

Met het oog op de gasleveringszekerheid blijft het kabinet de rest van de winter waakzaam en houdt de situatie op de gasmarkt goed in de gaten. Daarbij houdt het kabinet oog voor de robuustheid van het gehele gassysteem, zoals het op peil houden van de in Nederland benodigde LNG-importcapaciteit. In 2026 zal de importcapaciteit van de GATE-terminal worden uitgebreid met een additionele doorvoercapaciteit van vier miljard m³/jaar (bovenop de huidige capaciteit van 16 miljard m³/jaar). Daarnaast wordt onderzocht of de LNG-terminal in de Eemshaven, die is aangelegd als tijdelijke terminal tot 2027, tijdelijk kan worden verlengd. Op 3 februari jl. is EemsEnergyTerminal een zogenoemde *open season* gestart om te peilen of er in de markt interesse bestaat voor de verlenging.¹⁰ Uiteraard is het kabinet zich bewust van de broeikasgasemissies die vrijkomen als gevolg van productie en transport van LNG. In de bijlage bij deze brief gaat het kabinet hier nader op in. Daarbij wordt toegelicht met welke instrumenten het kabinet zich inzet voor het terugdringen van deze emissies, binnen de EU en ook daarbuiten.

Het kabinet heeft ook de volle aandacht voor het aankomende vulseizoen. Het kabinet volgt daarbij niet alleen de vulgraad, maar ook de marktprijzen en daarmee de spread, op de voet. Het kabinet kan – net als eerdere jaren – indien nodig via de vulzaak van EBN bijspringen als gasopslagen onvoldoende gevuld worden door marktpartijen. Op basis van deze vulzaak kan EBN er ook voor kiezen om gas dat EBN al heeft opgeslagen in de opslag te houden (doorrollen). Deze vulzaak van EBN is echter beperkt in omvang. Eventuele aanvullende maatregelen gaan gepaard met flinke eenmalige kosten als de spreads negatief blijven.

De afgelopen maanden is door diverse Kamerleden gevraagd of het kabinet niet meer moet doen om gasopslag te stimuleren of bijvoorbeeld de vulambitie moet verhogen. In de bijlage heeft het kabinet, conform de toezegging aan het lid Bontenbal, uiteengezet hoe het tot de vulambitie van 80% is gekomen. Alvast samengevat: met een vulgraad van 80% gecombineerd met gebruik van de andere bronnen van toevoer (LNG, pijpleidingen en gaswinning in Nederland) is Nederland voorbereid op een gasjaar met een winter zo koud als de koudste winter van de afgelopen dertig jaar, waarbij het ook beperkte uitval van toevoer kan opvangen (gasleveringsnorm) én uitval van technische capaciteit ter

⁹ www.tradinghub.eu/en-gb/About-us/Newsroom/News/Details-en-GB/ArtMID/1412/ArticleID/231/Presentation-Slides.

¹⁰ www.eemsenergyterminal.nl/en/open-season.

grootte van de grootste bron (infrastructuurnorm). Uit de tweede analyse in de bijlage blijkt bovendien dat indien de aanvoer van Noors gas via de zogenoemde Norpipe zou wegvallen, dit in belangrijke mate kan worden opgevangen.

Een hogere vulambitie is in principe mogelijk. Het is hierbij echter goed om te benoemen dat dit mogelijk averechtse effecten kan hebben en dat hier waarschijnlijk aanvullende maatregelen voor nodig zijn, die geld kosten. We zien deze winter – zoals in deze brief geschetst – dat dergelijke maatregelen en hoge vuldoelen- en ambities, juist een tegengesteld effect kunnen hebben: ze versterken de negatieve spread tussen de zomer- en de winterprijs van gas, waardoor gasopslag steeds duurder en minder aantrekkelijk wordt. Ook in 2022 zagen we hoge gasprijzen in de zomer in reactie op de EU-vuldoelstellingen en na enkele interventies van lidstaten. Ook deze winter zien we dat de gasprijzen sterk reageren op overheidsbeleid: zo had het vastleggen van de verplichte EU-vuldoelstellingen door de Europese Commissie in november een versterkend effect op de negatieve spread tussen de zomerprijzen van 2025 en de winterprijzen van 2026. En zoals in hiervoor toegelicht had, meer recent, het aankondigen van een subsidiemaatregel in Duitsland ook een vergelijkbaar effect. Mede om deze redenen, en vanwege de additionele kosten, is het kabinet terughoudend met het verhogen van de vulambitie of om aanvullende vulmaatregelen te nemen.

Daarnaast kosten vulmaatregelen geld. In opdracht van het ministerie is onderzoek gedaan naar mogelijke vulmaatregelen en de kosten en effectiviteit daarvan.¹¹ Dit onderzoek laat zien dat iedere maatregel negatieve effecten heeft wat betreft kosten, uitvoerbaarheid, invloed op de gasmarkt en op de economische waarde van gasopslag. Geen enkele maatregel is dus gratis en deze structurele kosten komen waarschijnlijk terecht bij de Nederlandse gasgebruikers. Dit geldt ook voor het aanhouden van een strategische reserve of een noodvoorraad.¹² Daarbij moet bovendien goed gekeken worden onder welke voorwaarden deze voorraad ingezet kan worden. Het is dus belangrijk om te wegen wat extra maatregelen structureel kosten en wat deze maatregelen opbrengen voor de gasleveringszekerheid en stabiliteit op de gasmarkt. De uitkomsten van het onderzoek naar vulmaatregelen worden meegenomen in het wetsvoorstel bestrijden energieleveringscrisis dat op korte termijn in internetconsultatie gaat.

Kortom, deze winter hebben we – mede op basis van informatie uit de sector en uit andere lidstaten – gezien dat overheidsingrijpen een negatief effect kan hebben, het probleem waarvoor de maatregel als oplossing bedoeld is groter kan maken en tot hogere kosten kan leiden voor Nederlandse gasgebruikers. Bij deze realiteit past een zorgvuldige afweging voordat maatregelen worden getroffen.

Alles overziend blijft het voor de gasleveringszekerheid belangrijk, zoals ook in de vorige update over de stand van zaken op de gasmarkt aangegeven, dat marktpartijen zeker stellen dat ze in hun leveringsverplichtingen kunnen voldoen. Hierbij wijst het kabinet erop dat in de Energiewet regels worden gesteld voor leveranciers met een vergunning voor de levering aan kleinverbruikers, waaronder dat zij moeten voorzien in een betrouwbare levering. ACM houdt toezicht op de naleving van deze wettelijke verplichtingen.

¹¹ Kamerstukken II 2023/24, 29 023, nr.494.

¹² In antwoord op de toezegging aan het lid Van den Berg, T03877, Handelingen I 2023/24, nr. 29, item 9.

Gezien de ontwikkelingen, zal het kabinet de Kamer na afloop van het winterseizoen (in april 2025) een volgende update over de gasmarkt en gasleveringszekerheid sturen.

De Minister van Klimaat en Groene Groei,
S.T.M. Hermans

BIJ KAMERBRIEF STAND VAN ZAKEN GASMARKT: TOEZEGGINGEN AAN HET LID BONTENBAL

1. Onderbouwing 80%-vulambitie voor gasopslagen in Nederland van het kabinet

In de update gasleveringszekerheid van 30 september jl.¹³ heeft het kabinet de Nederlandse vulambitie voor 1 november 2025 uiteengezet, conform de toezegging aan de Eerste Kamer.¹⁴ Op basis van het GTS overzicht gasleveringszekerheid¹⁵ is de vulambitie van het kabinet dat er in de drie seizoenopslagen in Nederland (Norg, Grijskerk en Bergermeer) en de Piekgasinstallatie Alkmaar op 1 november 2025 minimaal 110 TWh aan gas is opgeslagen. Dit komt overeen met 80% van het opslagvolume van deze vier gasopslagen.

Uitgangspunten vulambitie

Om tot een gedegen vulambitie te komen heeft GTS de wettelijke taak gekregen om jaarlijks te komen met een overzicht gasleveringszekerheid, waarin GTS vooruitkijkt naar het volgende gasjaar. Dit overzicht is leidend geweest voor het kabinet om tot de vulambitie te komen. Daarbij is voor het kabinet een aantal uitgangspunten belangrijk.

Ten eerste moet de vulambitie aansluiten bij de verwachte gasvraag. Dit ziet zowel op de gasvraag in Nederland als op de export van gas vanuit Nederland en de doorvoer van gas via Nederland. Gezien de dalende gasvraag in Nederland en buurlanden, met name de vraag naar laagcalorisch gas, kan de vulambitie van het kabinet steeds iets lager worden. GTS kijkt voor de benodigde vraag naar twee scenario's: een gasjaar met een gemiddeld temperatuurverloop (2004/05) en het koudste gasjaar van de afgelopen dertig jaar (1995/96). GTS kijkt hierbij naar graaddagen en de temperatuurafhankelijke gasvraag. Hiermee is impliciet ook rekening gehouden met periodes met minder aanbod uit wind en zon (zogenoemde «dunkelflautes»). Hiermee wordt ook invulling gegeven aan de motie van het lid Postma (NSC) en het lid Flach (SGP) van 6 februari 2025.¹⁶ Daarbij onderscheidt GTS drie varianten: een basisvariant, een variant met een verhoogd aanbod en een variant met een verlaagd aanbod (dit kan allerlei oorzaken hebben, bijvoorbeeld een verstoring of geopolitieke ontwikkeling). Op basis hiervan komt GTS tot de conclusie dat de volgende volumes aan gas opgeslagen dienen te worden.¹⁷

	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

¹³ Kamerstukken II 2024/25, 29 023, nr. 519.

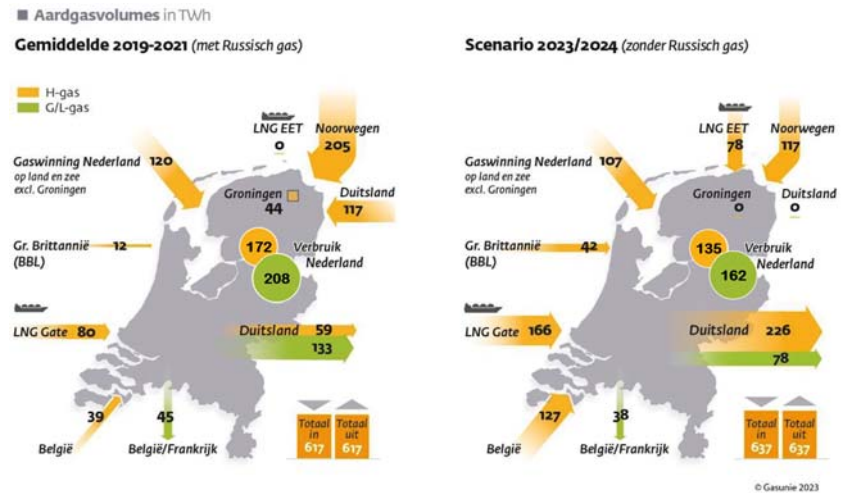
¹⁴ T03871, garantie vuldoelstelling aankomende twee jaar, 16 april 2024.

¹⁵ Bijlage bij Kamerstukken II 2024/25, 29 023, nr. 519.

¹⁶ Kamerstukken II 2024/25, 31 239, nr. 411.

¹⁷ Volgens de visie gasleveringszekerheid van GTS was op 1 november 2023 een volume nodig van ca. 134 TWh en op 1 november 2024 van ca. 125 TWh om te kunnen voorzien in de gasvraag (inclusief export en doorvoer) in een koude winter (winter van 1995/96). Zie Bijlage bij Kamerstukken II 2023/24, 29 023, nr.494. Op 1 november 2025 is volgens GTS nog 110 TWh nodig om te kunnen voorzien in de gasvraag (inclusief export en doorvoer) van een dergelijke winter.

Ten tweede moet de vulambitie rekening houden met het hele gassysteem: gasopslagen zijn een belangrijk middel om te voorzien in seizoensflexibiliteit,¹⁸ maar niet het enige middel. Daarom is het zo belangrijk dat GTS in haar overzicht gasleveringszekerheid van afgelopen september naar het gehele gassysteem kijkt, inclusief LNG-importcapaciteit, toevoer, doorvoer en export van gas via pijpleidingen en gaswinning in Nederland. Onderstaande afbeelding van GTS is hiervan een goede illustratie.



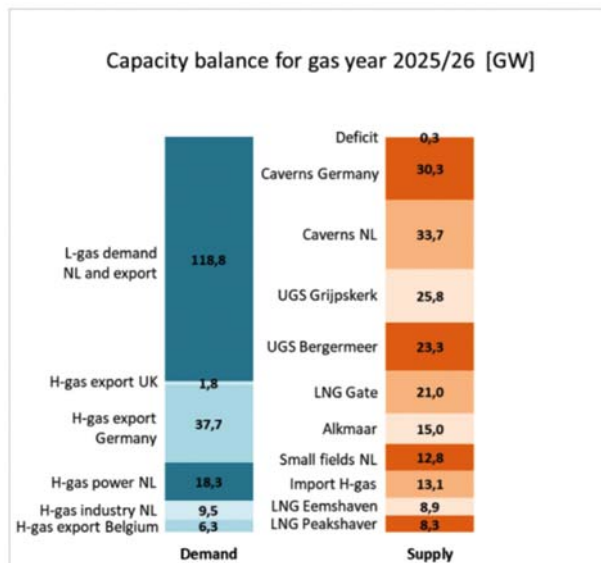
Tot slot, in de combinatie van dit alles, moet Nederland kunnen voldoen aan twee belangrijke Europese normen die zijn vastgelegd in de EU-verordening gasleveringszekerheid¹⁹, namelijk de infrastructuurnorm en de gasleveringszekerheidsnorm.

De infrastructuurnorm bepaalt dat lidstaten moeten waarborgen dat de technische capaciteit van de infrastructuur – ook in geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur (in Nederland is dat gasopslag Norg) – in staat is om te voldoen aan de totale gasvraag gedurende een dag van uitzonderlijke hoge gasvraag die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar voorkomt.²⁰ Deze norm ziet op capaciteit: hoe snel de benodigde hoeveelheid gas op het gasnet kan worden gebracht om te voorzien in de gasvraag (de hoeveelheid gas die per tijdseenheid op het net gebracht kan worden). In haar berekeningen in het overzicht gasleveringszekerheid houdt GTS niet alleen rekening met de benodigde capaciteit om te voorzien in de gasvraag in Nederland, maar ook om te kunnen voorzien in de verwachte export van gas naar buurlanden op een dag met een uitzonderlijk hoge gasvraag.

¹⁸ Door GTS gedefinieerd als het verschil tussen de gasvraag in de wintermaanden (oktober t/m maart) ten opzichte van een vlak aanbod gedurende het jaar.

¹⁹ Verordening (EU) 2017/1938

²⁰ Artikel 5, EU-gasleveringszekerheidsverordening.



De analyse van GTS laat zien dat Nederland een capaciteitsuitval ter grootte van gasopslag Norg kan opvangen op een uitzonderlijke koude dag (-14 graden Celsius). Er is dan nog een risico op een zeer klein capaciteitstekort op de momenten dat de vraag naar gas hoog is (»s ochtends). Door de Nederlandse gasvraag op deze momenten te spreiden over een ruimere tijdspanne, of door deze gasvraag te verlagen, kan een daadwerkelijk capaciteitstekort in (delen) van Nederland worden voorkomen. Daarom is, in samenspraak met GTS, een draaiboek inclusief mogelijke communicatiemiddelen voorbereid voor het zeer uitzonderlijke geval dat het genoemde capaciteitstekort zich dreigt te materialiseren²¹. Een hogere vulgraad helpt niet om dit mogelijke tekort op te lossen, omdat dit een capaciteitstekort is (dus hoe snel het gas op de juiste plek kan zijn) en geen volumetekort (dus een tekort dat ziet op de hoeveelheid gas).

De tweede norm, de gasleveringszekerheidsnorm, bepaalt dat de gaslevering aan beschermde afnemers in elk van de volgende gevallen is gewaarborgd²²:

- Extreme temperaturen gedurende een zeven dagen durende piekperiode die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar;
- een periode van dertig dagen met een uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar;
- een periode van dertig dagen in het geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur onder gemiddelde winterse omstandigheden (GTS rekent hiervoor met uitval van de GATE-terminal, omdat via deze terminal in de winter het meeste volume kan worden geleverd).

Voor elk van deze gevallen heeft GTS berekend hoeveel gas er nog in de opslagen moet zitten om samen met andere bronnen van gastoevoer te kunnen voorzien in de gasvraag. GTS concludeert dat er een in totaal volume van tenminste 19 TWh (14% van opslagvolume van de drie

²¹ Zie voor uitgebreidere toelichting ook Kamerstukken II 2024/25, 29 023, nr. 519 en Kamerstukken II 2023/24, 33 529, nr. 1238.

²² Artikel 6, EU-gasleveringszekerheidsverordening.

seizoensopslagen en de piekgasinstallatie Alkmaar) in de gasopslagen beschikbaar moet zijn om eindafnemers in deze drie situaties van voldoende gas te voorzien.

Kortom, waar is Nederland op voorbereid met een vulgraad van gemiddeld minimaal 80% van de seizoensopslagen en PGI Alkmaar. Met een vulgraad van 80% gecombineerd met gebruik van de andere bronnen van toevoer (LNG, pijpleidingen en gaswinning in Nederland) is Nederland voorbereid op een gasjaar met een winter zo koud als de koudste winter van de afgelopen dertig jaar, waarbij het ook beperkt uitval van toevoer kan opvangen (gasleveringsnorm) én uitval van technische capaciteit ter grootte van de grootste bron (infrastructuurnorm). GTS geeft aan dat in het scenario van de koudste winter gecombineerd met een verlaagd aanbod (ter grootte van 75 TWh) er een volumetekort ontstaat. Dit tekort ontstaat dan waarschijnlijk na de winter, omdat er dan niet voldoende gas kan worden aangevoerd om de gasopslagen weer voldoende te vullen.

2. Scenario analyse (botsproef)

Het kabinet is door het lid Bontenbal gevraagd een zogenaamde botsproef uit te voeren naar het wegvallen van de aanvoer van Noors gas als gevolg van het onverhoopt in ongerede raken van de Norpipe. Voordat het kabinet hierop ingaat, is het goed te benadrukken dat de Norpipe slechts één van de vele pijpleidingen is waarmee Noors gas naar de EU en het Verenigd Koninkrijk wordt aangevoerd²³:

²³ Zie tevens ENTSOG – System Capacity Map 2025.



Bron: Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Dit stelsel aan pijpleidingen kan het mogelijk maken dat uitval van één van deze leidingen deels kan worden opgevangen door het gas via één of meer van de andere leidingen te transporteren. Dit ook omdat de diverse leidingen vanuit verschillende Noorse gasvelden worden gevoed. Zo wordt de Norpipe gevoed vanuit het Ekofisk veld, terwijl de andere pijpleidingen naar Duitsland, de Europipe I en II, worden gevoed vanuit respectievelijk het productieplatform Draupner E en de onshore productie-locatie Karsto. Of dit uiteindelijk mogelijk is, is afhankelijk van waar de verstoring zich voordoet en hoe omvangrijk die is.

Norpipe

De Norpipe voert gas aan naar het Duitse Emden en van daar wordt dit gas ingevoerd in zowel het Duitse als het Nederlandse gastransmissienetwerk. De maximale hoeveelheid gas die per jaar via deze pijpleiding kan worden aangevoerd bedraagt 186 TWh. Sinds het wegvallen van Nord Stream I is de aanvoer van Noors gas naar Nederland gedaald van gemiddeld 205 TWh per jaar over de jaren 2019–2021 naar ca. 120 TWh per jaar, waarbij aanvoer alleen via de Norpipe plaatsvindt. Er heeft een

«herverdeling» van het Noorse gas plaatsgevonden waardoor er meer gas naar Duitsland gaat om daar het weggevallen Russische gas te vervangen, dit onder meer doordat het gas dat via de Europipe I via Dornum en Emden naar Nederland kwam nu uitsluitend naar Duitsland gaat.

Verder geldt het volgende voor het gas dat thans via de Norpipe naar Nederland wordt aangevoerd:

- Met ca. 120 TWh heeft het Noorse gas een aandeel van 20% in de hoeveelheid gas die momenteel op jaarbasis aan het Nederlandse gastransportnet wordt onttrokken (binnenlands verbruik: 297 TWh, export Duitsland: 304 TWh, export België: 38 TWh). Er is geen rechtstreeks verband tussen het geïmporteerde Noors gas en binnenlands verbruik, het Noorse gas mengt in het Nederlandse gastransportnet met gas uit andere bronnen en vindt zo zijn weg in het binnenland maar ook naar het buitenland.
- Dit Noorse gas komt als een redelijke vlakke stroom naar Nederland waarbij er gemiddeld ca. 300 GWh/dag Nederland binnen komt. Daarbij ligt de aanvoer in zomer met ca. 350 GWh/dag wel hoger dan in de winter wanneer er ca. 250 GWh/dag wordt aangevoerd.

Wat de gevolgen zijn als deze Noorse aanvoer wegvalt is van een aantal factoren afhankelijk. Daarbij gaat het vooral om de duur van de verstoring en ook om de periode waarin de verstoring plaatsvindt. Indien de verstoring plaatsvindt in de winter, als de Noorse aanvoer toch al een redelijk laag niveau kent, en beperkt blijft tot enkele dagen of enkele weken, dan kan dit worden opgevangen door de inzet van gasopslagen. Zo heeft alleen de gasopslag Norg al een capaciteit van 470 GWh/dag hetgeen ruim boven het niveau van de Noorse aanvoer ligt. Mocht deze kort durende verstoring zich in de zomer voordoen dan kan dit worden opgevangen door het vullen van de opslagen tijdelijk te beperken.

In beide gevallen is het overigens niet uit te sluiten dat het Noorse gas via andere pijpleidingen naar dit deel van Europa komt. Zoals hiervoor aangegeven kent de Noordzee een zeer uitgebreid stelsel aan pijpleidingen waarmee Noors gas wordt aangevoerd en deze worden niet altijd voor 100% van de beschikbare capaciteit benut. Zo zou, indien er nog capaciteit beschikbaar is, het gas via de Europipe I en/of de Europipe II naar Duitsland kunnen worden aangevoerd en van daar naar Nederland; daarnaast zijn routes via zowel het Verenigd Koninkrijk als via België mogelijk. Verder kan het kopen van LNG op de spotmarkt een alternatief zijn, dit dan onder de voorwaarde dat dit LNG op zeer korte termijn leverbaar is en er nog LNG-importcapaciteit beschikbaar is, bijvoorbeeld op de secundaire markt of in een LNG-terminal in een buurland.

Wat de gevolgen zijn als de Norpipe meerdere maanden niet beschikbaar is, is moeilijker aan te geven en mede afhankelijk van hoe de markt op dit wegvallen reageert. Er kan bijvoorbeeld sprake zijn van hogere prijzen en een daardoor dalende vraag, waarmee tenminste een deel van het wegvallen van de Noorse aanvoer wordt ondervangen. Daarnaast is het, net als in 2022, niet uit te sluiten dat opnieuw een «herverdeling» van het Noorse gas plaatsvindt door het gas dat door de Norpipe zou worden aangevoerd via andere leidingen aan te voeren. Dit voor zover de bronnen waarmee die pijpleidingen zijn gekoppeld dat gas kunnen leveren en er nog capaciteit beschikbaar is. Verder kan ook in dit geval het kopen van LNG op de spotmarkt een alternatief zijn. De gasopslagen spelen bij deze langdurige verstoring een minder grote rol. Zij kunnen uiteraard wel worden ingezet, maar eenmaal leeg zullen zij minder snel en goed te vullen zijn als er geen vervangende aanvoer is.

Analyse ENTSG

Op grond van Verordening (EU) 2017/1938 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid dient ENTSG om de vier jaar een Uniebrede simulatie van gasleverings- en -infrastructuurverstoringsscenario's, met inbegrip van scenario's van een langdurige verstoring van één leveringsbron, op te stellen. De meest recente simulatie van ENTSG dateert van eind januari 2025²⁴. Voor Nederland zijn daarbij de volgende twee scenario's relevant:

- Verstoring van de Europipe II, de grootste offshore infrastructuur voor de aanvoer van Noors gas naar continentaal Europa.
- Verstoring van het gasimportstation Emden, de grootste onshore infrastructuur voor de aanvoer van Noors gas.

In haar simulatie gaat ENTSG voor offshore infrastructuur uit van een verstoring die plaatsvindt in een koude winter en zes maanden duurt (periode: 1 oktober t/m 31 maart) en voor onshore van een verstoring die plaatsvindt in een periode van twee weken met zeer hoge vraag gedurende koude winter (periode: 1 februari t/m 14 februari). Dit vanuit de aanname dat een verstoring onshore veel gemakkelijker en sneller is te herstellen dan een verstoring offshore.

Daarnaast is voor offshore ook de verstoring van twee weken onderzocht en is zowel voor onshore als voor offshore een verstoring op een dag in februari met zeer hoge vraag onderzocht (piekdag: een dag met zeer hoge vraag die zich met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar voordoet ten tijde van een koude winter). Verder gaat ENTSG er in haar simulatie vanuit dat elke verstoring zal leiden tot een vraagreductie van 10% als gevolg van reactie van de markt op stijgende prijzen en dat de opslagen de winter zouden moeten uitkomen met een vulniveau van 30% om in de pas te blijven met de EU-opslagbepalingen.

Verstoring Europipe II

De Europipe II heeft een maximale capaciteit van 819 GWh/dag. ENTSG doet de aanname dat er op één dag 665 GWh/dag door de Europipe II naar Duitsland wordt aangevoerd (de dan nog resterende capaciteit wordt gebruikt voor invoeding op de Baltic Pipe, die Noorwegen met Denemarken en Polen verbindt). Als deze aanvoer naar Duitsland gedurende zes maanden wegvalt, kan dit worden gecompenseerd door extra inzet van de Noordwest-Europese opslagen. Gevolg is wel dat de opslagen voor minder dan 30% gevuld de winter uitkomen. Om dit niveau alsnog te halen is een extra vraagreductie van 3%-punt nodig. Een verstoring van de Europipe II gedurende zowel de periode van twee weken als op een piekdag kan worden opgevangen door de opslagen, die ook dan voor tenminste 30% gevuld de winter uitkomen (op 1 april).

Verstoring Emden

Een verstoring van het gasimportstation Emden leidt tot een verminderde aanvoer van 546 GWh/dag. Deze verstoring kan gedurende zowel de periode van twee weken als op een piekdag worden opgevangen door de opslagen, die ook dan voor tenminste 30% gevuld de winter uitkomen.

²⁴ ENTSG Union-wide Security of Supply Simulation Report, January 2025.

3. Milieu-impact LNG

In de afgelopen jaren is LNG steeds belangrijker geworden als middel om te voorzien in de Europese gasvraag. In 2024 werd in 33,5% van de gasvraag in de EU voorzien door middel van LNG (ter vergelijking: in 2021 was dat nog 19,5%).²⁵ De toename van dit aandeel LNG komt door het wegvallen van het overgrote deel van de gastoevoer via pijpleidingen uit Rusland naar de EU en door de gestage afname van eigen productie.

Ook in Nederland is het aandeel LNG toegenomen. Het wegvallen van de gasstromen uit Rusland in 2022 is onder meer opgevangen door een verdubbeling van de LNG-importcapaciteit en daardoor mogelijke toename van de LNG-import.

Veruit het grootste deel van de LNG-import in Nederland is afkomstig uit de VS (meer dan 70%). Als we dit vertalen naar het aandeel van dit LNG op de totale gasvraag in Nederland, blijkt uit recente cijfers van Energie Beheer Nederland (EBN), die op 14 januari 2025 werden gepresenteerd, dat 27 procent van het gas dat we in Nederland gebruiken afkomstig is uit de VS.²⁶ Dit aandeel veroorzaakt 66 procent van de totale broeikasgasemissies die vrijkomen als gevolg van winning en transport. Dit laat zien dat de klimaatimpact van dit Amerikaanse LNG aanzienlijk is als aandeel in het gasverbruik in Nederland.

Dit beeld komt overeen met eerdere studies, waaronder een studie van The Oxford Institute for Energy Studies waaruit blijkt dat de milieu-impact van LNG hoger is dan die van de gasproductie in Nederland.²⁷ Vergelijkingen tonen aan dat de gaswinning in Nederland een lagere broeikasgasemissie-intensiteit heeft dan vrijwel alle geïmporteerde bronnen. Het pijpleidinggas uit Noorwegen is hierop een uitzondering, want Noorwegen stelt ook hoge milieueisen aan haar gasnetwerk en de winning van gas. LNG, en mogelijk gas uit Rusland, vertoont veel hogere emissie-intensiteiten.

Niet alleen het vloeibaar maken van gas tot LNG draagt bij aan een hogere uitstoot van broeikasgassen, met name methaan. Ook het gekoeld transport van LNG over zee en de winning van schaliegas dragen aanzienlijk bij aan de hogere uitstoot. Dit maakt duidelijk dat LNG-import uit de VS bijdraagt aan een aanzienlijke verhoging van de uitstoot van broeikasgassen in vergelijking met binnenlandse winning.²⁸ Volgens het IEA behoort de VS tot de grootste uitstoter van methaan uit olie- en gasactiviteiten. Dit komt met mede door schaliegas. Daarna volgt de Russische Federatie, waar ook eerder in 2020 hoge emissiewaarden rondom olie en gasactiviteiten zijn vastgesteld.²⁹

Een belangrijk instrument om de methaanemissies die vrijkomen bij de winning buiten de EU van aardgas, maar ook van ruwe olie en steenkool, beter te monitoren en uiteindelijk te reduceren is Verordening (EU) 2024/1787 (hierna: methaanverordening). De methaanverordening biedt de Europese Commissie onder meer de mogelijkheid om een maximale methaanintensiteitswaarde vast te stellen. Die waarde gaat gelden voor aardgas, ruwe olie en steenkool die in de EU wordt verhandeld. Dit moet

²⁵ Bron: Europese Commissie.

²⁶ EBN – Infographic 2025 – Energie in cijfers, 14 januari 2025.

²⁷ Oxford Institute for Energy Studies, July 2021 – Dutch Gas Production from the Small Fields: Why extending their life contributes to the energy transition.

²⁸ U.S. Energy Information Administration (EIA): In 2023 betrof circa 78% schaliegas van de totale gas productie in de V.S: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8>

²⁹ IEA: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024/key-findings> en <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>

leiden tot emissiereducties van methaan, ook buiten de EU. Immers, partijen die aardgas (incl. LNG) in de EU willen importeren en verhandelen zullen moeten aantonen dat aan de door de Europese Commissie gestelde eisen wordt voldaan. Het kabinet werkt momenteel aan een wetsvoorstel waarmee uitvoering wordt gegeven aan de methaanverordening. Vooruitlopend op deze Uitvoeringswet methaanverordening volgt binnenkort de publicatie van het voorlopig aanwijzingsbesluit. Hiermee worden enkele instanties voorlopig aangewezen als bevoegde instanties zodat zij feitelijke uitvoeringshandelingen kunnen verrichten tot de Uitvoeringswet methaanverordening in werking treedt.

Met de methaanverordening en de Uitvoeringswet methaanverordening geeft Nederland invulling aan de Methaan Belofte (Global Methane Pledge)³⁰, die op mondiaal niveau met een groot aantal partnerlanden op 2 november 2021 overeen is gekomen. Dit initiatief streeft ernaar de uitstoot van methaan terug te dringen met 30% in 2030 ten opzichte van 2020. Daarnaast heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat in 2019 ook met de offshore sector in Nederland een convenant afgesloten om de methaanemissies in Nederland die vrijkomen bij de productie van olie en gas te reduceren met minimaal 50% ten opzichte van 2017 voor het einde van 2021. Inmiddels is een reductie van 70% gerealiseerd.

³⁰ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_21_5766