gasunie transport services

Overzicht leveringszekerheid voor gasjaar 2027/2028

September 2026



Overzicht leveringszekerheid voor gasjaar 2027/2028

Samenvatting

Met het Overzicht Leveringszekerheid voor aardgas geeft GTS invulling aan haar wettelijke taak om inzicht te bieden in de mate waarin de Nederlandse leveringszekerheid van aardgas is geborgd.

Leveringszekerheid is door de overheid omschreven als een situatie waarin "eindafnemers van gas op het juiste moment, in de juiste kwaliteit (laag- of hoogcalorisch) en in de benodigde hoeveelheid worden beleverd, ook wanneer de vraag hoog is"[1].

GTS baseert de beoordeling van de leveringszekerheid op deze definitie en analyseert daartoe verschillende scenario's van gasvraag en gasaanbod. In de scenario's wordt geen rekening gehouden met langdurige verstoringen van het aanbod. Het jaarlijkse Overzicht Leveringszekerheid voor aardgas ziet toe op leveringszekerheid in geval van een bijzonder koude winter en dus niet op situaties met beperkt aanbod van gas door geopolitieke ontwikkelingen of door langdurige onbeschikbaarheid van relevante gasinfrastructuur als gevolg van bijvoorbeeld sabotage.

Consultatieproces

Dit overzicht van GTS gaat over gasjaar 2027/2028 (oktober 2027 tot en met september 2028) en bevat een prognose tot en met gasjaar 2031/2032. GTS baseert zich op een set van uitgangspunten en varianten die van 9 juli 2026 t/m 6 augustus 2026 ter consultatie werd aangeboden aan representatieve organisaties. GTS bedankt de representatieve organisaties voor hun ingediende feedback.

Wijziging van gasstromen

Sinds 2022 heeft een structurele verschuiving plaatsgevonden van oost-west gerichte gasstromen naar west-oost gerichte gasstromen. Aanleiding is het grotendeels wegvallen van gasimport uit Rusland. De Europese gastransport-infrastructuur is daarop aangepast door de realisatie van extra transport- en LNG-importcapaciteit.

Afhankelijkheid van import blijft onverminderd hoog

Door het beëindigen van de gasproductie uit het Groningenveld is Nederland, evenals Noordwest-Europa, structureel afhankelijk geworden van import. Met de sterke daling van import van Russisch gas en het komende Europese verbod op import van Russisch gas, neemt de afhankelijkheid van LNG en Noorse pijpleidingen toe. Ongeveer 90% van het gasverbruik in de Europese Unie wordt inmiddels geïmporteerd.

Belangrijkste bevindingen

Volume en capaciteit toereikend

De analyse laat zien dat de volumebalans op jaarbasis in alle beschouwde gasjaren positief is. Ook voor de capaciteitsbalans (op piekmomenten) geldt dat deze in alle beschouwde gasjaren positief is. Daarmee voldoet Nederland in de winter 2027/2028 aan de EU-infrastructuurnorm. Dit betekent dat er in alle geanalyseerde gasjaren voldoende gas en infrastructuur beschikbaar is om aan de vraag te kunnen voldoen, ook in een koud jaar met hoge vraag.

1 *Memorie van toelichting, paragraaf 2.1; https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-34957-3.html*

Rol gasopslagen blijft cruciaal

Er wordt nog steeds een groot beroep gedaan op gasopslagen voor seizoensflexibiliteit. Voor de winter van 2027/2028 adviseert GTS thans een vulgraad van 93 TWh.

Onzekerheden en aandachtspunten

Geopolitieke situatie

De afhankelijkheid van internationale gasstromen in combinatie met de geopolitieke onrust maakt de Europese gasmarkt, waaronder die van Nederland, kwetsbaar voor langdurige en grootschalige verstoringen van het aanbod. Deze analyse is gericht op het borgen van voldoende aanbod in geval van een koude winter, waarbij dergelijke situaties buiten beschouwing zijn gelaten. Om beter voorbereid te zijn op langdurige en grootschalige verstoringen van het aanbod, pleit GTS al langere tijd voor de aanleg van strategische gasreserves.

Invulling van flexibiliteit

De invulling van de seizoensflexibiliteit in de gasvraag blijft sterk afhankelijk van gasopslagen. Mogelijk kan aanvoer van LNG met een seizoensprofiel een bijdrage leveren aan de invulling van de vraag naar seizoensflexibiliteit. Er komt naar verwachting weliswaar extra LNG op de wereldmarkt, maar de beschikbaarheid hiervan voor Noordwest-Europa is onzeker omdat dit afhankelijk is van marktontwikkelingen, internationale LNG-stromen en commerciële keuzes van marktpartijen.

Beleid en marktwerking gasopslag

De huidige combinatie van regelgeving (zoals vulverplichtingen) en marktomstandigheden beïnvloedt de inzet van gasopslagen. De commerciële prikkel om opslagen in de zomer te vullen is hierdoor niet altijd aanwezig.

Conclusie

Ervan uit gaande dat (i) de gasopslagen voldoende gevuld zijn en (ii) de internationale aanvoerketens blijven functioneren, blijft de leveringszekerheid in Nederland voor gasjaar 2027/2028 gewaarborgd.

Nederland is in toenemende mate afhankelijk van gasimporten. Het voldoende vullen van de gasopslagen, het handhaven van voldoende connectiecapaciteit met buurlanden en diversificatie in het aanbod van toe te leveren aardgas zijn cruciale maatregelen voor een stabiele gaslevering in de komende jaren.

Gezien de geopolitieke onrust en de grote importafhankelijk van LNG en Noors gas blijft de gasmarkt kwetsbaar voor langdurige verstoringen en blijft GTS pleiten voor structurele maatregelen, zoals de aanleg van een strategische voorraad.

Inhoud

1 Inleiding 8

2 Marktbeschrijving 10
- 2.1 Terugblik op afgelopen gasjaar 10
- 2.2 Voorzieningszekerheid 11
- 2.3 Ontwikkeling in vraag en aanbod van gas 12
  - 2.3.1 Vraag 12
  - 2.3.2 Aanbod 15
- 2.4 Infrastructuur 19
  - 2.4.1 EU LNG importterminal 19
  - 2.4.2 Interconnectie met buurlanden 19
  - 2.4.3 Gasopslagen 20
- 2.5 Seizoensflexibiliteit 20
  - 2.5.1 Seizoensflexibiliteit: gasvraag is leidend 20
  - 2.5.2 Seizoensflexibiliteit in vraag en aanbod van gas 22
- 2.6 Kwaliteitsneutrale gasmarkt 26
  - 2.6.1 De wettelijke taak van GTS 26
  - 2.6.2 Ontwikkeling van de gaskwaliteit 27

3 Uitgangspunten bij Overzicht Leveringszekerheid 29
- 3.1 Uitgangspunten die volgen uit het wettelijk kader 29
  - 3.1.1 Overzicht Leveringszekerheid, een wettelijke taak voor GTS 29
  - 3.1.2 Europese infrastructuurnorm (capaciteit) 30
  - 3.1.3 Europese gasleveringsnorm (volume) 31
  - 3.1.4 Europese vuldoelstelling voor gasopslagen 32
- 3.2 Temperatuurafhankelijke gasvraag 33
  - 3.2.1 Definitie voor het bepalen van temperatuurprofielen is aangepast 34
  - 3.2.2 Gebruikte temperatuurprofielen 34
  - 3.2.3 Definitie 'gasdag met een hoge vraag' 35
- 3.3 Seizoensflexibiliteit uit gasopslagen 35
- 3.4 Stikstofcapaciteit 35
- 3.5 Vraag en aanbod: capaciteit 36
- 3.6 Vraag en aanbod: volume 37
  - 3.6.1 Scenario's 37
  - 3.6.2 Nederland 38
  - 3.6.3 Noorwegen 39
  - 3.6.4 LNG 39
  - 3.6.5 België H-gas 40
  - 3.6.6 Verenigd Koninkrijk H-gas 41
  - 3.6.7 Duitsland H-gas 41
  - 3.6.8 Export van L-gas naar Duitsland en Frankrijk (via België) 42
- 3.7 Gasopslagen in Nederland 43
  - 3.7.1 LNG-peakshaver 43
  - 3.7.2 Seizoensgasopslagen 44
  - 3.7.3 L-gas cavernes ten behoeve van de Nederlandse markt 45
  - 3.7.4 H-gas cavernes ten behoeve van de Nederlandse markt 45

4 Resultaten 47
- 4.1 Jaarvolumes 47
- 4.2 Capaciteitsbalans op dag met piekvraag bij -14 °C 50
- 4.3 EU-gasleveringsnorm: voldoende gas voor beschermde afnemers 51
- 4.4 Vuldoel Nederlandse seizoensgasopslagen 53
  - 4.4.1 Overzicht van de scenario's 54
  - 4.4.2 Geadviseerd vuldoel 55

1 Inleiding

Op basis van de Energiewet heeft GTS de wettelijke taak om jaarlijks een overzicht op te stellen over de leveringszekerheid van aardgas in Nederland. De editie van 2026 van dit overzicht richt zich op gasjaar 2027/2028 en de vier daaropvolgende gasjaren. Naast andere overzichten, bevat het Overzicht Leveringszekerheid vier kernelementen:

- een jaarvolumebalans voor een koud, gemiddeld en warm gasjaar;
- een capaciteitsbalans voor de koudste gasdag, waarbij GTS uitgaat van het wegvallen van capaciteit ter grootte van de grootste bron van aanbod (infrastructuurnorm);
- het benodigde aanbodvolume dat voor drie situaties in de winterperiode beschikbaar moet zijn om de gasvraag voor de beschermde afnemers te kunnen garanderen (gasleveringsnorm);
- het vuldoel voor seizoensgasopslagen voor het zekerstellen van voldoende aanbod, ook in het geval van een koud gasjaar.

Aan de hand van bovenstaande kernelementen geeft het overzicht inzicht of de leveringszekerheid voor Nederland in voldoende mate is geborgd. Leveringszekerheid betekent dat eindafnemers van gas op het juiste moment en in de juiste kwaliteit (laag- of hoogcalorisch) en met de benodigde hoeveelheid worden beleverd, ook wanneer de vraag hoog is. GTS beziet leveringszekerheid daarbij binnen de werking van de interne gasmarkt, waarin leverings- en voorzieningszekerheid samengaan met grensoverschrijdende handel, non-discriminatoire toegang tot infrastructuur en voldoende systeem- en netwerkontwikkeling. Leveringszekerheid is daarmee geen absolute garantie dat iedere denkbare verstoring kan worden opgevangen, maar een beoordeling van de mate waarin het gassysteem voldoende robuust is.

Voor de analyse maakt GTS gebruik van uitgangspunten en aannames, waarvan de belangrijkste in dit document worden toegelicht. Dit resulteert in scenario's die de meest waarschijnlijke ontwikkeling weerspiegelen. Onzekerheden in de analyse zijn meegenomen door naast de basisscenario's gevoeligheden door te rekenen.

Nu Noordwest-Europa, waaronder Nederland, zeer afhankelijk is geworden van gasimport van buiten de regio en deze afhankelijkheid alleen maar toeneemt, wordt het hebben van een internationaal perspectief bij het beoordelen van de leveringszekerheid steeds belangrijker. Nederland vervult in dit perspectief een relevante rol als doorvoerland. De aannames over de beschikbaarheid van LNG en de hoogte van doorvoer naar (met name) Duitsland zijn belangrijke parameters.

De risico's die volgen uit de toegenomen geopolitieke onzekerheid zijn moeilijk te kwantificeren. Er zijn diverse dreigingen denkbaar die de leveringszekerheid van aardgas in Europa langdurig en significant kunnen treffen. De huidige middelen zijn onvoldoende om dergelijke langdurige (import)onderbrekingen te kunnen opvangen, zo concludeert GTS in haar Weerbaarheidsanalyse 2026, die eerder dit jaar is gepubliceerd[2]. De potentiële dreigingen maken deel uit van het politieke debat en kunnen leiden tot aanvullende maatregelen, zoals het realiseren van een strategische voorraad. In dit Overzicht Leveringszekerheid is geen rekening gehouden met grootschalige en/of langdurige onderbreking van het gasaanbod.

Het rapport is als volgt opgebouwd. Hoofdstuk 2 is een toelichting op het marktbeeld dat GTS hanteert bij het opstellen van het Overzicht Leveringszekerheid. Hierbij is het internationale perspectief vaak leidend. Hoofdstuk 3 gaat in op de uitgangspunten, zoals GTS die hanteert voor het Overzicht Leveringszekerheid 2026. De resultaten van de analyses zijn opgenomen en toegelicht in hoofdstuk 4. Hierbij is aandacht besteed aan de voorzieningszekerheid, EU-infrastructuurnorm, EU-gasleveringsnorm en het minimale (EU-)vuldoel voor gasopslagen.

2 *https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/leveringszekerheid-gas/weerbaarheidsanalyse-2026*

2 Marktbeschrijving

2.1 Terugblik op afgelopen gasjaar

Na de extreme verstoringen in 2022 als gevolg van het wegvallen van een groot deel van de aardgastoevoer vanuit Rusland naar Europa, heeft de gasmarkt de afgelopen jaren een nieuw evenwicht gevonden. Binnen de Europese Unie (EU) begon de winterperiode 2025/2026 onder relatief gunstige omstandigheden, mede door goed gevulde gasopslagen en een aanzienlijke uitbreiding van de LNG-importcapaciteit. In Nederland werd het nationale vuldoel van 110 TWh niet gerealiseerd; de maximale vulgraad bedroeg rond 1 november 2025 circa 106 TWh.

Hoewel januari 2026 in Nederland kouder was dan gemiddeld[3] was er over de gehele winterperiode bezien sprake van een relatief milde winter, met 1982 graaddagen. Ter vergelijking, in de afgelopen twintig jaar waren slechts drie winters milder. Ondanks de relatief milde winter van 2025/2026 lag de onttrekking uit Nederlandse seizoensgasopslagen hoger dan op basis van de temperatuurontwikkeling verwacht mocht worden. Dit komt door een combinatie van factoren. Een belangrijke factor is het beëindigen van de activiteiten van GasTerra per 1 oktober 2026, waardoor de gasopslagen Norg en Grijpskerk per 1 april 2026 volledig zijn leeg geproduceerd. Daarnaast speelden perioden van lage hernieuwbare elektriciteitsopwekking in combinatie met een hoge elektriciteitsvraag (zogenoemde *kalte Dunkelflaute*) een rol, waardoor gascentrales vaker werden ingezet. Ook een verhoogde doorvoer naar buurlanden en marktprikkels, zoals de zomer/winter-spread, hebben bijgedragen aan hogere onttrekkingen.

Doordat de gasopslagen de winter met een lage vulgraad zijn geëindigd, ligt de opgave voor marktpartijen in het vulseizoen 2026 (april tot en met oktober 2026) aanzienlijk hoger dan in het voorgaande jaar.

De EU-verplichte vulgraad van 90%, die sinds 2022 van kracht is, geldt tot en met 31 december 2027. Het is nog onzeker of de vulgraadverplichting verlengd wordt. In combinatie met gereguleerde gasopslagen, aangewezen vulagenten en de verwachte groei van het LNG-aanbod beïnvloedt de verplichte vulgraad de marktwerking. Daarbij zijn de gekozen invulling van de rol van vulagenten en de looptijd van contracten voor opslagcapaciteit van invloed op de inzet van gasopslagen. In de huidige marktomstandigheden kan dit leiden tot prikkels die productie uit opslagen in de winter bevorderen en het vullen in de zomer commercieel minder aantrekkelijk maken.

Daarnaast heeft de oorlog die in februari 2026 uitbrak in het Midden-Oosten grote gevolgen voor de wereldwijde olie- en gasvoorziening. De sluiting van de Straat van Hormuz heeft geleid tot verstoringen in de LNG-aanvoer. De aanvallen op de Ras Laffan LNG-productiefaciliteiten in Qatar leiden tot lagere productiemogelijkheden voor de komende jaren. Daarmee is de concurrentie tussen Europa en Azië om flexibel LNG toegenomen. Dit ging gepaard met een sterke stijging van de TTF-gasprijs tot boven 80€/MWh in september 2026. Hoewel deze ontwikkelingen vooralsnog niet hebben geleid tot fysieke onderbrekingen binnen de EU, hebben zij wel invloed gehad op de LNG-importstromen. Mede door een lagere LNG-import gedurende de zomer van 2026 zijn de Europese gasopslagen minder ver gevuld dan in voorgaande jaren.

3 *Januari 2026 was met 427 graaddagen de koudste maand sinds februari 2018 met 444 graaddagen.*

Tegelijkertijd heeft de ingebruikname van nieuwe LNG-productiecapaciteit, met name in de Verenigde Staten, de gevolgen van de verstoringen gedeeltelijk kunnen mitigeren.

De ontwikkelingen in de afgelopen jaren laten zien dat de Europese gasmarkt zich heeft aangepast aan de sterk afgenomen rol van Russisch gas, waarbij LNG een steeds belangrijkere rol speelt in de gasvoorziening. Tegelijkertijd blijft de leveringszekerheid afhankelijk van voldoende beschikbare flexibiliteit uit gasopslagen. De ontwikkelingen in 2025 en 2026 laten zien dat het vullen en benutten van deze opslagen steeds sterker wordt beïnvloed door marktprikkels, regelgeving en geopolitieke ontwikkelingen. Deze factoren blijven daarom een belangrijk aandachtspunt voor de toekomstige leveringszekerheid van aardgas.

2.2 Voorzieningszekerheid

In Nederland wordt leveringszekerheid beschreven als de situatie waarin eindafnemers op het juiste moment kunnen beschikken over gas in de benodigde hoeveelheid en kwaliteit, ook onder omstandigheden van hoge vraag en in de winterperiode. De beoordeling hiervan vindt plaats aan de hand van drie EU-normen, waar lidstaten aan moeten voldoen. Op deze normen wordt verderop in dit jaarlijkse overzicht nader ingegaan. Een belangrijke voorwaarde voor deze leveringszekerheid is dat ook de voorzieningszekerheid is geborgd. Er is sprake van voorzieningszekerheid wanneer de volledige vraag- en aanbodketen goed functioneert. Dit veronderstelt dat aan een aantal voorwaarden is voldaan en de markt bestand is tegen zowel kortdurende als langdurige verstoringen:

- Er is voldoende gasaanbod in en voor de EU;
- Er is voldoende importcapaciteit via pijpleidingen en LNG-terminals;
- Er is voldoende opslagcapaciteit;
- Er is voldoende transportcapaciteit (waaronder in het netwerk van GTS).

Indien aan deze voorwaarden wordt voldaan, kan de marktvraag worden bediend en is er sprake van voorzieningszekerheid.



Tijdens de gascrisis van 2022 stond de voorzieningszekerheid onder druk. Het wegvallen van Russische gasleveringen viel samen met een beperkte beschikbaarheid van alternatief aanbod op de wereldmarkt en relatief lege gasopslagen. Tegelijkertijd was de beschikbare LNG-importcapaciteit en transportcapaciteit onvoldoende om de veranderde gasstromen volledig op te vangen. Dit leidde tot extreme prijsstijgingen met vraagdestructie als gevolg.

Sindsdien is er door producenten, handelaren, opslagbeheerders, LNG-terminaloperators en transmissiesysteembeheerders geïnvesteerd in het versterken van de aanbodzijde en de infrastructuur. Productiecapaciteit werd uitgebreid, LNG-importcapaciteit werd vergroot en transportnetwerken werken aangepast. Deze ontwikkelingen hebben bijgedragen aan een grotere flexibiliteit en connectiviteit van het Europese gassysteem.

Tegelijkertijd zijn er nog steeds factoren die de werking van de vraag- en aanbodketen kunnen beïnvloeden. In de afgelopen jaren hebben zich meerdere verstoringen voorgedaan met een substantiële impact op de markt. Dit benadrukt het belang van inzicht in de mate van weerbaarheid van het systeem. Het huidige kader voor leveringszekerheid richt zich primair op de beschikbaarheid van infrastructuur en in mindere mate op de beschikbaarheid van fysieke volumes in langdurige uitvalsituaties.

In het Overzicht Leveringszekerheid wordt aandacht besteed aan de rol van gasopslagen en de mogelijke inzet daarvan bij verstoringen van het aanbod van maximaal 30 dagen. Daarnaast is er aandacht voor de werking van de markt in relatie tot beleidsinstrumenten. Zo hebben vulverplichtingen voor gasopslagen bijgedragen aan het verhogen van de vulgraden na 2022, maar kunnen zij in de huidige marktomstandigheden ook invloed hebben op prijsvorming en (het verstoren van) commerciële prikkels voor het vullen van gasopslagen.

Deze ontwikkelingen plaatsen de inrichting van het beleidskader voor leveringszekerheid in een bredere context. Daarbij is het van belang om marktwerking onder normale omstandigheden te stimuleren, maar tegelijkertijd uitzonderlijke situaties op te kunnen vangen. De aankomende herziening van de Europese verordening gasleveringszekerheid biedt een moment om deze aspecten in samenhang te beoordelen.

2.3 Ontwikkeling in vraag en aanbod van gas

In het volgende gedeelte wordt ingegaan op de ontwikkelingen in vraag een aanbod van gas. Deze beschouwing draagt bij aan de uitgangspunten die worden gehanteerd in de analyse.

2.3.1 Vraag

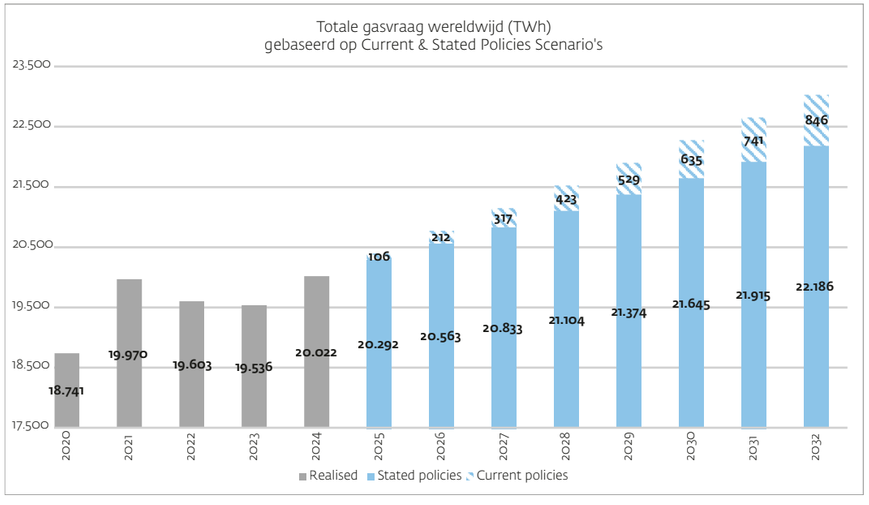
2.3.1.1 *Wereldwijd*

De mondiale gasvraag liet in 2025 een lichte groei zien ten opzichte van 2024, waarbij duidelijke regionale verschillen zichtbaar waren. Na een relatief sterk herstel in 2024 van circa 3% – mede volgend op de coronaperiode en de vraaguitval in Europa in 2022 – nam de groei in 2025 af tot minder dan 1%.

De regionale verschillen werden veroorzaakt door uiteenlopende marktomstandigheden. In Europa was een toename van gasgestookte elektriciteitsproductie[4] te zien in situaties waar minder hernieuwbare-, kolen- of nucleaire capaciteit beschikbaar was. In de Verenigde Staten was de verhoogde vraag met name door temperatuur gedreven[5]. De vraagontwikkeling in Azië bleef achter bij eerdere verwachtingen, mede door relatief hoge LNG-prijzen en de beschikbaarheid van alternatieve energiebronnen. Dit heeft bijgedragen aan – vanuit Europees perspectief – enige verlichting van de concurrentie op de LNG-spotmarkt.

4 *https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2026-ACER-Gas-Key-Developments-winter.pdf*
5 *https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67365*

In veel regio's blijft aardgas een relevante rol spelen. Ondanks ontwikkelingen op het gebied van energiebesparing, elektrificatie en de groei van hernieuwbare energiebronnen wordt een groei van het wereldwijde gasverbruik voorzien (figuur 1).



FIGUUR 1

Verwachte ontwikkeling wereldwijde gasvraag tot 20326. Afhankelijk van het gehanteerde scenario, wordt een toename van de gasvraag voorzien in de orde van grootte van circa 1.300 tot 1.800 TWh.

2.3.1.2 *Europese Unie*

Het aardgasverbruik in de Europese Unie is in het afgelopen gasjaar per saldo licht toegenomen, na de aanzienlijke vraagdalingen tijdens de energiecrisis in de periode 2022–2023 (van circa 4300 TWh naar ongeveer 3500 TWh[7]). In de eerste maanden van 2026 lag het verbruik hoger dan een jaar eerder. Ondanks deze toename blijft het gasverbruik in Noordwest-Europa ongeveer 20% lager dan voor de energiecrisis.

Energiebesparing, relatief hoge gasprijzen en veranderingen in industriële productiepatronen spelen hierbij een rol. Tegelijkertijd blijft aardgas een belangrijke functie vervullen in het elektriciteitssysteem. Door de verdere groei van weersafhankelijke hernieuwbare elektriciteitsproductie zijn gascentrales steeds vaker nodig als flexibele aanvulling wanneer het aanbod uit wind- en zonne-energie beperkt is. Dit heeft in 2025 bijgedragen aan een hoger gasverbruik door gasgestookte elektriciteitscentrales.

Vooruitkijkend laten scenario's over het algemeen een verdere daling van de Europese gasconsumptie richting 2030 zien, waarbij de omvang van deze ontwikkeling varieert afhankelijk van onder andere economische en klimatologische omstandigheden.

6 *IEA World Energy Balances 2025 https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances?__cf_chl_f_tk=Nsh.ojopdLoLJvJhIJihMoHR22cuM4kMfkTIq_Hag_0-1782904262-1.0.1.1-uwQ2dXJQ7T2lW4Rd7WBQ44brCftK.zmabRiv_hgtK7s*
7 *Zie o.a. Eurostat, IEA, ACER*

Het toekomstig EU-gasverbruik blijft omgeven door grote onzekerheden. Belangrijke variabelen zijn:

- Beleidsintensiteit: De mate waarin nationale en Europese maatregelen daadwerkelijk worden gerealiseerd kan de vraagontwikkeling beïnvloeden. Bijvoorbeeld verduurzaming van de gebouwde omgeving en industrie met alternatieven anders dan groen gas.
- Technologische substitutie: De snelheid van elektrificatie en de beschikbaarheid van alternatieven zoals groen gas en waterstof zijn bepalend voor de mate waarin aardgas wordt vervangen.
- Economische ontwikkeling en industrie: Veranderingen in gas intensieve sectoren zoals chemie en staal, waaronder mogelijke verschuivingen in productie of economische groei, kunnen de vraag zowel verlagen als verhogen.
- Weersinvloeden: Koude winters of periodes met minder wind kunnen incidenteel de vraag naar gas opdrijven. Scenario's hanteren vaak gemiddelde klimaatomstandigheden, afwijkingen hierop - extreme kou of juist warmterecords - geven onzekerheid in jaarlijkse consumptie.
- Aanbod en prijsdynamiek: Ontwikkelingen in het mondiale gasaanbod en prijsniveau beïnvloeden de vraag. Een ruimer gasaanbod kan leiden tot lagere prijzen en daarmee tot hogere consumptie in bepaalde sectoren, terwijl aanbodbeperkingen en geopolitieke factoren juist tot hogere prijzen kunnen leiden. Dit werkt door in zowel verbruikspatronen als investeringsbeslissingen.

Samenvattend ligt het EU-gasverbruik momenteel op een lager niveau dan vóór 2021 en lijkt de ontwikkeling richting de komende jaren neerwaarts, zij het met een aanzienlijke bandbreedte. De uiteindelijke ontwikkeling van het verbruik hangt af van de interactie tussen beleidskeuzes, technologische voortgang en marktomstandigheden.

2.3.1.3 *Nederland*

Als basis voor het inschatten van de gasvraag binnen Nederland is gebruik gemaakt van de prognose die door het Planbureau voor de Leefomgeving is vastgelegd in de Klimaat- en Energieverkenning 2025 (KEV2025)[8]. Hierbij is GTS uitgegaan van de prognose in het kalenderjaar 2030[9] die is gebaseerd op bestaand en voorgenomen beleid.

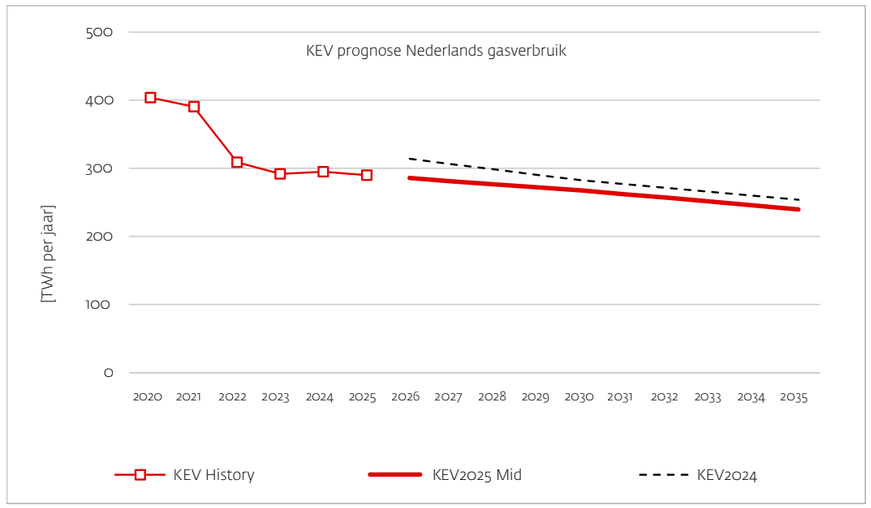
Bij een vergelijking tussen de KEV-cijfers en de GTS-rapportage moet rekening worden gehouden met de volgende verschillen:

- In de KEV wordt gerapporteerd over kalenderjaren, lopend van 1 januari t/m 31 december. GTS hanteert gasjaren die lopen van 1 oktober t/m 30 september.
- De KEV rapporteert volumes en capaciteiten op basis van de calorische onderwaarde (Hi = 31,65 MJ/m³), GTS rapporteert op basis van de calorische bovenwaarde (Hs = 35,17 MJ/m³).

8 *KEV: https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2024 https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2025*

9 *In de KEV2024 waren daarnaast ook waarden voor 2035 opgenomen. Voor de huidige analyse is het relatieve verschil in gasvraag voor 2030 tussen KEV2024 en KEV2025 toegepast op de KEV2024-waarde voor 2035. De tussenliggende jaren zijn lineair geïnterpoleerd.*

Op basis van de KEV2025-prognose ligt de gasvraag in 2027/2028 op circa 278 TWh (figuur 2). Ten opzichte van het Overzicht Leveringszekerheid 2025, waar uitgegaan werd van de KEV2024-prognose, ligt de binnenlandse gasvraag in het huidige basisscenario 21 TWh lager voor gasjaar 2027/2028.



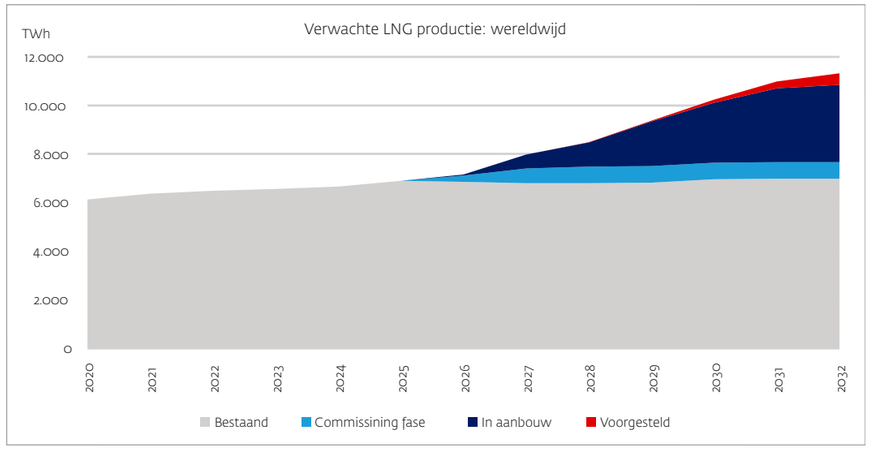
Figuur 2

Historie van en prognose voor de binnenlandse gasvraag in Nederland, conform de KEV2025. Het vlak op de achtergrond toont de range van de gasvraag die volgt uit scenario's voor de investeringsplannen.

2.3.2 Aanbod

2.3.2.1 *Wereldwijd*

De mondiale gasproductie is in de afgelopen periode geleidelijk toegenomen. Sinds 2022 zijn wereldwijd diverse nieuwe LNG-projecten ontwikkeld, met name in de Verenigde Staten en Qatar. Voor de periode 2027–2032 wordt verwacht dat de mondiale LNG-productiecapaciteit met ongeveer 3.000 TWh per jaar toeneemt. Deze uitbreiding vergroot de beschikbaarheid van LNG op de wereldmarkt en draagt bij aan een verdere verruiming van het mondiale gasaanbod.



Figuur 3

Ontwikkeling van wereldwijde LNG-productiecapaciteit[10].

Aangezien LNG een mondiaal verhandeld product is, worden beschikbaarheid en prijs in belangrijke mate bepaald door internationale marktomstandigheden. De vraagontwikkeling in grote afzetmarkten, met name Europa en Azië, speelt hierbij een centrale rol.

Geopolitieke onzekerheid

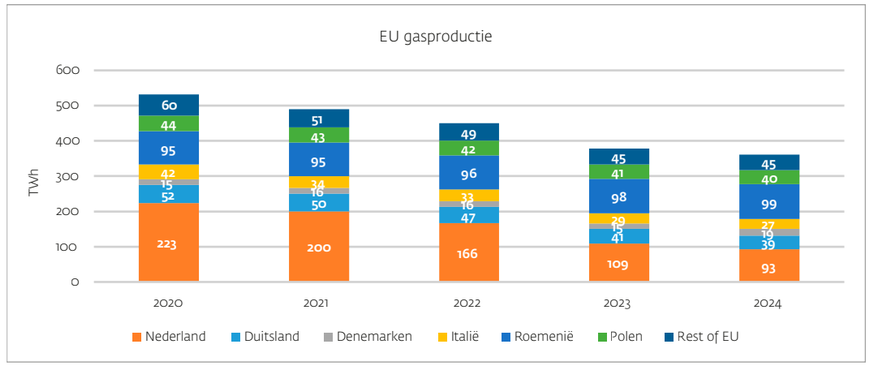
De onzekerheden en spanningen op het geopolitieke speelveld zijn de afgelopen jaren toegenomen. Hierbij valt bijvoorbeeld te denken aan de conflicten in Oekraïne en in het Midden-Oosten. Hiermee ontstaat een risico op verlaagde beschikbaarheid van gasaanbod van aardgas door bijvoorbeeld:

- het niet beschikbaar zijn van vaarroutes voor LNG,
- in welke mate door de EU gesanctioneerde Russische LNG elders zal worden afgenomen
- handelstarieven en het inzetten van energielevering als politiek drukmiddel,
- een toegenomen dreiging op het verstoren van de energie-infrastructuur, zoals bijvoorbeeld offshore pijpleidingen, met een langdurige onderbreking van gaslevering tot gevolg.

2.3.2.2 *Europese Unie*

Voor de EU is de herkomst van het aanbod van aardgas de afgelopen jaren significant gewijzigd. De gasproductie binnen de Europese Unie neemt geleidelijk af, waaronder de productie uit kleine velden in Nederland (figuur 4). GTS voorziet niet dat de gasproductie binnen de Europese Unie toe zal nemen.

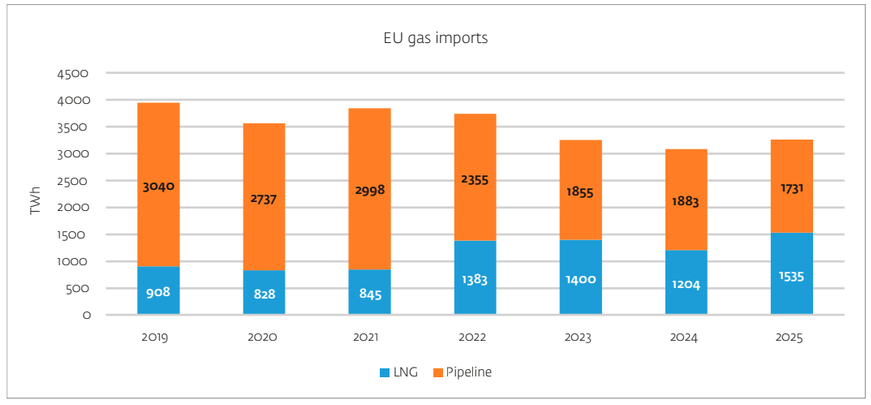
10 *Platts*



Figuur 4

Verloop van gasproductie in de EU[11].

De sterke afname van pijpleidingleveringen uit Rusland hebben geleid tot een verschuiving in de samenstelling van het aanbod. Desondanks bedroeg het aandeel van Russisch gas in de Europese import in 2025 nog circa 14% (ongeveer 460 TWh bij een totale import van circa 3250 TWh; figuur 6). Op basis van vastgesteld EU-beleid wordt verwacht dat dit aandeel in de periode tot en met 2027 verder afneemt tot nul[12]. De Noorse productie neemt naar verwachting geleidelijk af[13]. Bij een gelijkblijvend of minder snel afnemend vraagniveau impliceert dit een verdere behoefte aan alternatieve importstromen, voornamelijk via LNG[14].



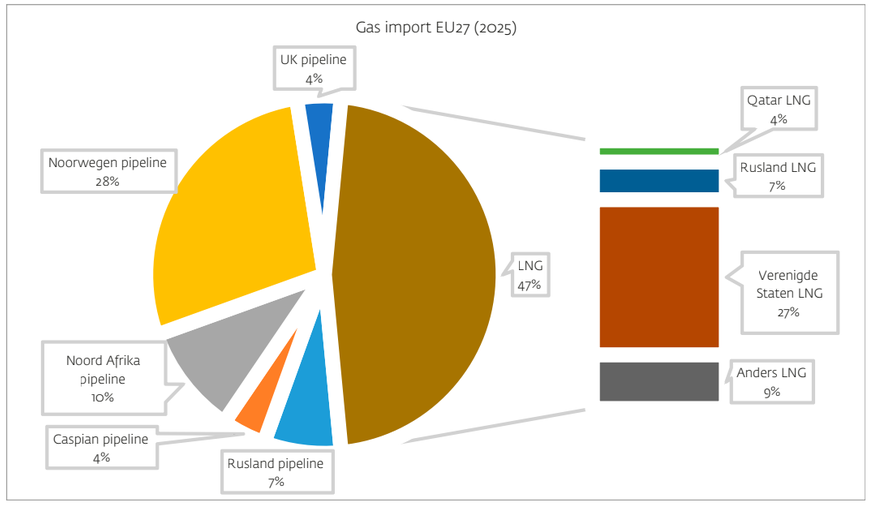
Figuur 5

Gasimport van de Europese Unie[15].

11 *Bron: Eurostat; 2025 data nog niet beschikbaar.*
12 *https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2026/01/26/russian-gas-imports-council-gives-final-greenlight-to-a-stepwise-ban/*
13 *https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/*
14 *https://www.acer.europa.eu/key-developments-european-gas-wholesale-markets-winter-2025-2026*
15 *ACER https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-LNG-Monitoring-Report-2026.pdf - omrekenfactor 1 bcm = 10,5 TWh*

Alles bij elkaar is Noordwest-Europa, inclusief Nederland, in hoge mate afhankelijk geworden van gasimport. Een aanzienlijk deel van het weggevallen aanbod is gecompenseerd door aanvullende leveringen via Noorse pijpleidingen en een toename van de import van LNG. De import bestaat ongeveer iets meer voor de helft uit pijpleidinggas en de rest uit LNG.

De LNG die de Europese Unie importeert is voor een groot deel afkomstig uit de Verenigde Staten (figuur 5), hiermee is een nieuwe afhankelijkheid ontstaan. Met het aankomende verbod op de aankoop en doorverkoop van Russisch gas neemt de Europese afhankelijkheid van LNG naar verwachting verder toe.



Figuur 6

Verdeling van gasimport op EU-niveau[16].

2.3.2.3 *Nederland*

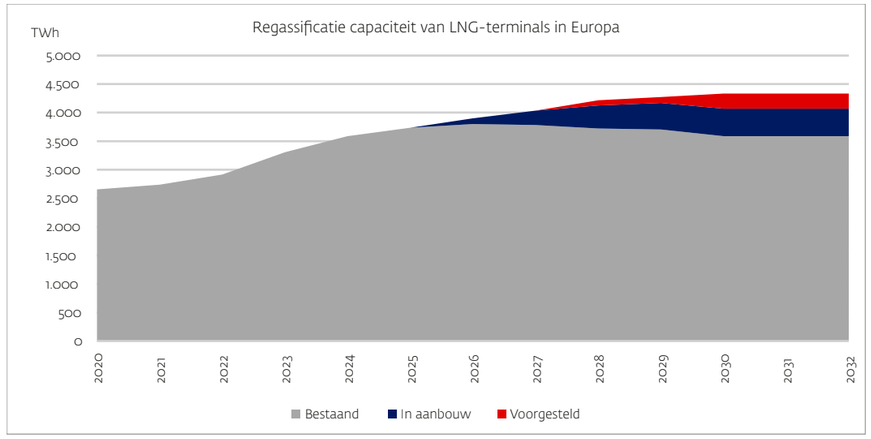
De Nederlandse gasproductie is sinds april 2024, met de beëindiging van de productie uit het Groningenveld, afkomstig van kleine velden op land en zee. Deze productie bedroeg in 2025 circa 100 TWh. Dit ligt iets hoger dan eerder geraamd in de Klimaat- en Energieverkenning, maar de productie vertoont op langere termijn een dalende trend. Hiermee is ook Nederland in toenemende mate afhankelijk van gasimport.

16 *ACER https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-LNG-Monitoring-Report-2026.pdf*

2.4 Infrastructuur

2.4.1 EU LNG importterminals

De Europese importinfrastructuur voor aardgas is de afgelopen jaren uitgebreid als reactie op veranderende marktomstandigheden en de toegenomen importafhankelijkheid. Met name de LNG-importinfrastructuur is in relatief korte tijd aanzienlijk versterkt. In Nederland zijn momenteel twee LNG-importterminals operationeel: Gate in Rotterdam en de EemsEnergyTerminal in de Eemshaven. In andere Europese landen zijn (ook) nieuwe LNG-importterminals gerealiseerd of gepland, waarmee de totale importcapaciteit binnen Europa toeneemt naar meer dan 4.000 TWh per jaar in 2028 (figuur 7).



Figuur 7

Ontwikkeling LNG-importinfrastructuur in de EU[17].

Deze uitbreidingen hebben geleid tot een grotere beschikbaarheid van importcapaciteit en een toename van de flexibiliteit binnen het Noordwest-Europese gassysteem. De beperkingen in invoercapaciteit, die tijdens de gascrisis van 2022 zichtbaar werden, zijn daarmee verminderd. Tegelijkertijd is de effectieve benutting van deze infrastructuur afhankelijk van mondiale marktomstandigheden en de beschikbaarheid van LNG-aanbod.

2.4.2 Interconnectie met buurlanden

Het Nederlandse gastransportnetwerk is via meerdere grensoverschrijdende verbindingen gekoppeld aan omliggende gassystemen. Deze verbindingen faciliteren zowel de invoer als de uitvoer van aardgas. Belangrijke verbindingen zijn onder meer de BBL-interconnector met het Verenigd Koninkrijk en meerdere interconnectiepunten met zowel Duitsland als België.

17 *Platts*

De hoge mate van interconnectiviteit draagt bij aan flexibiliteit in het gassysteem. Sinds 2022 is een duidelijke verschuiving zichtbaar in de dominante stroomrichtingen binnen Noordwest-Europa. Waar gasstromen traditioneel vooral van oost naar west liepen, lopen ze nu met name van west naar oost.

Binnen het Noordwest-Europese gassysteem vervult Nederland daarmee een rol als doorvoerland en opslaglocatie, mede ondersteund door de aanwezige infrastructuur, de verbindingen met omliggende markten en de liquiditeit van TTF. Die rol is belangrijk in relatie tot internationale seizoensflexibiliteit, wat verder wordt toegelicht in paragraaf 2.5.

2.4.3 Gasopslagen

De rol van ondergrondse gasopslag voor leveringszekerheid, is groter geworden sinds de beëindiging van de productie uit het Groningenveld. Het Groningenveld had voorheen een belangrijke functie in het opvangen van piekvraag en seizoensvariaties, tegenwoordig wordt die functie vervuld door de gasopslagen. Nederland beschikt over vier grote seizoensopslagen met een gezamenlijk werkvolume van circa 138 TWh: Bergermeer (hoogcalorisch), en Norg, Grijpskerk en Alkmaar (laagcalorisch). Van de omliggende landen hebben België en het Verenigd Koninkrijk geen noemenswaardige seizoensopslagen, daarentegen heeft Duitsland met een werkvolume van 247 TWh significante gasopslagcapaciteit.

Seizoensopslagen vervullen een functie in het overbruggen van verschillen tussen vraag en aanbod, met name tussen zomer en winter. Daarnaast kunnen zij bijdragen aan het opvangen van tijdelijke vraagpieken. De mate van vulling aan het begin van de winterperiode is van invloed op de leveringszekerheid.

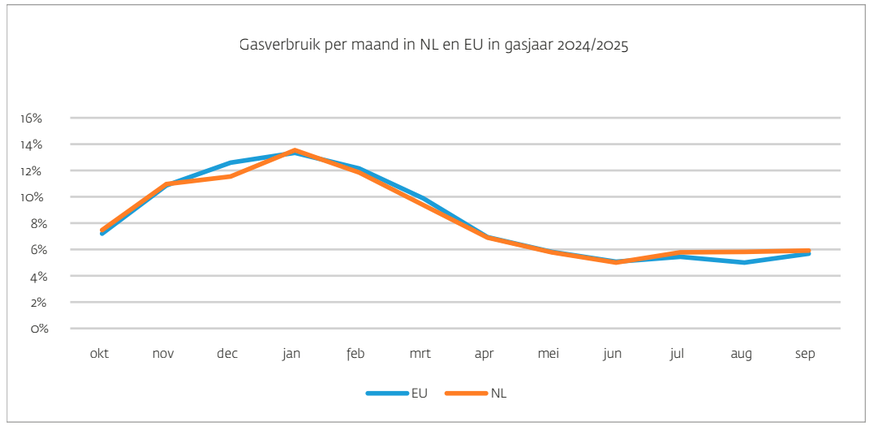
Naast seizoensopslagen beschikt Nederland over gasopslagen in zoutcavernes. Deze gasopslagen hebben weliswaar een beperkt werkvolume, maar leveren door hun flexibiliteit en snelheid een belangrijke bijdrage aan het systeem door fluctuaties binnen-de-dag op te vangen. Hoewel ook deze opslagen een seizoenspatroon kunnen vertonen, is de bijdrage aan seizoensflexibiliteit beperkt door het relatief kleine werkvolume.

2.5 Seizoensflexibiliteit

2.5.1 Seizoensflexibiliteit: gasvraag is leidend

De gasvraag in Nederland en de EU kent een duidelijk seizoenspatroon. In de wintermaanden (oktober tot en met maart) is de vraag aanzienlijk hoger dan in de zomermaanden (april tot en met september)[18]. Op basis van historische gegevens kan worden gesteld dat het totale gasverbruik door eindverbruikers in de winterperiode, met 2/3 van het jaartotaal, ongeveer tweemaal zo hoog is als in de zomerperiode met 1/3 van het jaartotaal.

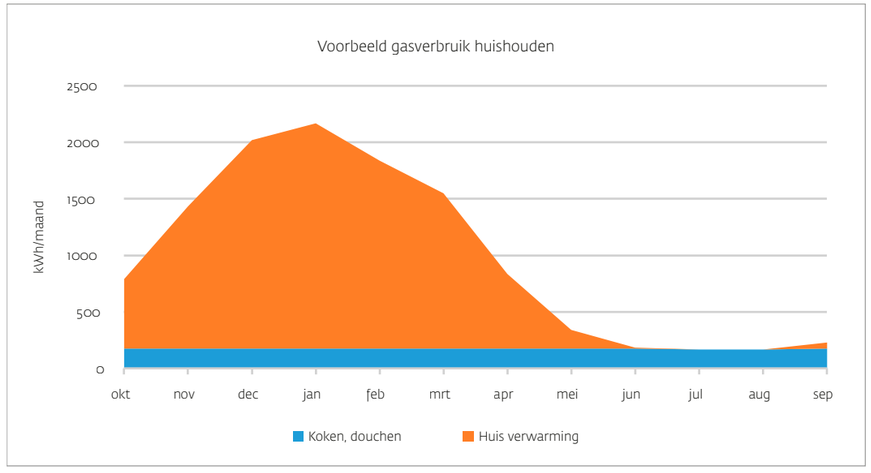
18 *https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_gasm/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quantm.nrg_cb_m*



Figuur 8

Seizoensprofiel van Nederlands en Europees gasverbruik[19].

De aardgasvraag is in belangrijke mate afhankelijk van de buitentemperatuur. Dit wordt vooral veroorzaakt door het gebruik van aardgas voor de verwarming van gebouwen. De temperatuurgevoeligheid is het grootst bij huishoudens, terwijl de industriële gasvraag beperkt of niet reageert op temperatuurveranderingen.



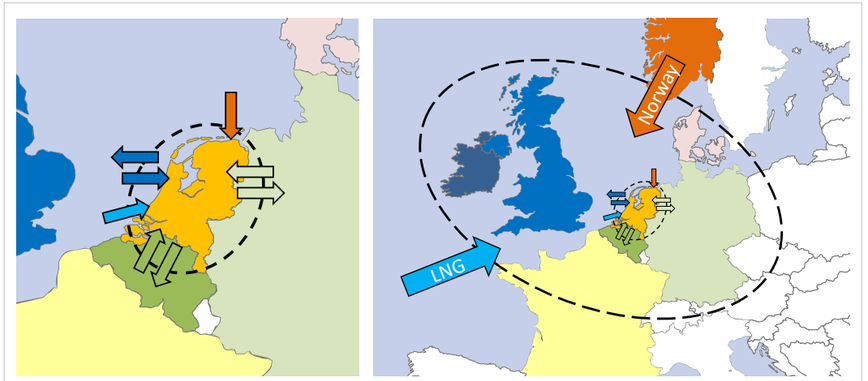
Figuur 9

Seizoensprofiel in gasverbruik huishoudens.

19 *Eurostat*

Binnen het gastransportsysteem is enige flexibiliteit beschikbaar binnen de buffer van het transportsysteem, maar voor het beoordelen van seizoensvariaties veronderstelt GTS dat vraag en aanbod in balans moeten zijn. Gezien het seizoenspatroon in de gasvraag, moet het aanbod in staat zijn om de hogere vraag in de winter en de lagere vraag in de zomer op te vangen. De benodigde flexibiliteit in het aanbod wordt aangeduid als seizoensflexibiliteit. Dit begrip omvat zowel de beschikbaarheid van voldoende volume als van voldoende transport- en leveringscapaciteit.

GTS beoordeelt seizoensflexibiliteit uit de verschillende aanbodbronnen in een internationaal perspectief. Een beoordeling uitsluitend op nationaal niveau kan leiden tot een overschatting van de beschikbare seizoensflexibiliteit, doordat meerdere landen dezelfde flexibiliteit uit aanvoerroutes kunnen veronderstellen. Om dergelijke dubbeltellingen te voorkomen beoordeelt GTS seizoensflexibiliteit uit aanvoerroutes in een internationale context.



Figuur 10

Patronen voor seizoensflexibiliteit op Nederlandse grenspunten kunnen van jaar op jaar verschillen. Op Noordwest-Europees niveau is het aanbod van seizoensflexibiliteit stabiel.

In de volgende paragraaf wordt ingegaan op de beschikbare middelen om de benodigde seizoensflexibiliteit in te vullen.

2.5.2 Seizoensflexibiliteit in vraag en aanbod van gas

De vraag naar seizoensflexibiliteit kan door verschillende middelen worden ingevuld. Deze middelen verschillen zowel in de mate van flexibiliteit die zij kunnen bieden als in de beschikbare capaciteit en het beschikbare volume.

- Seizoensgasopslagen, die in de winter produceren en in de zomer worden gevuld;
- Vraagreductie in een periode met hoge gasvraag;
- Seizoensvariatie in het aanbod van gas, zoals
  - lokale gasproductie,
  - pijpleidingimport,
  - import van LNG.

Deze middelen worden hierna besproken.

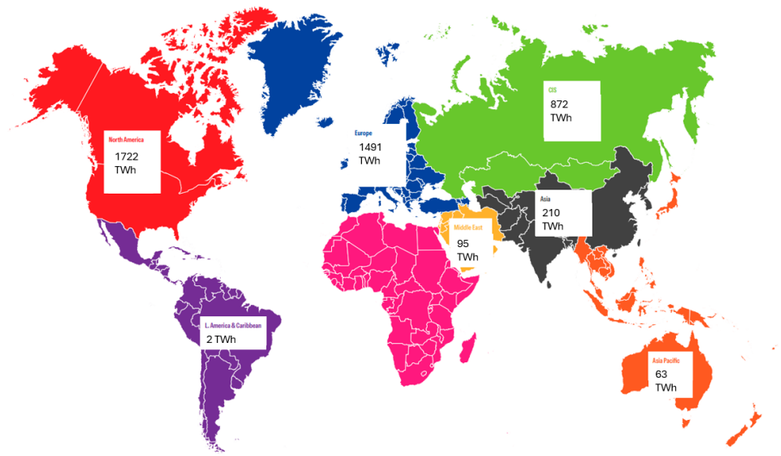
2.5.2.1 *Seizoensflexibiliteit via seizoensgasopslagen*

Seizoensflexibiliteit wordt met name geleverd door seizoensgasopslagen. Dat zijn oude gasproductievelden die ingericht zijn als opslagfaciliteit. Seizoensgasopslagen worden in de zomer gevuld om in de winter een bijdrage te leveren aan de relatief hoge wintervraag. Om in een koud gasjaar aan de hogere wintervraag te kunnen voldoen, moeten seizoensgasopslagen bij aanvang van de winter tot een benodigd volume gevuld te zijn. Daarnaast leveren gasopslagen in zoutcavernes een aanvullende, maar relatief beperkte, bijdrage aan seizoensflexibiliteit.

GTS houdt bij het vaststellen van de benodigde vulgraad geen rekening met de inzet van gasopslagen voor commerciële optimalisatie, zoals portfolio-optimalisatie of prijsgedreven productiegedrag. In de praktijk kan dit ertoe leiden dat de onttrekking uit gasopslagen afwijkt van het patroon dat op basis van temperatuurontwikkeling verwacht zou worden. Een voorbeeld hiervan is de winter van 2025/2026, waarin gasopslagen Norg en Grijpskerk leeg zijn opgeleverd als gevolg van contractuele verplichtingen, wat heeft geleid tot hogere onttrekkingen dan op basis van de weersomstandigheden verwacht mag worden[20].

Rol van locatie seizoensopslagen

De mogelijkheid voor seizoensgasopslagen verschillen per land, waardoor niet elk land in gelijke mate beschikt over gasopslagen. Zoals eerder genoemd ontbreken seizoensgasopslagen van enige betekenis in België en het Verenigd Koninkrijk.
Landen met voldoende seizoensgasopslag zijn in staat om in de zomer meer gas te ontvangen dan op dat moment wordt verbruikt en op te slaan voor gebruik in de winter. Doordat er in de Europese Unie een geïntegreerd gassysteem is, kan seizoensflexibiliteit uit gasopslagen ook beschikbaar komen in landen zonder gasopslag.
Wereldwijd is de seizoensopslagcapaciteit grotendeels geconcentreerd in de Verenigde Staten, Rusland en Europa[21] (figuur 11). Waar de Verenigde Staten en Rusland exporteurs van LNG zijn, is Europa de enige LNG-importerende regio met omvangrijke seizoensopslagcapaciteit.



Figuur 11

Wereldwijde verdeling van gasopslagcapaciteit (IGU).

20 Brief aan Tweede Kamer: https://open.overheid.nl/documenten/83933e4c-f488-4c2c-b733-01ff3aeb1b39/file
21 https://www.igu.org/igu-reports/underground-gas-storage - 1 bcm = 10,5 TWh

2.5.2.2 *Seizoensflexibiliteit door vraagreductie*

Bij het opstellen van het Overzicht Leveringszekerheid is GTS uitgegaan van een gasvraag binnen Nederland die is bepaald door temperatuur en een algemene trend in het jaarvolume, conform de KEV2025.

Dit betekent dat is uitgegaan van een gasvraag zonder potentiële vraagreductie als gevolg van (tijdelijke) krapte in het aanbod en/of relatief hoge energieprijzen.

2.5.2.3 *Seizoensflexibiliteit via lokale gasproductie*

Gasproductie vindt over het algemeen plaats tegen een zo hoog mogelijke bedrijfstijd. Dat betekent dat gasproductie op elk moment van het jaar wordt gemaximaliseerd. Alleen noodzakelijk onderhoud – dat doorgaans in de zomer plaatsvindt - geeft een onderbreking van de productie.

Productie uit deze velden levert wel wintervolume, maar geeft geen flexibiliteit om aan te sluiten bij de hogere wintervraag omdat het hele jaar op maximaal niveau wordt geproduceerd.

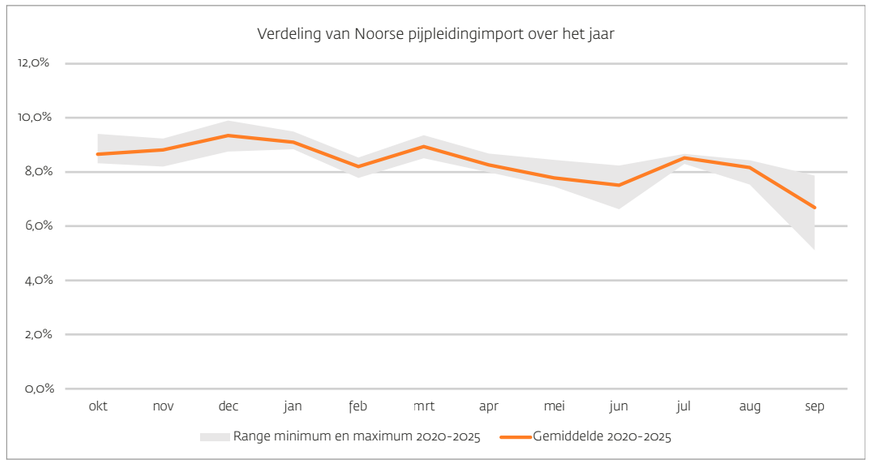
2.5.2.4 *Seizoensflexibiliteit via import uit pijpleidingen*

Aanbod vanuit Rusland

Er is geen directe levering van pijpleidinggas vanuit Rusland aan Noordwest-Europa. Daarnaast is vanaf najaar 2027 een volledig verbod op invoer van Russisch gas in de EU van kracht. GTS verwacht dat levering vanuit Rusland binnen de zichttermijn van deze rapportage niet wordt hervat.

Aanbod vanuit Noorwegen

De variatie in het Noorse gasaanbod voor de Europese markt is net als bij gasproductie in de EU relatief beperkt. Hierdoor is de directe bijdrage van Noorse productie aan seizoensflexibiliteit in de Europese gasmarkt op totaal niveau relatief gering.



Figuur 12

Profiel van Noorse gasproductie[22].

22 *Eurostat*

2.5.2.5 *Seizoensflexibiliteit via het aanbod van LNG*

Zoals beschreven in 2.3.2 wordt de komende jaren een toename verwacht in het mondiale LNG-productiecapaciteit.

De hoge investeringskosten die zijn gemoeid met de bouw van installaties voor de productie van LNG, maken dat het productieprofiel van LNG vrijwel vlak is. Gepland onderhoud in de zomer en een marginaal hogere productiecapaciteit in de winter, resulteren in de praktijk in een beperkte productieflexibiliteit van circa 5% van het jaarvolume. Met de huidige wereldwijde productiecapaciteit van circa 7.000 TWh per jaar, bedraagt het additioneel wintervolume aan productiezijde ten behoeve van de wereldwijde LNG-markt hierdoor momenteel circa 350 TWh. Met de aanstaande uitbreiding van de LNG-productiecapaciteit neemt het additionele wintervolume verder toe, maar blijft de seizoensflexibiliteit uit LNG-productie beperkt.

Seizoensflexibiliteit LNG door verlegging van bestemming

Wereldwijd is de ontvangstcapaciteit voor LNG ongeveer drie keer groter dan de productiecapaciteit. Hoewel de flexibiliteit in de productie van LNG beperkt is, kan LNG wel bijdragen aan seizoensflexibiliteit doordat beschikbare volumes tussen afzetmarkten kunnen worden verplaatst.

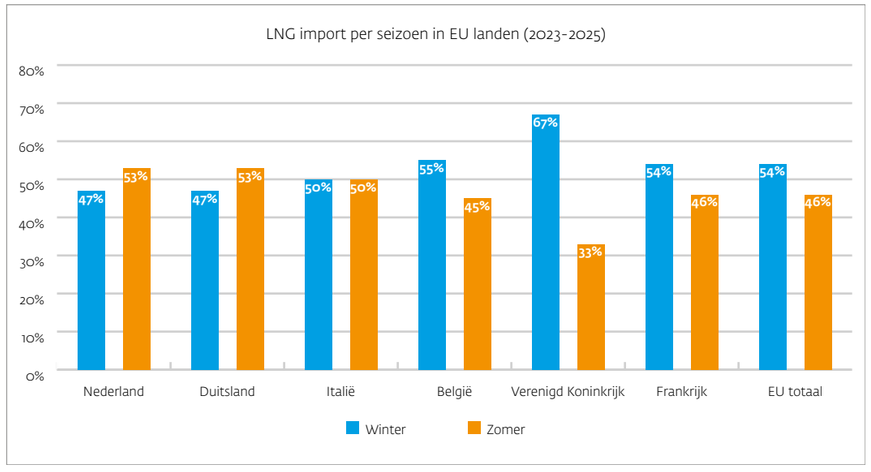
De mogelijkheden voor arbitrage tussen seizoenen is echter beperkt, omdat de gasvraag en de import van LNG zich concentreren op het noordelijk halfrond met een gelijktijdig winterseizoen. Andere arbitragemogelijkheden, bijvoorbeeld met landen met een hoge elektriciteitsvraag die wordt veroorzaakt door airconditioning, kunnen seizoensflexibiliteit toevoegen aan de LNG-levering aan Europa. Als voorbeeld: in het algemeen leidt de vraag naar airconditioning elk jaar in Q3 tot een hogere gasvraag binnen de Aziatische gasmarkt. Prijsverschillen maken dat LNG-aanbod dan van Europa wordt verlegd naar de Aziatische gasmarkt, waarmee het aanbod van LNG de seizoensvariatie in de Europese gasvraag beter volgt.

Een andere factor die kan leiden tot een verschuiving van LNG-stromen is vraagreductie in LNG-importerende landen. Deze vraagreductie ontstaat enerzijds doordat landen kunnen overschakelen op andere brandstoffen (fuel switching), zoals in China, Japan en Zuid-Korea. Anderzijds wordt gasvraag gereduceerd doordat industriële productie wordt teruggeschroefd of stilgelegd wanneer LNG-prijzen te hoog worden om economisch te opereren, zoals in India, Pakistan en Bangladesh.

Seizoensflexibiliteit in het LNG-aanbod voor Europa

Op mondiaal niveau wordt LNG verdeeld tussen regio's, zoals Europa en Azië, op basis van marktomstandigheden. Vervolgens vindt binnen Europa een verdere verdeling plaats over individuele landen.

In de afgelopen jaren heeft Europa in de winterperiode gemiddeld meer LNG ontvangen dan in de zomer, al bestaan er aanzienlijke verschillen tussen afzonderlijke landen. Zo ontvangt het Verenigd Koninkrijk doorgaans hogere LNG-volumes in de winter, terwijl Nederland en Duitsland gemiddeld (2023-2025) hogere volumes in de zomer ontvangen zoals weergegeven in figuur 13.



Figuur 13

Profiel van LNG-import in EU-landen[23]

Dit verschil hangt samen met de verdeling van LNG-stromen binnen het Noordwest-Europese gassysteem, waarbij landen met een grotere behoefte aan flexibiliteit en beperkte gasopslagvolumes relatief meer seizoensgebonden import ontvangen. Nederland en Duitsland vervullen hierbij een cruciale rol doordat het systeem een vlakker of omgekeerd seizoenspatroon kan accommoderen door de aanwezigheid van significante seizoensopslag.

De allocatie van LNG-stromen over verschillende landen draagt er daarmee aan bij dat beschikbare flexibiliteit op systeemniveau wordt ingezet in markten waar de vraag naar seizoensflexibiliteit het grootst is.

2.6 Kwaliteitsneutrale gasmarkt

De Nederlandse gasmarkt is kwaliteitsneutraal. Dat betekent dat de gashandel in een eenduidige energie-eenheid (kWh) plaatsvindt zonder daarbij rekening te hoeven houden met de kwaliteit van het fysieke gas. Ook het contracteren van entry- en exit-capaciteit vindt in diezelfde kwaliteitsneutrale eenheid plaats.

2.6.1 De wettelijke taak van GTS[24]

GTS zet, ten behoeve van marktpartijen:

- gas met een hogere energie-inhoud administratief of fysiek om naar een lagere energie-inhoud (*quality conversion*, QC);
- gas met een lagere energie-inhoud administratief om naar een hogere energie-inhoud, voor zover er gas met een hogere energie-inhoud voor omzetting beschikbaar is (*reversed quality conversion*, rQC);

23 Entsog tranparency platform
24 Energiewet, artikel 3.65

tenzij dit redelijkerwijs niet van GTS kan worden gevergd. Dat houdt in dat gas geweerd wordt indien de gewenste kwaliteitsconversie niet met de bestaande middelen gefaciliteerd kan worden. Voor *reversed quality conversion* zijn de fysieke mogelijkheden zeer beperkt.

De QC-taak voert GTS uit met behulp van mengstations en stikstofinstallaties. Aangezien er sinds de sluiting van het Groningenveld in 2024 geen natuurlijke G-gas bronnen meer zijn, wordt al het G-gas dat nodig is gemaakt door H-gas te mengen met stikstof zodat er pseudo G-gas ontstaat. Dat pseudo G-gas wordt zodanig gemaakt dat het van vergelijkbare kwaliteit is als het gas uit het Groningenveld en daarmee voldoet aan de afleverspecificaties zoals staan opgenomen in relevante wet- en regelgeving[25].

Fysieke kwaliteitsconversie door GTS is een cruciaal onderdeel in het borgen van de leveringszekerheid.

2.6.2 Ontwikkeling van de gaskwaliteit

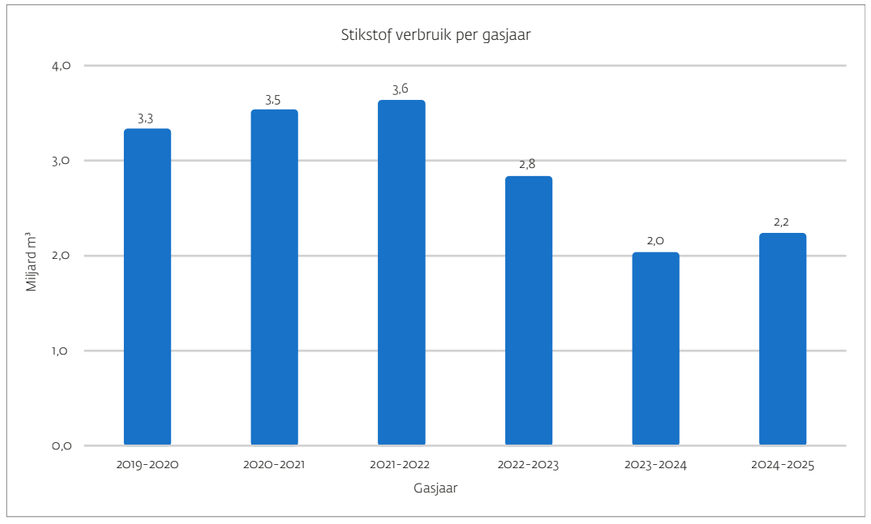
Aardgas is een geologisch product met een wisselende samenstelling. Voor verschillende gasstromen leidt dit tot een bandbreedte van mogelijke gaskwaliteiten en calorische waarden. De Wobbe-index is een maat voor de gaskwaliteit om een veilige toepassing (verbranding) mogelijk te maken.

In de afgelopen jaren is de samenstelling van het beschikbare gas veranderd. Door de afname van productie uit binnenlandse velden – zowel laag- als hoogcalorisch gas, vaak aan de onderkant van de toegestane Wobbe-band – en de toename van aanvoer van LNG (hoogcalorisch), is de gemiddelde Wobbe-index van het gasaanbod gestegen.

Een hogere Wobbe-index van hoogcalorisch gas leidt tot een grotere inzet van stikstofinstallaties voor de productie van pseudo-G-gas. Tegelijkertijd voeren verschillende landen die voorheen gas uit het Groningenveld afnamen een omschakelprogramma van laagcalorisch naar hoogcalorisch gas uit. België is volledig overgestapt op hoogcalorisch gas. In Duitsland en Frankrijk lopen ombouwprogramma's waarbij wordt voorzien dat de ombouw in gasjaar 2029/2030 is afgerond. Ook een aantal grote industriële afnemers in Nederland zijn omgeschakeld naar H-gas.

Deze ontwikkelingen leiden per saldo tot een afname van de vraag naar laagcalorisch gas, met name in het buitenland. In Nederland blijft de laagcalorische markt bestaan, maar de vraag neemt naar verwachting op termijn af, onder meer als gevolg van verduurzaming. De combinatie van deze trends draagt bij aan een afnemende (markt)behoefte aan stikstofinzet door GTS[26].

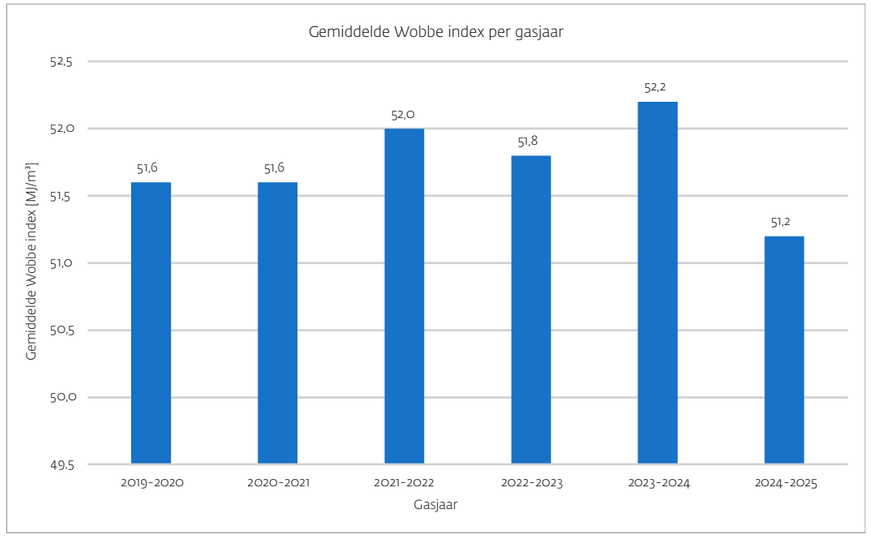
25 Energieregeling, Artikel 3.16. invoed- en afleverspecificaties gas: https://wetten.overheid.nl/BWBR0051774/2026-05-01
26 https://www.gasunietransportservices.nl/netwerk-operations/transportinformatie/stikstofoverzicht



Figuur 14

Historie van stikstofvolumes in miljard m³ ten behoeve van de productie van pseudo L-gas.

Door de afname van productie uit binnenlandse velden en de toename van aanvoer van LNG (hoogcalorisch), steeg de gemiddelde Wobbe-index de afgelopen jaren. Deze trend werd in gasjaar 2024/2025 doorbroken doordat er meer G-gas uit opslagen werd geproduceerd dan geïnjecteerd. Een dergelijke netto-productie uit gasopslagen is niet structureel mogelijk, waardoor de gemiddelde Wobbe-index naar verwachting weer zal stijgen.



Figuur 15

Ontwikkeling van de Wobbe index van het gas gebruikt voor kwaliteitsconversie door de jaren heen.

3 Uitgangspunten bij Overzicht Leveringszekerheid

In dit hoofdstuk wordt uitgelegd binnen welke kaders GTS de leveringszekerheid toetst en welke uitgangspunten voor deze analyse gebruikt worden.

3.1 Uitgangspunten die volgen uit het wettelijk kader

In Nederland is leveringszekerheid omschreven als een situatie waarin "eindafnemers van gas op het juiste moment en in de juiste kwaliteit (laag- of hoogcalorisch) en met de benodigde hoeveelheid worden beleverd, ook wanneer de vraag hoog is"[27]. Onder deze definitie mogen alle eindafnemers in Nederland ervan uitgaan dat leveringszekerheid is geborgd, ook wanneer het extreem koud is. Het beperken van gasstromen naar het buitenland is onder reguliere omstandigheden op basis van Europese regelgeving niet geoorloofd. Bij het bepalen of er voldoende gas is om aan de behoefte van eindafnemers te voldoen, worden daarom ook de verwachte gasstromen van en naar het buitenland meegenomen.

De wettelijke bepalingen met betrekking tot de leveringszekerheid van aardgas vinden hun grondslag in de Europese verordening 2017/1938 (hierna: SoS-Verordening)[28].
In de SoS-Verordening zijn bepalingen opgenomen die erop gericht zijn de gasleveringszekerheid veilig te stellen door de goede en continue werking van de interne markt voor gas te waarborgen en door toe te staan dat buitengewone maatregelen, dat wil zeggen niet-marktgebaseerde maatregelen, kunnen worden genomen wanneer de markt niet meer in staat is de gevraagde hoeveelheid gas te leveren. Ook worden verantwoordelijkheden omschreven en toegewezen met betrekking tot zowel preventieve actie, als reacties op concrete verstoringen van de gaslevering.

In de hiernavolgende paragrafen worden de voor dit overzicht relevante wettelijke vereisten kort toegelicht.

3.1.1 Overzicht Leveringszekerheid, een wettelijke taak voor GTS

Artikel 3.66, eerste lid van de Energiewet[29] schrijft voor dat GTS "jaarlijks voor een bij ministeriële regeling te bepalen datum, na raadpleging van de representatieve organisaties van aangeslotenen, Onze Minister een overzicht aan te bieden van de leveringszekerheid van gas met daarin:

- De hoeveelheden hoog- en laagcalorisch gas die in een gasjaar nodig zijn om te voorzien in de gasvraag van eindafnemers;
- De capaciteit die in een gasjaar nodig is om eindafnemers van zowel hoog- als laagcalorisch gas te voorzien en de middelen en methoden daarvoor beschikbaar zijn;
- De hoeveelheden hoog- en laagcalorisch gas die gedurende het gasjaar moeten worden opgeslagen om de in onderdeel a bedoelde hoeveelheid gas op betrouwbare wijze te kunnen leveren en de in onderdeel b bedoelde capaciteit op betrouwbare wijze beschikbaar te hebben; en
- De vraagontwikkeling voor de komende vijf jaar naar hoog- en laagcalorisch gas."

27 Memorie van toelichting, paragraaf 2.1: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-34957-3.html
28 VERORDENING (EU) 2017/1938 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1938-20250101
29 https://wetten.overheid.nl/BWBR0050714/2026-02-14

Energiewet artikel 3.66 tweede, derde en vierde lid en de artikelen 3.22 (datum Overzicht Leveringszekerheid van gas, zijnde 15 september) en 3.23 (inhoud Overzicht Leveringszekerheid van gas) van de Energieregeling[30] geven nadere invulling aan de bepalingen uit de Energiewet. Dit overzicht is opgesteld op basis van deze wettelijke regels.

3.1.2 Europese infrastructuurnorm (capaciteit)

Het bewaken van de infrastructuurnorm, conform artikel 5 uit de SoS-verordening, vormt een wettelijke taak voor de lidstaat. Artikel 5.1 uit de SoS-verordening schrijft voor dat *"lidstaten waarborgen dat noodzakelijke maatregelen worden genomen opdat, in het geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur, de technische capaciteit van de resterende infrastructuur, bepaald volgens de (N-1) formule, in staat is om te voldoen aan 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. Hierbij wordt rekening gehouden met de gasverbruik ontwikkelingen, de langetermijneffecten van de energie-efficiëntiemaatregelen en de benuttingsgraad van de bestaande infrastructuur"*.

Omdat de gasvraag een lineair verband heeft met de effectieve etmaaltemperatuur wordt de bedoelde uitzonderlijk hoge gasvraag afgeleid uit de effectieve etmaaltemperatuur. Een dag met een uitzonderlijk hoge gasvraag, die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar voorkomt, is daarom vertaald naar een gasdag met een effectieve etmaaltemperatuur die met dezelfde waarschijnlijkheid voorkomt. Dit wordt de koudste gasdag genoemd.
Voor het vaststellen van de effectieve etmaaltemperatuur op de koudste gasdag, baseert GTS zich op een analyse[31] die in 2023 is uitgevoerd door het KNMI. Uitgaande van een statistische waarschijnlijkheid van eens per twintig jaar komt het KNMI in deze analyse tot een effectieve etmaaltemperatuur van -14 °C.

Om invulling te geven aan de EU-infrastructuurnorm[32] stelt GTS voor de koudste gasdag een vraag/aanbod-balans op van uurcapaciteiten. Daarbij wordt de aanbodcapaciteit van het grootste aanbodmiddel niet meegenomen (N-1), dit is gasopslag Norg. Hierbij wordt rekening gehouden met de verwachte benuttingsgraad van de infrastructuur, zodat wordt uitgegaan van een reële verwachting van vraag en aanbod.

Bij een positieve capaciteitsbalans (meer aanbod dan vraag) is voldaan aan de EU-infrastructuurnorm. In dat geval zijn aanvullende maatregelen niet nodig.
Bij een negatieve capaciteitsbalans moet de lidstaat maatregelen nemen om het capaciteitstekort op te heffen. Dergelijke maatregelen moeten de kans verkleinen dat het zogenaamde noodplan[33] in werking moet worden gesteld en dat niet-beschermde afnemers (deels) moeten worden afgeschakeld.

30 *https://wetten.overheid.nl/BWBR0051774/2026-01-01*
31 *https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/leveringszekerheid-gas/achtergrondinformatie*
32 *Zie ook Energieregeling artikel 3.23 lid 3*
33 *In Nederland Bescherm- en herstelplan gas genoemd: https://open.overheid.nl/documenten/8823440f-4bf6-4c65-9d76-57906219828e/file*

3.1.3 Europese gasleveringsnorm (volume)

De gasleveringsnorm, conform artikel 6 uit de SoS-verordening, vormt een wettelijke taak voor de lidstaat. Artikel 6 schrijft voor dat de bevoegde instantie de door haar aangewezen aardgasbedrijven verplicht om de nodige maatregelen te nemen om de gaslevering aan de beschermde afnemers van de lidstaat te waarborgen in elk van de volgende gevallen:

- Extreme temperaturen gedurende een zeven dagen durende piekperiode die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar;
- Een periode van 30 dagen met een uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar;
- Een periode van 30 dagen in het geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur onder gemiddelde winterse omstandigheden.

De EU-gasleveringsnorm heeft tot doel de gaslevering aan beschermde afnemers in termen van volume te waarborgen, zodat situaties zoals beschreven in de norm, niet (of niet meteen) leiden tot een noodsituatie zoals beschreven in de SoS-verordening.

<u>Toelichting bij de zeven dagen durende piekperiode</u>
De *"extreme temperaturen gedurende een zeven dagen durende piekperiode die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar"* worden hierbij op basis van de Energieregeling, artikel 3.23 lid 4 vertaald naar "wordt bepaald op grond van de gemiddelde effectieve temperatuur gedurende een zeven dagen durende koude periode die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar".

Het KNMI heeft die gemiddelde etmaal temperatuur voor zeven dagen vastgesteld op -10,2 °C.
Onder de gestelde omstandigheden is er geen sprake van een noodsituatie, waardoor binnenlandse niet-beschermde eindafnemers niet mogen worden afgeschakeld. Ook moet er op basis van de SoS-Verordening rekening worden gehouden met doorvoer naar het buitenland zonder dat deze wordt afgeschakeld of van een lager volume wordt voorzien.
Dit betekent dat de gehele gasvraag, bestaande uit binnenlandse afnemers en export, bij de gestelde omstandigheden geleverd moet kunnen worden.
Het aanbod komt uit verschillende bronnen, zoals LNG, pijpleidingimport en kleine velden. Als dit aanbod onvoldoende is om aan de gasvraag te voldoen, is aanbod uit een seizoensgasopslag een voor de hand liggende en effectieve maatregel om de gaslevering aan de beschermde afnemers van de lidstaat te waarborgen.

<u>Toelichting bij dertig dagen met hoge gasvraag</u>
"Een periode van 30 dagen met een uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar" wordt hierbij op basis van de Energieregeling, artikel 3.23 lid 5 vertaald naar "wordt bepaald op grond van de gemiddelde effectieve temperatuur gedurende een koude periode van dertig dagen die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar".
Het KNMI heeft die gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur vastgesteld op -5,7 °C.
GTS bepaalt op een vergelijkbare manier als bij onderdeel a) de totale gasvraag, het reguliere aanbod en het benodigde aanbod uit seizoensgasopslagen.

Toelichting bij dertig dagen met verstoring
"Een periode van 30 dagen in het geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur onder gemiddelde winterse omstandigheden" wordt hierbij op basis van de Energieregeling, artikel 3.23 lid 6 vertaald naar "wordt bepaald op grond van de gemiddelde effectieve temperatuur gedurende een periode van dertig dagen die representatief is voor gemiddelde winterse omstandigheden". Deze is vastgesteld op 3,6 °C.

Onder deze gemiddelde winterse omstandigheden zenden de seizoensgasopslagen niet uit, of met een capaciteit die lager is dan Gate. Gate is hiermee de "grootste afzonderlijke infrastructuur".
Na de capaciteitsuitbreiding per 1 oktober 2026 heeft Gate een capaciteit van circa 26,5 GW, overeenkomend met een 30-daags volume van circa 19,1 TWh.
GTS bepaalt op een vergelijkbare manier als bij onderdeel a) de totale gasvraag, het aanbod uit productie en importen en het benodigde aanbod uit seizoensgasopslagen.

Uit analyse volgt dat de deelnormen die uitgaan van een periode van 30 dagen, leiden tot het grootste opslagvolume. Dit betekent dat het grootste berekende volume aan het begin van de laatste wintermaand beschikbaar moet zijn om te voldoen aan de gaslevernorm.

3.1.4 Europese vuldoelstelling voor gasopslagen

De vuldoelstellingen, conform artikel 6bis uit de SoS-verordening, vormen een wettelijke taak voor de lidstaat. In de verordening[34] wordt voorgeschreven dat een EU-lidstaat ervoor moet zorgen dat tussen 1 oktober en 1 december de gasopslagen van die lidstaat gemiddeld voor 90% gevuld zijn. De Europese Unie heeft gekozen om de vuldoelstelling van het opslagvolume te baseren op gegevens van AGSI[35]. Uitgaande van een totaal opslagvolume van 144 TWh komt een vulgraad van 90% overeen met een vuldoelstelling van circa 130 TWh.

Zowel lid 2, als lid 3 uit artikel 6bis van de SoS-verordening geven de mogelijkheid om af te wijken van het vuldoel van 90%.

Aangepast vuldoel op basis van nationaal gasverbruik
Het vuldoel kan worden verlaagd tot een volume dat overeenkomt met 35% van het gemiddelde jaarlijkse gasverbruik over de voorgaande vijf jaar. Op basis van GTS-data wordt het gemiddelde jaarlijkse Nederlandse gasverbruik over de periode 2021-2025 geschat op 326 TWh. De vuldoelstelling wordt op basis van deze waarde circa 114 TWh. Omdat 2021 nog een hoog gasverbruik had (voor de gascrisis van 2022, waarna de gasvraag structureel met circa 20% is gedaald), zal het gemiddelde jaarverbruik over de periode 2022-2026 naar verwachting lager worden en dus kunnen leiden tot een lager vuldoel.

34 *SoS verordening is op dit deel aangepast en verlengd tot en met december 2027*
35 *AGSI gaat uit van de gasopslagen: Alkmaar, Bergermeer, Grijpskerk, Norg, Zuidwending en UGS Nuttermoor: https://agsi.gie.eu/ Zuidwending (EnergyStock) is uitgesloten van de vulverplichting, dit wordt formeel vastgelegd in de Wet Bestrijding Energieleveringscrisis*

Aangepast vuldoel op basis van levering aan het Verenigd Koninkrijk
De vuldoelstelling kan worden verlaagd met het volume dat tijdens de referentieperiode 2016 tot en met 2021 aan derde landen is geleverd, mits het gemiddelde geleverde volume tijdens de onttrekkingsperiode voor gasopslag (oktober-april) meer dan 15 TWh per jaar bedroeg.
Tijdens deze referentieperiode is gedurende de onttrekkingsperiode gemiddeld 23 TWh via de BBL naar het Verenigd Koninkrijk getransporteerd. De vuldoelstelling van 130 TWh wordt hiermee verlaagd tot 107 TWh.

Op basis van het gemiddelde Nederlandse gasverbruik over de periode 2021-2025 volgt een vuldoel van circa 114 TWh. Toepassing van de uitzondering voor leveringen aan het Verenigd Koninkrijk leidt tot een vuldoel van 107 TWh. Daarmee geldt voor Nederland momenteel een vuldoel van 107 TWh. Een herberekening op basis van het gemiddelde gasverbruik over de periode 2022-2026 kan mogelijk tot een lager vuldoel leiden, maar GTS verwacht niet dat dit significant lager zal uitvallen dan 107 TWh.

Flexibiliteit in de EU-vuldoelstelling
Op 18 juli 2025 hebben het Europees parlement en de Raad overeenstemming bereikt over het aanpassen van de bestaande EU-vuldoelstellingen[36] zoals die zijn vastgelegd in de SoS-Verordening. Het gaat vooral om een aantal versoepelingen die onder bepaalde omstandigheden mogen worden toegepast.

Op basis van artikel 6bis, lid 5 t/m lid 5 ter uit de SoS-verordening mag elke lidstaat besluiten de vuldoelstelling van 90% met minimaal 10%-punt en maximaal 15%-punt te verlagen, in het geval van moeilijke omstandigheden die het vermogen beperken om te waarborgen dat de ondergrondse gasopslaginstallaties overeenkomstig de SoS-verordening worden gevuld. Dit betekent dat het EU-vuldoel geldend voor Nederland onder voorwaarden verlaagd kan worden naar 64% tot 59%, wat neer komt op respectievelijk (circa) 92 TWh en 85 TWh.

3.2 Temperatuurafhankelijke gasvraag

De gasvraag voor gebouwenverwarming in Nederland is in hoge mate afhankelijk van de buitentemperatuur, waarbij een lagere temperatuur leidt tot een hogere gasvraag.
Deze relatie wordt beter in beeld gebracht door:

- Het gebruik van een wind gecorrigeerde temperatuur, de "effectieve temperatuur", Teff, en
- Rekening te houden met de temperatuur waarboven de bijdrage door ruimteverwarming geen noemenswaardige rol meer speelt in de gasvraag.

Beide elementen komen samen in de definitie van een graaddag[37], waarbij een stookgrens[38] van +14 °C wordt gehanteerd. Het aantal graaddagen neemt lineair toe met een afname van de effectieve etmaal temperatuur.

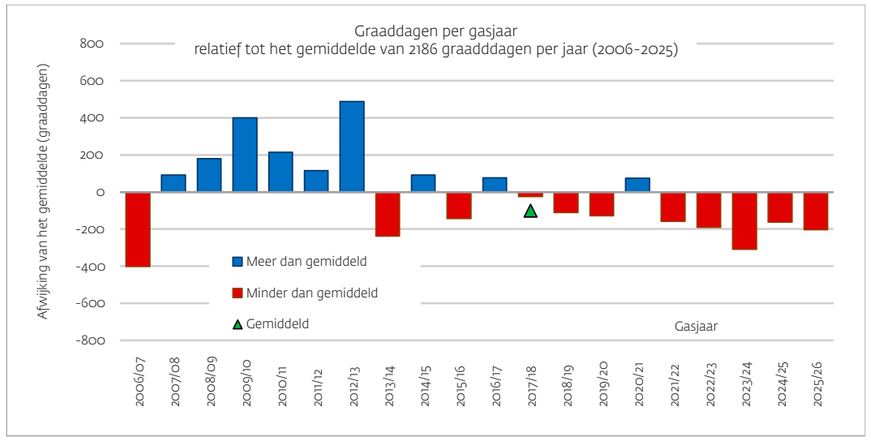
36 *https://www.consilium.europa.eu/nl/press/press-releases/2025/07/18/gas-storage-council-greenlights-2-year-extension-of-reserves-filling-rules-to-safeguard-winter-supply/*
37 *Conform artikel 3.23 lid 10 van de Energieregeling*
38 *Bij effectieve etmaal temperaturen boven de stookgrens wordt ervan uitgegaan dat er geen aardgas verbruik ten behoeve van gebouwenverwarming is*

3.2.1 Definitie voor het bepalen van temperatuurprofielen is aangepast

De definitie voor het bepalen van temperatuurprofielen is aangepast als gevolg van een gewijzigde ministeriële regeling[39]. In artikel 3.23, negende lid, wordt beschreven dat "De temperatuurscenario's, bedoeld in artikel 3.66, derde lid, onderdeel b, van de wet, omvatten ten minste een koudste, een gemiddelde en een warmste scenario op basis van temperatuurprofielen van de afgelopen 20 jaar. De transmissiesysteembeheerder voor gas geeft aan welk gasjaar als referentie dient voor deze specifieke temperatuurscenario's.". Voor eerdere edities van het Overzicht Leveringszekerheid schreef regelgeving voor om een historie van 30 jaar te gebruiken.

De in dit overzicht gehanteerde twintigjarige historische reeks voor de bepaling van de koudste winter is niet gelijk aan een kansmodel, zoals die gedefinieerd is in de EU-infrastructuurnorm en de EU-gasleveringsnorm. In die normen wordt getoetst op basis van gebeurtenissen die zich voordoen met een statistische waarschijnlijkheid van eens per 20 jaar.

Op basis van gerealiseerde temperaturen, is een trend waarneembaar naar minder koude jaren, met minder graaddagen per gasjaar, zie hiervoor figuur 16. Het is echter niet zeker in hoeverre de kans op een koud jaar wordt beïnvloed door deze trend.



FIGUUR 16

Historie van gasjaren met meer/minder graaddagen dan het jaargemiddelde over de afgelopen 20 jaar.

3.2.2 Gebruikte temperatuurprofielen

Een warm, gemiddeld en een koud gasjaar worden door GTS gedefinieerd als het gasjaar met respectievelijk het laagste, gemiddelde en hoogste aantal graaddagen dat is waargenomen in de twintig meest recente gasjaren. In het Overzicht Leveringszekerheid 2026 dienen de referentiejaren uit onderstaande tabel als input voor de berekeningen tot en met gasjaar 2031/2032. Het koudste gasjaar wordt gebruikt als uitgangspunt bij het berekenen van het vuldoel voor seizoensgasopslagen.

	Temperatuurprofiel	Graaddagen
Koud gasjaar	2012/2013	2682
Gemiddeld gasjaar	2017/2018	2170
Warm gasjaar	2006/2007	1789

3.2.3 Definitie 'gasdag met een hoge vraag'

De Europese infrastructuurnorm schrijft voor dat bij uitval van capaciteit ter grootte van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur, voldoende capaciteit moet overblijven om een uitzonderlijk hoge gasvraag, die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar voorkomt, te kunnen beleveren. Omdat de gasvraag een direct verband heeft met de effectieve etmaaltemperatuur wordt 'een dag met een uitzonderlijk hoge gasvraag, die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar voorkomt' vertaald naar een dag met een effectieve etmaaltemperatuur die met dezelfde waarschijnlijkheid voorkomt. Voor het vaststellen van de effectieve etmaaltemperatuur baseert GTS zich op een analyse die in 2023 is uitgevoerd door het KNMI[40]. Uitgaande van een statistische waarschijnlijkheid van eens per twintig jaar komt het KNMI in deze analyse tot bij een effectieve etmaaltemperatuur van -14°C.

3.3 Seizoensflexibiliteit uit gasopslagen

De benodigde vulgraad van gasopslagen is gebaseerd op de gasvraag in de winter die niet kan worden gedekt door het veronderstelde gasaanbod in de winter. Het ontbrekende aanbod wordt opgevangen met gas uit de opslagen. Het gas dat in de winter onttrokken wordt uit gasopslagen wordt in de zomer weer aangevuld op het moment dat er een overaanbod is.

3.4 Stikstofcapaciteit

Stikstof- en conversiemiddelen blijven ook de aankomende jaren nodig, ondanks afnemende L-gas vraag in zowel binnenland als buitenland (2.6.2). Op dit moment maakt GTS gebruik van een vijftal stikstofinstallaties met de volgende capaciteiten en een zoutcaverne om stikstof in op te slaan:

Stikstofinstallatie	Capaciteit [m³/uur]
Wieringermeer	295.000
Ommen	146.000
Zuidbroek II	180.000
Heiligerlee	190.000
Pernis	60.000

39 *Energieregeling: https://wetten.overheid.nl/BWBR0051774/2026-09-02/0*

40 *https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/leveringszekerheid-gas/achtergrondinformatie*

Planmatig wordt in deze analyse uitgegaan van de volgende beschikbare en inzetbare capaciteit per periode:

Periode	Capaciteit [m³/uur]
November t/m maart	621.000
April	561.000
Mei t/m september	501.000
Oktober	561.000

Het hele jaar wordt er rekening gehouden met een onbeschikbaarheid van 60.000 m3/uur wegens mogelijk onverwachte uitvallen van installaties[41]. In de zomer en flankmaanden komt hier nog additionele onbeschikbaarheid van respectievelijk 60.000 m³/uur en 120.000 m³/uur bij vanwege gepland onderhoud.

3.5 Vraag en aanbod: capaciteit

Voor het opstellen van de capaciteitsbalans wordt uitgegaan van de beschikbare capaciteit, rekening houdend met de verwachte benuttingsgraad van de infrastructuur onder geldende omstandigheden. Hiermee wordt uitgegaan van een reële verwachting.

Capaciteitsvraag bij -14 °C

Bij de capaciteitsvraag is onderscheid gemaakt tussen:

Binnenlandse gasvraag

- G-gas vraag Nederland (huishoudens, centrales en industrie)
- H-gas vraag gasgestookte centrales Nederland
- H-gas vraag industrie Nederland

Export van laagcalorisch gas

- L-gas vraag Duitsland
- L-gas vraag Frankrijk (via België)

Export van hoogcalorisch gas

- H-gas export naar Duitsland
- H-gas export naar België
- H-gas export naar het Verenigd Koninkrijk

41 Hierbij wordt de stikstofcaverne Heiligerlee buiten beschouwing gelaten

Aanbod van capaciteit

Bij het aanbod van capaciteit is onderscheid gemaakt tussen:

Binnenlandse gasproductie

- Productie uit kleine velden

Import van pijpleidinggas

- Import van H-gas uit Noorwegen (via Duitsland)
- Import van H-gas uit België

Import van LNG

- LNG-import via Gate
- LNG-import via EemsEnergyTerminal[42]

Aanbod uit gasopslagen of installaties

- Productiecapaciteit van gasopslag Norg
- Productiecapaciteit van gasopslag Bergermeer
- Productiecapaciteit van gasopslag Grijpskerk
- Productiecapaciteit van gasopslag Alkmaar
- Productiecapaciteit van L-gas cavernes (Zuidwending, Epe's)
- Productiecapaciteit van H-gas cavernes in Duitsland
- Capaciteit van de LNG-peakshaver

Voor de infrastructuurnorm wordt uitgegaan van een situatie waarbij de capaciteit die overeenkomt met de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur, niet beschikbaar is. Voor Nederland betekent dit dat de aanbodcapaciteit uit gasopslag Norg niet wordt meegenomen in de capaciteitsbalans.

3.6 Vraag en aanbod: volume

In het volgende gedeelte wordt ingegaan op de verwachte volumes voor binnenlandse vraag, binnenlandse productie en import- en exportstromen. Daarnaast worden de bijbehorende jaarprofielen benoemd.

3.6.1 Scenario's

Het rekenmodel dat GTS gebruikt voor de onderbouwing van het Overzicht Leveringszekerheid, berekent de gasbalans op uurbasis, waarbij elk uur in balans moet zijn. Hieruit volgt zowel een volumebalans op jaarbasis, als het minimale volume dat moet worden ingezet vanuit gasopslagen.

42 Niet beschikbaar in winter 2027/2028, daaropvolgende winter wel beschikbaar.

Om rekening te houden met de onzekerheid in gasvraag en de ontwikkeling hiervan en de onzekerheid in het aanbodprofiel van LNG, worden meerdere scenario's gedefinieerd in zowel vraag als aanbod.

Variatie in het LNG gerelateerde aanbod
Binnen het eerste scenario veronderstelt GTS dat het aanbod van LNG-stromen vlak is. Dit betekent dat gedurende het hele jaar de LNG-terminals Gate en EemsEnergyTerminal opereren met een vlak profiel. In het tweede scenario houdt GTS rekening met LNG-aanbod met een seizoensprofiel. Dit leidt tot een hoger aanbod van LNG-gerelateerde stromen in de winter.

Variatie in gasvraag
Als gevoeligheid op de basisscenario's rekent GTS ook scenario's door met een lagere en een hogere gasvraag. Om het effect van afzonderlijke onzekerheden inzichtelijk te houden, worden onzekerheden niet gecombineerd. De scenario's voor hogere en lagere gasvraag zijn daarom gebaseerd op het uitgangspunt met het grootste effect op de vraagzijde: de doorvoer naar Duitsland. Hiervoor wordt uitgegaan van een 20% hogere en 20% lagere doorvoer naar Duitsland dan in de basisscenario's.

De scenario's met een hogere en lagere gasvraag zijn breed interpreteerbaar en vertegenwoordigen verschillende mogelijke marktontwikkelingen. Het scenario met een lagere gasvraag kan bijvoorbeeld samenhangen met vraagreductie als gevolg van hogere gasprijzen, maar ook met ontwikkelingen zoals energiebesparing of een lagere economische activiteit. Het scenario met een hogere gasvraag kan onder meer passen bij een sterker economisch herstel van de energie-intensieve industrie, een hogere inzet van gasgestookte elektriciteitscentrales door tegenvallende productie uit zon en wind, of een grotere importbehoefte van omringende landen waardoor de doorvoer van gas via Nederland toeneemt. De scenario's zijn nadrukkelijk niet beperkt tot deze interpretaties.

3.6.2 Nederland

Binnenlandse gasvraag

Als basis voor de gasvraag binnen Nederland maakt GTS gebruik van de prognose die door het Planbureau voor de Leefomgeving is vastgelegd in de KEV2025 voor een gemiddeld jaar, waarbij de gasvraag in een koud gasjaar afgeleid wordt uit de temperatuurafhankelijkheid van de verschillende afnamecategorieën.

Aanname voor gasjaar 2027/2028

Binnenlandse gasvraag	**Basisscenario, hogere gasvraag en lagere gasvraag**		
Type gasjaar	Warm	Gemiddeld	Koud
Jaarvolume [TWh]	259	278	303
Seizoensprofiel	Gebaseerd op relatie tussen gasvraag en graaddagen		

Binnenlandse productie

Binnenlandse productie is gebaseerd op de GTS-rapportage "Rapport overzicht ramingen gas uit Kleine Velden 2026"[43] waarin de ontwikkeling van de productiecapaciteit is weergegeven. Op basis van een analyse van de gerapporteerde capaciteiten in combinatie met historische bedrijfstijden volgt hieruit een verwacht productievolume 95 TWh voor gasjaar 2027/2028.

3.6.3 Noorwegen

Op basis van afgelopen jaren bedraagt het jaarvolume van levering aan Nederland circa 115 TWh. Uitgaande van de aankomende depletie en een ongewijzigde verdeling tussen de Noordwest-Europese landen, wordt een daling op het historische volume aangenomen voor de Noorse gaslevering aan Nederland in gasjaar 2027/2028. Deze daling is in lijn met de verwachting daling in Noorse productie.

In recente jaren toonde levering van Noors gas aan Nederland een patroon dat overwegend tegengesteld is aan de seizoensvraag. In de meeste jaren waren de geleverde volumes in de zomer hoger dan in de winter, ook kwam het voor dat de geleverde volumes in de zomer gelijk waren aan de winter. Voor de analyse wordt uitgegaan van een vlak aanbodprofiel.

Aanname voor gasjaar 2027/2028

Import Noorwegen	**Basisscenario, hogere gasvraag en lagere gasvraag**
Type gasjaar	Warm, gemiddeld en koud
Jaarvolume	113 TWh
Seizoensprofiel	Vlak

Trend tot 2032
Aangenomen wordt dat de levering aan Nederland evenredig afneemt met de verwachte afname in Noorse productie. Tot en met gasjaar 2031/2032 betekent dat daarmee het jaarlijks geleverde volume stapsgewijs afneemt tot 91 TWh.

3.6.4 LNG

Nederland heeft twee LNG-terminals: Gate op de Maasvlakte, en de EemsEnergyTerminal in de Eemshaven. Sinds het wegvallen van Russisch pijpleidinggas in 2022 worden deze terminals meer ingezet voor de import van gas. In de afgelopen jaren is er een hoger volume in de zomer geleverd dan in de winter, welke mede gebruikt voor het vullen van de gasopslagen.

De verwachting in deze analyse is dat de terminals ook de aankomende jaren een belangrijke rol voor leveringszekerheid zullen spelen. Dat wordt onderschreven door de verlenging van de EemsEnergyterminal. De EemsEnergyTerminal kan na een onbeschikbaarheid vanaf 1 september 2027 per 1 juni 2028[44] weer ingezet worden. De onbeschikbaarheid van EemsEnergyTerminal gedurende de winter van 2027/2028 heeft niet alleen effect op het volume dat naar Nederland geïmporteerd kan worden gedurende de winter, maar ook op de capaciteitsbalans.

43 Rapport overzicht ramingen gas uit Kleine Velden 2026
44 https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2026Z11264&did=2026D25612

GTS gaat in de basisscenario's uit van enerzijds een beperkte levering van additioneel wintervolume in het aanbod van LNG ten behoeve van de Nederlandse gasmarkt. Met andere woorden, voor het LNG-aanbod in Nederland in een koud jaar, wordt in dit scenario uitgegaan van een vlak profiel. Anderzijds wordt gerekend met een hogere LNG-levering in de winter, waar de enige beperking de technische capaciteit van Gate en EemsEnergyTerminal is.

In gasjaar 2027/2028 bedraagt de maximale totale LNG-importcapaciteit van Nederland daarmee 252 TWh per jaar.

Aanname voor gasjaar 2027/2028

Import LNG	Alle varianten	Alle varianten
Terminal	Gate	EemsEnergyTerminal
Type gasjaar	Warm, gemiddeld en koud	Warm, gemiddeld en koud
Jaarvolume	Maximaal 219 TWh	Maximaal 33 TWh (vanaf 1 juni 2028)
Seizoensprofiel	Vlak en geprofileerd	Vlak en geprofileerd

Trend tot 2032

Voor EemsEnergyTerminal wordt aangenomen dat de terminal weer beschikbaar is vanaf 1 juni 2028. Vanaf gasjaar 2028/2029 is het maximaal beschikbare jaarvolume voor beide terminals daarmee 303 TWh.

3.6.5 België H-gas

België heeft geen noemenswaardige gasproductie. Op jaarbasis levert België wel H-gas aan Nederland, dit betreft doorvoer van H-gas. Er vindt gedurende het jaar zowel import als export plaats, met op jaarbasis een netto levering van België aan Nederland. In recente jaren varieerde het importvolume tussen 60 TWh en 130 TWh, waarbij het volume in de zomermaanden hoger is dan in de winter. Het verwachte jaarlijkse exportvolume is 25 TWh. Voor deze analyse wordt er uitgegaan van een netto maximaal import volume van 105 TWh[45].

Aanname voor gasjaar 2027/2028

Import België	Basisscenario, hogere gasvraag en lagere gasvraag
Type gasjaar	Warm, gemiddeld en koud
Jaarvolume	Maximaal 105 TWh
Seizoensprofiel	Gebaseerd op de relatie met graaddagen

Trend tot 2032

Het volume is constant verondersteld voor de periode tot en met 2031/2032.

45 Nettoresultaat van maximaal 130 TWh importvolume en 25 TWh exportvolume

3.6.6 Verenigd Koninkrijk H-gas

De afgelopen jaren heeft het Verenigd Koninkrijk hogere LNG-volumes in de winter dan in de zomer ontvangen, terwijl dit om relatief milde winters ging. De Engelse LNG-terminals hebben ruimte om nog hogere wintervolumes te importeren wanneer dit nodig zou zijn. Maar met oog op de verwachte afname van zowel gasproductie binnen het Verenigd Koninkrijk als de Noorse levering aan het Verenigd Koninkrijk[46] en beperkte opslagcapaciteit op eigen bodem veronderstelt GTS dat in een extreem koude winter geen additionele LNG-volumes vanuit het Verenigd Koninkrijk naar Nederland doorgevoerd kunnen worden omdat dit nodig is voor eigen verbruik in het Verenigd Koninkrijk.

Sterker nog, gedurende wintermaanden laat analyse[47] zien dat er capaciteit nodig is vanaf het continent om aan de hoge wintervraag te voldoen. Gedurende de zomer is het volume dat via LNG het Verenigd Koninkrijk binnenkomt, niet nodig voor het afdekken van de binnenlandse gasvraag en kan het via de pijpleidingen naar Nederland en België. Het zomervolume naar Nederland varieerde in recente jaren tussen 20 en 30 TWh per jaar.

Daarom wordt in deze analyse uitgegaan van een levering van vanuit het Verenigd Koninkrijk via de BBL aan Nederland gedurende de zomermaanden, van maximaal 30 TWh.

Aanname voor gasjaar 2027/2028

Import VK	Basisscenario, hogere gasvraag en lagere gasvraag
Type gasjaar	Warm, gemiddeld en koud
Jaarvolume	Maximaal 30 TWh
Seizoensprofiel	Import alleen in de zomermaanden

Trend tot 2032

Het maximale importvolume wordt constant verondersteld voor de periode tot en met 2031/2032.

3.6.7 Duitsland H-gas

Sinds het wegvallen van Russisch gasaanbod naar Duitsland is Nederland een belangrijk doorvoerland geworden voor de levering van H-gas aan Duitsland. Er vindt zowel import als export plaats, waarbij Nederland per saldo gas levert aan Duitsland. Naast Nederland vormen import uit Noorwegen en België belangrijke toevoerstromen voor de Duitse markt. De eigen Duitse gasproductie neemt al geruime tijd af en levert slechts een beperkte bijdrage aan de Duitse gasvoorziening.

46 https://www.neso.energy/what-we-do/resilience-emergency-management/gas-supply-security-assessment
47 https://www.neso.energy/what-we-do/resilience-emergency-management/gas-supply-security-assessment

Als gevolg van de uitfasering van Duitse bruinkoolcentrales wordt in Duitsland de komende jaren extra gasgestookt vermogen gerealiseerd. De Duitse netbeheerders OGE en Thyssengas hebben GTS verzocht aanvullende exportcapaciteit richting Duitsland mogelijk te maken. Dit zal naar verwachting leiden tot extra doorvoer van H-gas via Nederland. Daarnaast vervult Duitsland een belangrijke en (weer) toenemende rol als doorvoerland naar Midden-Europa. Doordat de toevoer van Russisch gas via Turkstream naar de EU naar nul zal gaan, wordt verondersteld dat Duitsland een significante rol als doorvoerland naar Midden-Europa zal hebben. Daarnaast zal de import via Duitse LNG-terminals naar verwachting toenemen door de toename van LNG-importcapaciteit.

Omdat de toevoerroutes vanuit Noorwegen en België reeds intensief worden benut, blijft Duitsland in belangrijke mate afhankelijk van aanvullende aanvoer via Nederland en LNG-import.

Voor een koud gasjaar geven de gemeenschappelijke Duitse netbeheerders, verenigd in de FNB, aan dat de verwachting is dat onder deze omstandigheden een hogere export van Nederland naar Duitsland plaats gaat vinden in de winter. Hierbij is rekening gehouden met de vraag en het aanbod binnen Duitsland, inclusief de import van LNG en de inzet van gasopslagen binnen Duitsland.

Alle onderstaande aannames zijn gebaseerd op informatie van Duitse TSO's, verenigd in de FNB.

Aanname voor gasjaar 2027/2028

Export Duitsland	**Basisscenario**			**Hogere gasvraag** (krappe balans)			**Lagere gasvraag** (ruime balans)		
Type gasjaar	Warm	Gem.	Koud	Warm	Gem.	Koud	Warm	Gem.	Koud
Jaarvolume [TWh]	138	150	168	165	181	202	111	121	134
Seizoensprofiel	1/3 in zomermaanden, 2/3 in wintermaanden								

Toelichting bij het seizoensprofiel
Voor de berekeningen is een seizoensprofiel verondersteld, waarbij het volume in de zes zomermaanden een omvang heeft van 1/3 van het jaarvolume.

Trend tot 2032
In de periode tot 2027/2028 neemt de verwachte export bij -14° van 29,6 GW toe tot 38,6 GW in 2031/2032. Dit hangt samen met de verwachte toename in gasgestookte elektriciteitsproductie in Duitsland.

Het jaarvolume neemt in het basisscenario in 2031/2032 toe tot 177 TWh voor een gemiddeld temperatuurprofiel en tot 196 TWh in een koud gasjaar. De verwachting is dat afbouwende L-gas export gecompenseerd wordt door een stijging in H-gas export.

3.6.8 Export van L-gas naar Duitsland en Frankrijk (via België)

Van oudsher exporteert Nederland L-gas naar markten in Duitsland, België en Frankrijk. Als gevolg van de sluiting van het Groningenveld vindt een gefaseerde overgang plaats van deze markten van het L-gassysteem naar het H-gassysteem. De L-gas markt in België is ondertussen volledig omgebouwd naar H-gas.

In koude jaren bedraagt deze naar verwachting minder dan 30 TWh per jaar en neemt deze vervolgens verder af.

De L-gas export naar het buitenland is temperatuurafhankelijk, waarbij het grootste volume wordt afgenomen in de winter. De vraag naar seizoensflexibiliteit in Duitsland is hierbij dominant.

Aanname voor gasjaar 2027/2028

Onderstaande tabel geeft de samengevoegde volumes en capaciteiten van de L-gas export naar Duitsland en Frankrijk, gebaseerd op informatie uit de betreffende landen.

Export L-gas	**Basisscenario, hogere gasvraag en lagere gasvraag**		
Type gasjaar	Warm	Gemiddeld	Koud
Jaarvolume	26 TWh	27 TWh	29 TWh
Seizoensprofiel	Gebaseerd op relatie tussen gasvraag en graaddagen		

Trend tot 2031
De L-gas export zal naar verwachting vanaf gasjaar 2029/2030 worden beëindigd.

3.7 Gasopslagen in Nederland

In de volgende paragrafen worden de uitgangspunten rondom gasopslagen beschreven.

3.7.1 LNG-peakshaver

De LNG-peakshaver is gebouwd om aan de piekvraag naar G-gas in West-Nederland te voldoen in het geval van lage temperaturen en ondersteunt daarnaast het transportnet bij verstoringen. De installatie bestaat uit twee LNG-tanks, een mengstation en een tank met vloeibaar stikstof met bijbehorende installaties zoals vloeibaarmaking, pompen en verdampers. De LNG-tanks kunnen worden gezien als een onafhankelijke bron die meegenomen wordt in de capaciteitsbalans met een capaciteit van 8,3 GW.

3.7.2 Seizoensgasopslagen

Nederland heeft drie seizoensgasopslagen met onderhandelde derden toegang: Norg (L-gas), Grijpskerk (L-gas) en Bergermeer (H-gas). Van gasopslag Grijpskerk is circa 19 TWh inzetbaar in het L-gas systeem met de maximale capaciteit van 25,8 GW. Het resterend werkgasvolume heeft een afwijkende kwaliteit en moet daardoor in een separaat deelsysteem worden ingevoed en heeft voor dat gedeelte een capaciteit van 11,4 GW (3.7.2.2). PGI Alkmaar kent een aparte status en is aangemerkt als noodvoorraad.

	Gaskwaliteit	Werkgas (TWh)	Maximale capaciteit (GW)	
			Productie	Injectie
Norg	L	59,3	30,1	18,7
Grijpskerk	L	Max. 24,4	11,4[48]	6,4
PGI Alkmaar	L	5,0	15,0	1,7
Bergermeer	H	48,2	26,6[49]	17,9
Totaal		**131,9**	**82,9**	**43,0**

Voor de analyse wordt aangenomen dat bovenstaande seizoensgasopslagen beschikbaar blijven, met de specificaties zoals hierboven zijn vermeld, en dat deze gedurende de komende jaren blijven opereren volgens een seizoenspatroon.

3.7.2.1 *Mogelijke gevolgen van het ingediende winningsplan voor UGS Norg*

Voor UGS Norg is door de NAM een winningsplan ingediend[50]. Gegeven de doorlooptijd van de wettelijke procedures acht GTS het niet realistisch dat gaswinning vanuit UGS Norg in gasjaar 2027/2028 kan plaatsvinden. Indien gaswinning gedurende gasjaar 2027/2028 zou kunnen aanvangen, zal GTS de analyse herzien op basis van het dan geldende en goedgekeurde winningsplan.

3.7.2.2 *Off-spec gas Grijpskerk*

UGS Grijpskerk is enkele jaren geleden omgebouwd van een H-gasberging naar een G-gasberging. Een gedeelte van het werkgasvolume wordt momenteel nog met een hogere Wobbe-index geproduceerd. Het streven van NAM is om het volledige werkgasvolume van UGS Grijpskerk uit G-gas te laten bestaan. Hiervoor zijn naar verwachting nog een aantal (jaarlijkse) vul- en productiecycli nodig.

In artikel 3.16 van de Energieregeling zijn de invoed- en afleverspecificaties voor gas vastgelegd. Voor G-gas geldt bij invoeding op een aansluiting een Wobbe-index tussen 43,46 en 44,41 MJ/m³(n). Een gedeelte van het werkgasvolume uit UGS Grijpskerk voldoet niet aan deze eis en wordt als off-spec gas gekwalificeerd.

48 Circa 19 TWh beschikbaar met capaciteit van 25,8 GW, circa 6 TWh beschikbaar met capaciteit van 11,4 GW
49 Aangepast van 27,0GW in de consultatieversie naar 26,6GW in het finale overzicht op basis van opmerking TAQA
50 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/2025/10/06/stand-van-zaken-omgevingstraject-grijpskerk-norg-en-winningsplan-norg

Op grond van artikel 3.48, eerste lid, onderdeel b, van de Energiewet[51] moet gas dat niet voldoet aan de invoedspecificaties van het systeem door GTS geweerd worden. Artikel 3.48, vierde lid, biedt de mogelijkheid om off-spec gas te accepteren voor zover dit redelijkerwijs en met gebruikmaking van het bestaande systeem kan worden gemengd tot gas dat op de afleverpunten aan de afleverspecificaties voldoet.

Het off-spec gas uit UGS Grijpskerk wordt via een specifiek deelsysteem afgevoerd naar de mengstations. Daar wordt het met stikstof vermengd tot pseudo G-gas dat voldoet aan de afleverspecificaties voor G-gas. De beschikbare afvoer-, transport- en verwerkingscapaciteit voor het off-spec gas uit UGS Grijpskerk bedraagt circa 11,4GW[52].

3.7.2.3 *PGI Alkmaar*

In het consultatiedocument van het Overzicht Leveringszekerheid werd PGI Alkmaar niet meegenomen in de capaciteitsbalans, omdat de installatie is aangewezen voor het aanhouden van een noodvoorraad. Na afronding van de consultatie is duidelijk geworden dat de Europese Commissie heeft ingestemd met het meenemen van een noodvoorraad bij de beoordeling van de capaciteitsbalans. De definitieve analyse is hierop aangepast, waardoor de capaciteit van PGI Alkmaar in de capaciteitsbalans wordt betrokken.

3.7.3 L-gas cavernes ten behoeve van de Nederlandse markt

Er zijn vier L-gas cavernelocaties die exclusief zijn aangesloten op het GTS-netwerk. Van deze cavernes wordt aangenomen dat volume en capaciteit beschikbaar is voor de Nederlandse markt. Cavernes kunnen snel schakelen tussen vullen en zenden, maar tonen ook een seizoenspatroon. Het opslagvolume is echter beperkt, waardoor hun aandeel in het leveren van additioneel wintervolume beperkt is. Onderstaande tabel geeft de specificaties van deze L-gas cavernes.

	Gaskwaliteit	Werkgas (TWh)	Maximale capaciteit (GW)	
			Productie	Injectie
Epe RWE	L	2,6	5,0	2,7
Epe Eneco	L	1,4	3,8	2,0
Epe Nuon	L	2,8	5,9	3,5
UGS EnergyStock	L	3,6	18,1	12,9
Totaal		**10,4**	**32,8**	**21,1**

3.7.4 H-gas cavernes ten behoeve van de Nederlandse markt

In 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.

51 https://wetten.overheid.nl/BWBR0050714/2026-07-01
52 GTS is hierbij uitgegaan van de meest recente prognoses van de kleine velden producenten, afwijkingen van de prognoses kunnen leiden tot wijzigingen in de beschikbare afvoercapaciteit.

De totale productiecapaciteit van deze gasopslagen is relatief hoog, maar technische beperkingen in het Duitse transportnet maken dat maar een beperkt deel beschikbaar is voor de Duitse markt. Het overige deel is daardoor 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 tot 30,3 GW. Het bijhorende werkgasvolume voor Nederland heeft een geschatte omvang van 20 tot 30 TWh.

De capaciteit uit deze cavernes die beschikbaar zijn voor het invullen van de Nederlandse piekvraag, is gebaseerd op de peak-demand simulaties, zoals opgenomen in de ENTSO-G Winter Supply Outlook[53].

53 *https://www.entsog.eu/sites/default/files/2025-10/ENTSOG%20Winter%20Supply%20Outlook%202025_26%20-%20With%20Summer%202026%20overview_0.pdf*

4 Resultaten

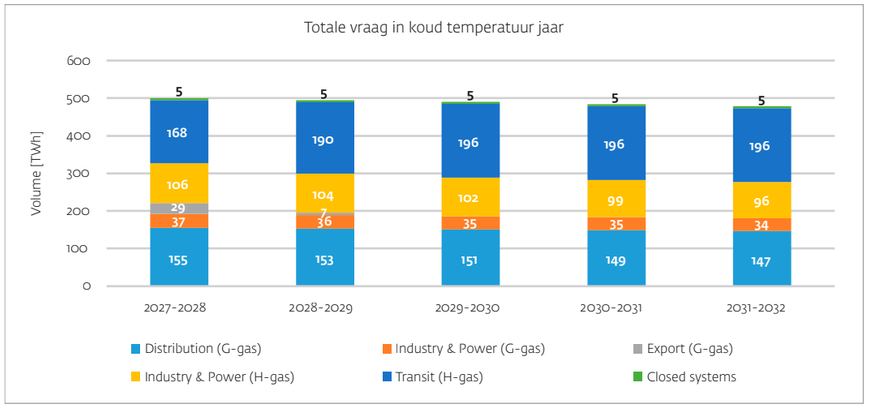
In dit hoofdstuk worden de resultaten voor de volumebalans, de capaciteitsbalans, de EU-gasleveringsnorm en de vulgraad toegelicht.

4.1 Jaarvolumes

De jaarvolumes voor het basisscenario en voor de varianten op het basisscenario zijn doorgerekend tot en met gasjaar 2031/2032. In eerste instantie wordt er gekeken naar jaarvolumes onderverdeeld in vraag en aanbod categorieën om de verschillende ontwikkelingen te bekijken en daarna wordt er de balans toegelicht.

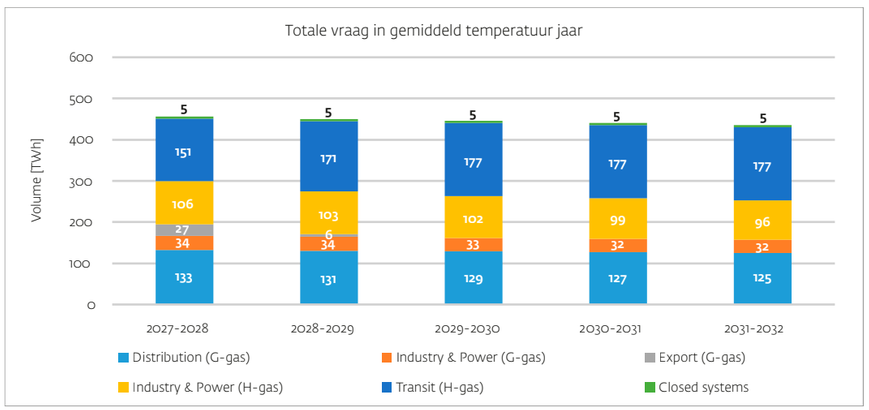
Jaarvolumevraag per categorie

Om naar de ontwikkelingen van de vraag van verschillende categorieën en gaskwaliteiten te kijken, wordt er een uitsplitsing gemaakt in de verschillende aanbod- en vraag categorieën voor de geanalyseerde periode.



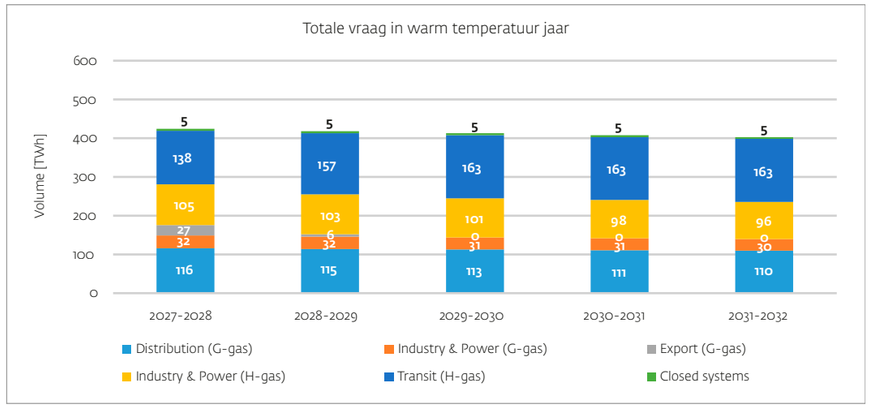
Figuur 17a

Uitgangspunt voor gasvraag in Nederland tot en met gasjaar 2031/2032 in een koud jaar, uitgesplitst naar afnamecategorie.



Figuur 17b

Uitgangspunt voor gasvraag in Nederland tot en met gasjaar 2031/2032 in een gemiddeld jaar, uitgesplitst naar afnamecategorie.



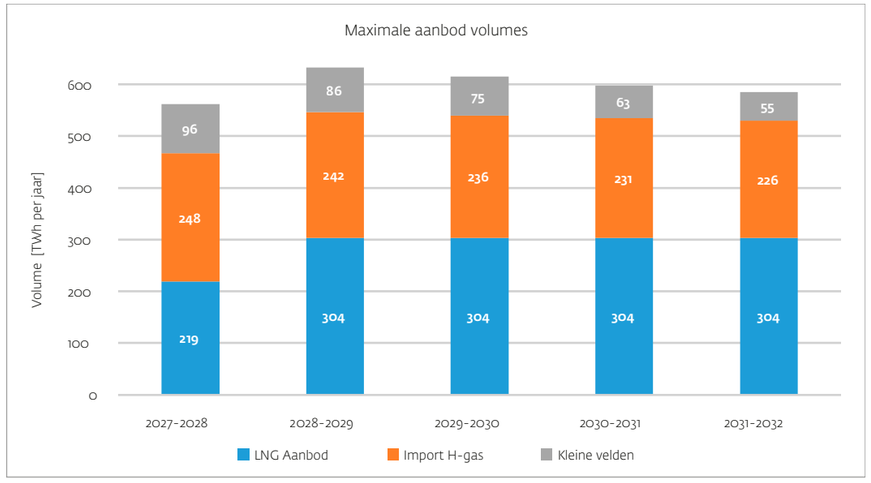
Figuur 17c

Uitgangspunt voor gasvraag in Nederland tot en met gasjaar 2031/2032 in een warm jaar, uitgesplitst naar afnamecategorie.

Ten opzichte van het Overzicht Leveringszekerheid 2025 wordt de daling van de Nederlandse gasvraag vanwege de nieuwe KEV-prognose zichtbaar in de vraag van huishoudens, industrie en gascentrales. De verwachte afbouw van de export van laagcalorisch gas blijft gelijk ten opzichte van het Overzicht Leveringszekerheid 2025, evenals de verwachte doorvoer van hoogcalorisch gas.

Jaarvolume aanbod per categorie

Ook wordt er gekeken naar de ontwikkeling van de verschillende aanbodcategorieën voor de geanalyseerde periode. Te zien is dat de potentiële LNG-importcapaciteit toe neemt, EemsEnergyTerminal is per 1 juni 2028 beschikbaar en draagt daarmee gedeeltelijk bij aan gasjaar 2027/2028 en is volledig beschikbaar voor gasjaar 2028/2029 en daarna. De potentiële importvolumes uit pijpleidingen neemt af met de verwachte terugloop van Noorse gasproductie, net als de binnenlandse productie uit kleine velden.

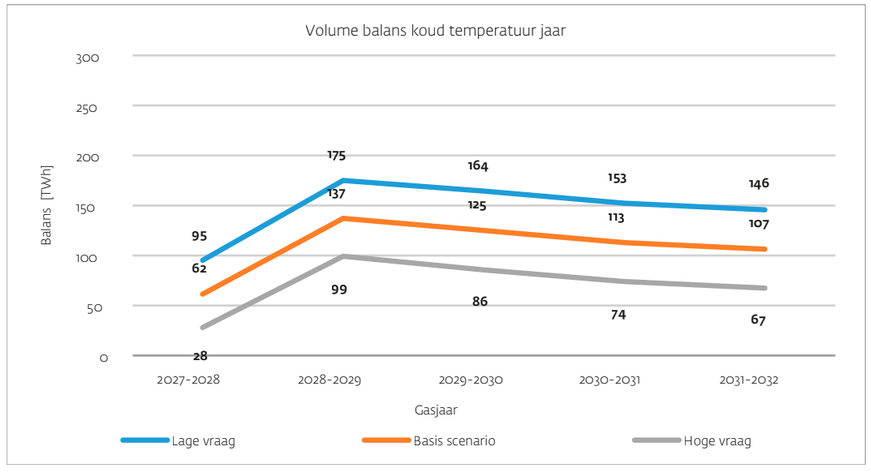


Figuur 18

Aanbod van volume in Nederland tot en met gasjaar 2031/2032.

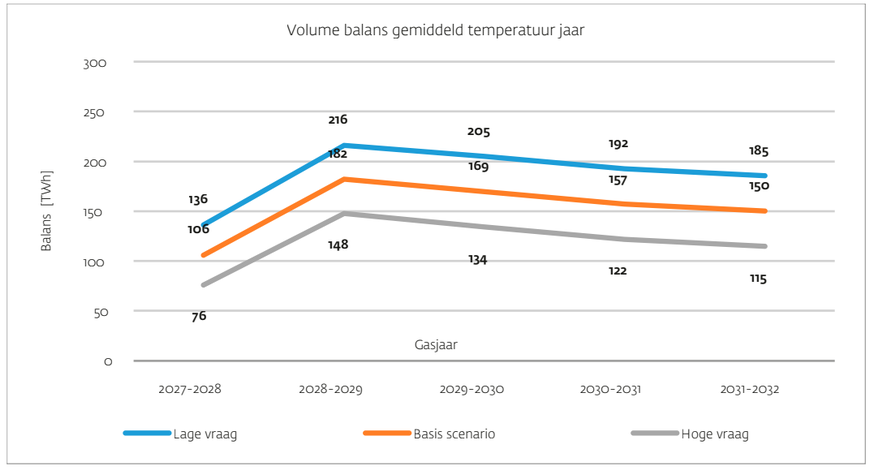
Jaarvolumebalans

Bij de jaarvolumebalans wordt er gekeken naar het nettoresultaat van aanbod minus de vraag. Daarbij wordt beoordeeld of er over het gehele jaar voldoende aanbod beschikbaar is om in de verwachte vraag te voorzien.



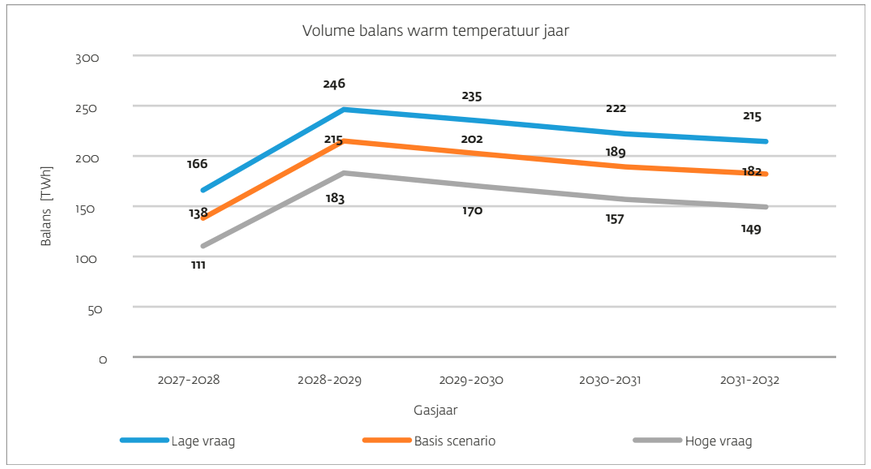
Figuur 19a

Volumebalans in Nederland tot en met gasjaar 2031/2032, voor een koud gasjaar.



Figuur 19b

Volumebalans in Nederland tot en met gasjaar 2031/2032, voor een gemiddeld gasjaar.



Figuur 19c

Volumebalans in Nederland tot en met gasjaar 2031/2032, voor een warm gasjaar.

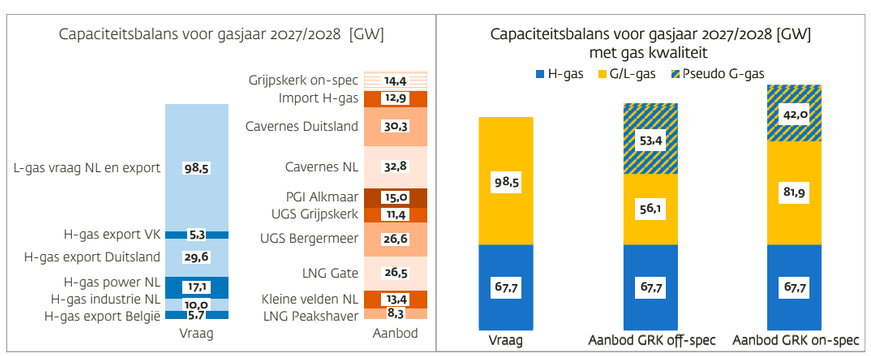
Voor gasjaar 2027/2028 is de volumebalans in alle scenario's positief. Doordat de EemsEnergyTerminal gedeeltelijk onbeschikbaar is in gasjaar 2027/2028, wijken de resultaten voor dat jaar af van de andere jaren in het overzicht.

4.2 Capaciteitsbalans op dag met piekvraag bij -14 °C

Met de capaciteitsbalans wordt beoordeeld of er nog voldoende middelen beschikbaar zijn om aan de capaciteitsvraag te voldoen in een periode van hoge vraag en uitval van een productiemiddel.

Capaciteitsbalans per categorie

Ook in dit onderdeel kan er gekeken worden naar de verschillende vraag- en aanbodcategorieën, hieronder te zien voor gasjaar 2027/2028. Hierbij is de grootste bron, in dit geval UGS Norg, weggelaten in overeenstemming met de wettelijke bepaling.



Figuur 20

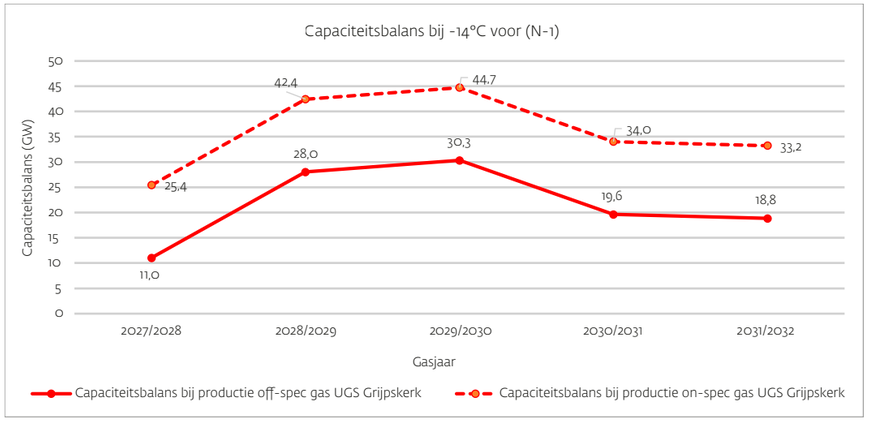
Resultaten van de capaciteitsbalans in gasjaar 2027/2028, uitgesplitst naar categorie aan de linkerkant en gaskwaliteit aan de rechterkant.

De capaciteitsbalans toont een positief resultaat in gasjaar 2027/2028. Ten opzichte van het voorgaande Overzicht Leveringszekerheid is de capaciteitsbalans minder ruim geworden. Deze afname is het gevolg van de tijdelijke onbeschikbaarheid van de EemsEnergyTerminal in de winter van 2027/2028. Daarnaast is een verlaagde capaciteit voor gasopslag Grijpskerk gehanteerd door mogelijke off-spec productie met een lagere capaciteit (3.7.2.2).

Naast de beoordeling op systeemniveau is ook gekeken naar de afzonderlijke systemen voor hoog- en laagcalorisch gas. Daarbij is, waar relevant, rekening gehouden met de inzet van stikstofinstallaties voor kwaliteitsconversie. De analyse laat zien dat het systeem, inclusief inzet van stikstofmiddelen, uitkomt op een positief resultaat. Dit geldt ongeacht of UGS Grijpskerk off-spec of on-spec gas produceert.

Capaciteitsbalans op systeemniveau

De balans is in alle scenario's positief. Er is een stijging in gasjaar 2028/2029 doordat EemsEnergyTerminal weer beschikbaar is op de capaciteitsbalans. Vanaf de winter van 2030/2031 daalt het overschot op de capaciteitsbalans, omdat rekening gehouden wordt met een hogere export naar Duitsland.



Figuur 21

Capaciteitsbalans bij −14 °C in Nederland op systeemniveau tot en met gasjaar 2031/2032.

4.3 EU-gasleveringsnorm: voldoende gas voor beschermde afnemers

De Energiewet schrijft een overzicht voor van de hoeveelheden hoog- en laagcalorisch gas en de bijhorende capaciteiten, nodig om eindafnemers binnen Nederland van gas te voorzien in de drie situaties die volgen uit de Europese gaslevernorm. De drie situaties zijn nader omschreven in hoofdstuk 3.1.3. Onder de gestelde omstandigheden is er sprake van een reguliere situatie, geen noodsituatie. Binnenlandse niet-beschermde eindafnemers mogen daarom niet worden afgeschakeld. Daarnaast moet op basis van de SoS-Verordening ook rekening worden gehouden met doorvoer naar het buitenland en mag deze, onder de gestelde omstandigheden, niet worden afgeschakeld of van een lager volume worden voorzien. Dat betekent dat de gehele gasvraag van binnenlandse afnemers en export geleverd moet kunnen worden.

1. Zeven dagen piekvraag: 8,1 TWh uit seizoensgasopslagen

Het benodigde volume is door GTS bepaald op grond van de door het KNMI[54] vastgestelde gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van -10,2 °C. Deze hoort bij een zeven dagen durende koude periode, die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar.

Balans 7 dagen piekvraag	**Volume [TWh]**			**Capaciteit [GW]**
Effectieve etmaal temperatuur -10,2 °C	G-gas	H-gas	Totaal	Periode gemiddeld
Gasvraag				
beschermde afnemers	5,7	0	5,7	34
▶ incl. binnenlandse afnemers	9,2	2,0	11,2	67
▶ incl. export	9,3	7,5	16,8	100
Gasaanbod				
Uit productie, import en LNG			8,8	52,1
Noodzakelijk aanbod seizoensgasopslagen			**8,1**	47,9

Om aan de gasvraag te kunnen voldoen is, na aftrek van aanbod uit productie en importen, 8,1 TWh additioneel aanbod nodig. Het leveren van dit volume uit een (seizoens-)gasopslag is een voor de hand liggende en effectieve maatregel, aangezien hier bij de start van de winterperiode voldoende in is opgeslagen. De uitzendcapaciteit van de gasopslagen is ruim voldoende om de vereiste 47,9 GW te leveren (zie 3.7.2).

2. Dertig dagen met hoge gasvraag: 32,8 TWh uit seizoensgasopslagen

Het benodigde volume is bepaald op grond van de door het KNMI vastgestelde gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van -5,7 °C[55]. Deze hoort bij een dertig dagen durende koude periode, die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de twintig jaar.

Balans 30 dagen hoge gasvraag	**Volume [TWh]**			**Capaciteit [GW]**
Effectieve etmaal temperatuur -5,7 °C	G-gas	H-gas	Totaal	Periode gemiddeld
Gasvraag				
beschermde afnemers	22,0	0	22,0	31
▶ incl. overige binnenlandse afnemers	36,1	10,2	46,3	64
▶ incl. export	36,4	33,8	70,3	98
Gasaanbod				
Uit productie, import en LNG			37,5	52,1
Noodzakelijk aanbod seizoensgasopslagen			**32,8**	45,9

54 *https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/leveringszekerheid-gas/achtergrondinformatie*
55 *https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/leveringszekerheid-gas/achtergrondinformatie*

Om aan de totale gasvraag van 70 TWh te voldoen is, na aftrek van het aanbod uit productie en importen, 32,5 TWh additioneel aanbod nodig. Het leveren van dit volume uit een seizoensgasopslag is een voor de hand liggende en effectieve maatregel. De uitzendcapaciteit van de seizoensgasopslagen is ruim voldoende om de vereiste 45,9 GW te leveren (zie 3.7.2).

3. Dertig dagen gemiddelde winter, met uitval: 27,2 TWh uit seizoensgasopslagen

Een periode van 30 dagen onder gemiddelde winterse omstandigheden komt volgens het KNMI overeen met een gemiddelde effectieve etmaal temperatuur van +3,6 °C[56]. De uitval is gedefinieerd als de uitval van Gate, zijnde de installatie die onder gemiddelde winterse omstandigheden het grootste volume levert.

Balans 30 dagen met uitval	**Volume [TWh]**			**Capaciteit [GW]**
Effectieve etmaal temperatuur +3,6 °C	G-gas	H-gas	Totaal	Periode gemiddeld
Gasvraag				
beschermde afnemers	11,4	0	11,4	16
▶ incl. overige binnenlandse afnemers	20,0	19,7	29,7	41
▶ incl. export	20,2	26,6	46,8	65
Gasaanbod				
Uit productie, import, LNG, zonder Gate			19,6	31,6
Noodzakelijk aanbod seizoensgasopslagen			**27,2**	33,4

Om aan de totale gasvraag van 46,8 TWh te voldoen is, na aftrek van het aanbod uit productie en importen, 27,2 TWh additioneel aanbod nodig. Het leveren van dit volume uit een seizoensgasopslag is een voor de hand liggende en effectieve maatregel. De uitzendcapaciteit van de seizoensgasopslagen is ruim voldoende om de vereiste 33,4 GW te leveren (3.7.2).

Samenvattend

Om te voldoen aan de EU-gaslevernorm moet het grootste volume uit de drie deelnormen beschikbaar zijn in de seizoensgasopslagen. Op basis van de tweede deelnorm, dertig dagen met hoge gasvraag, volgt voor de winter 2027/2028 dat aan het aan begin van de laatste wintermaand 32,8 TWh aanwezig moet zijn, bij een capaciteit van 45,9 GW.

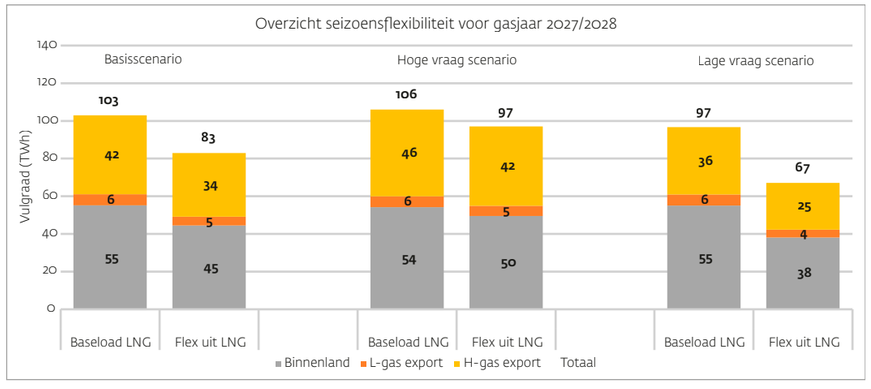
4.4 Vuldoel Nederlandse seizoensgasopslagen

In deze paragraaf wordt er gekeken naar de benodigde vulgraad in seizoensgasopslagen om leveringszekerheid te borgen in een koude winter, gedefinieerd aan de hand van temperatuurprofiel 2012/2013. Hierbij worden naast de basisscenario's ook extra varianten doorgerekend als gevoeligheid. In deze extra varianten worden scenario's met lagere- en hogere gasvraag doorgerekend. De benodigde vulgraad in de scenario's is bepaald op basis van de netto vraag naar additioneel wintervolume, zoals beschreven in hoofdstuk 2.5.

56 *https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/leveringszekerheid-gas/achtergrondinformatie*

4.4.1 Overzicht van de scenario's

Een samenvatting van de varianten is weergegeven in figuur 22. In de scenario's met een lagere- en hogere vraag, met daarbij een baseload levering van LNG, worden respectievelijk benodigde vulgraden berekend van 97 TWh en 106 TWh. Indien wordt uitgegaan van flexibele levering van LNG worden voor lagere- en hogere vraag vulgraden berekent van respectievelijk 67 TWh en 97 TWh.



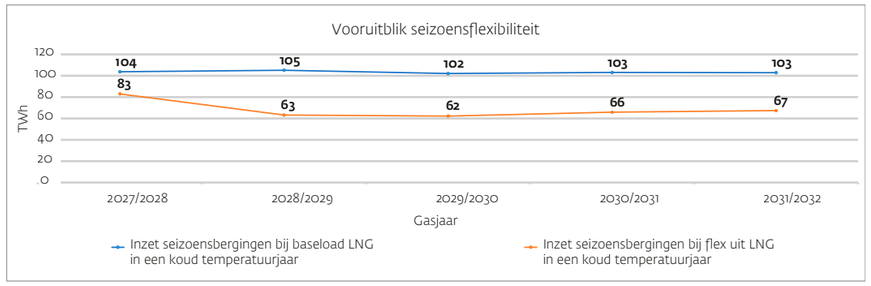
Figuur 22

Overzicht van de benodigde vulgraad en varianten

In de komende jaren blijft de vraag naar seizoensflexibiliteit in het scenario met baseload levering van LNG in een koude winter naar verwachting stabiel rond de 103 TWh in gasjaar. In het scenario waarin LNG flexibel geleverd wordt in een koude daalt de benodigde seizoensflexibiliteit uit gasopslagen vanaf gasjaar 2028/2029, doordat de EemsEnergyTerminal dan weer volledig beschikbaar is in de winter.

Deze overige ontwikkelingen zijn het nettoresultaat van:

- een geleidelijke afname in de binnenlandse gasvraag,
- het beëindigen van de export van laagcalorisch gas,
- afname van productie uit kleine velden,
- afname van import van Noors gas,
- een toename van de doorvoer van hoogcalorisch gas naar Duitsland.



Figuur 23

Vuldoel aan het begin van elk gasjaar, gebaseerd op een koud gasjaar (2012/2013).

4.4.2 Geadviseerd vuldoel

De analyse van GTS laat zien dat het benodigde vulniveau van de seizoensgasopslagen mede afhankelijk is van de mate waarin gedurende een extreem koude winter kan worden vertrouwd op additionele LNG-aanvoer.

In de doorrekening met een relatief vlak LNG-aanvoerprofiel, is een vulniveau van 103 TWh benodigd om voorbereid te zijn op een koude winter. In de variant waarin wordt aangenomen dat er in de wintermaanden additionele LNG-volumes (ten opzichte van het vlakke aanvoerprofiel) worden aangevoerd, bedraagt het benodigde vulniveau 83 TWh. Beide uitkomsten volgen uit aannames die GTS realistisch acht.

Het verschil tussen beide uitkomsten hangt samen met de rol die aanvullende LNG-aanvoer gedurende een koude winter kan spelen bij het waarborgen van de leveringszekerheid. Een lager benodigd vulniveau impliceert een grotere afhankelijkheid van LNG-volumes die gedurende een koude winter naar Nederland zouden moeten komen. Een hoger benodigd vulniveau betekent daarentegen dat een groter deel van het benodigde volume voorafgaand aan de winter in opslag aanwezig is, waardoor Nederland tijdens een koude winter minder afhankelijk is van aanvullende LNG-aanvoer.

Bij de keuze voor een passend vuldoel acht GTS het van belang rekening te houden met de onzekerheid rondom de beschikbaarheid van additionele LNG-volumes tijdens een extreem koude winter. De afgelopen twee jaar heeft GTS als uitgangspunt genomen dat er geen aanvullende LNG-volumes (ten opzichte van het vlakke aanvoerprofiel) naar Nederland worden aangevoerd gedurende een extreem koude winter. Een belangrijk verschil ten opzichte van voorgaande jaren, is dat de wereldwijde LNG-productie gedurende de winter van 2027/2028 naar verwachting toegenomen zal zijn.

In een extreem koude winter kan de gasvraag in meerdere afzetmarkten gelijktijdig toenemen. Immers, wanneer het in Nederland extreem koud is zal het ook in omringende landen koud zijn en zal ook daar het gasverbruik toenemen. Daarnaast valt een dergelijke situatie samen met de winterperiode in Azië, waardoor de Aziatische vraag eveneens hoger uit kan vallen. Hierdoor neemt de concurrentie om flexibel inzetbare LNG-volumes in een dergelijke situatie toe.

Omdat de verwachting is dat de mondiale beschikbaarheid van flexibel inzetbare LNG-volumes de komende jaren zal toenemen, heeft GTS in het consultatiedocument expliciet de vraag voorgelegd in hoeverre tijdens een extreem koude winter rekening kan worden gehouden met aanvullende LNG-aanvoer naar Nederland. Marktpartijen gaven in hun reacties aan dat het realistisch is hiervan uit te gaan.

GTS onderschrijft dat de verwachte toename van flexibel inzetbare LNG-volumes een realistische basis vormt voor de aanname dat ook tijdens een koude winter aanvullende LNG-volumes beschikbaar kunnen komen voor Noordwest-Europa en Nederland. Tegelijkertijd bestaan er nog onzekerheden die van invloed kunnen zijn op de beschikbaarheid van deze volumes. Daarbij kan worden gedacht aan geopolitieke ontwikkelingen, zoals de situatie rondom de Straat van Hormuz, onzekerheid over het moment waarop Qatarese LNG-productie weer volledig beschikbaar komt, en bredere onzekerheden in de internationale LNG-markt.

Vanuit leveringszekerheidsperspectief acht GTS het daarom prudent om niet volledig te vertrouwen op toekomstige LNG-aanvoer, maar een groter deel van het benodigde volume reeds vóór de winter in opslag beschikbaar te hebben.

Tegelijkertijd onderkent GTS dat de internationale LNG-markt een cruciaal onderdeel vormt van de Europese gasvoorziening en ook in perioden van verhoogde vraag een bijdrage kan leveren aan de beschikbaarheid van gas voor Noordwest-Europa.

Thans adviseert GTS daarom een vuldoel van 93 TWh voor gasjaar 2027/2028[57]. Met dit vuldoel wordt rekening gehouden met de onzekerheid rondom de beschikbaarheid van toekomstige LNG-volumes, zonder deze bijdrage volledig buiten beschouwing te laten.

57 *In Europese regelgeving is bepaald dat het vuldoel jaarlijks behaald dient te worden in de periode 1 oktober tot 1 december. Ter indicatie: uit het vuladvies van 93 TWh volgt dat per 1 december nog circa 87 TWh opgeslagen dient te zijn om te kunnen blijven voldoen aan de gasvraag gerelateerd aan de koudste winter van de afgelopen 20 jaar.*

Colofon

Ontwerp
N.V. Nederlandse Gasunie, Groningen
i.s.m. LeinDizein Grafische Vormgeving

Gepubliceerd door
Gasunie Transport Services B.V.
Postbus 181
9700 AD Groningen
Nederland

Telefoon +31 50 521 22 50
E-mail: info@gastransport.nl
Internet: www.gasunietransportservices.com