

Strategische kussengasreserves

Een analyse van maatregelen om de
leveringszekerheid en betaalbaarheid van
gas te verbeteren



Strategische kussengasreserves

Een analyse van maatregelen om de leveringszekerheid
en betaalbaarheid van gas te verbeteren

Dit rapport is geschreven door:
Cor Leguijt en Reinier van der Veen, Jilles van den
Beukel (Jilles van den Beukel Energy Consulting)

Delft, CE Delft, September 2025

Publicatienummer: 25.250228.184

Opdrachtgever: Vereniging Energie-Nederland

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn
verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de
projectleider Cor Leguijt (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft – Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en
advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn
toonaangevend op het gebied van energie, transport
en grondstoffen. Met onze kennis van techniek,
beleid en economie helpen we overheden, NGO's en
bedrijven structurele veranderingen te realiseren.
Al sinds 1978 werken betrokken en kundige
medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	5
1	Inleiding	8
	1.1 Aanleiding	8
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	9
	1.3 Leeswijzer	9
2	Ontwikkelingen gasmarkten	11
	2.1 Een groeiende rol van LNG	11
	2.2 Een toegenomen importafhankelijkheid	14
	2.3 Een wereld waarin energie als wapen of drukmiddel wordt gebruikt	17
	2.4 De onzekere vooruitzichten voor gas in Europa	19
3	Gasopslagen	22
	3.1 Het functioneren van Nederlandse, en Europese, gasopslagen	22
	3.2 Recente ontwikkelingen voor gasopslagen	25
4	Probleemanalyse: een leveringszekerheidsrisico en een betaalbaarheids-probleem	27
	4.1 Leveringszekerheid	27
	4.2 Extreme situaties	29
	4.3 Betaalbaarheid is een groter probleem geworden	30
5	Analyse van mogelijke maatregelen	33
	5.1 Een grote LNG-importcapaciteit handhaven	34
	5.2 Stimulering Nederlandse (en/of Europese) gasproductie	35
	5.3 Een gezamenlijke inkoop van LNG	36
	5.4 Prijsplafonds	37
	5.5 Langetermijncontracten	37
	5.6 Verplichte vulgraden voor gasopslagen (voor lidstaten)	38
	5.7 Noodvoorraad	42
6	Strategische (kussen)gasreserves	43
	6.1 Analogie met strategische olievoorraden	43
	6.2 Nieuwe strategische gasreserves	44
	6.3 Strategische kussengasreserves	46
	6.4 Synthese: overzicht van mogelijke maatregelen	50

7	 Conclusies	53
	Literatuur	55
A	 Strategische kussengasreserve Norg	57

Samenvatting

Een nieuwe gaswereld. Een grote afhankelijkheid van geïmporteerde fossiele brandstoffen, zoals aardolie en aardgas, heeft tot gevolg dat Europa kwetsbaar is op het gebied van energie. Deze kwetsbaarheid is groter geworden nu er een wereldwijde verschuiving plaatsvindt van internationale samenwerking naar strijd om politieke macht en concurrentie om economische macht. Hoe om te gaan met deze nieuwe situatie, op het gebied van gas, is de kernvraag van deze studie. Welke maatregelen, zoals een grote LNG-importcapaciteit, verplichte vulgraden voor gasopslagen of het aanhouden van strategische gasreserves, zijn zinvol?

In 2022 werd Europa op pijnlijke wijze geconfronteerd met deze nieuwe wereld. De 2022 gascrisis, veroorzaakt doordat Rusland gas als wapen gebruikte in het conflict om Oekraïne, kostte de EU rond de 1000 miljard euro. Deze crisis werd opgelost door marktwerking. Op de kortere termijn, in 2022, leidden extreem hoge gasprijzen tot vraagvermindering en een veel grotere import van LNG. Op de lange termijn, vanaf 2025, komt er veel meer LNG op de markt, wat vroeg of laat een neerwaartse druk op de gasprijs gaat geven.

Hoewel er nog steeds wel een leveringszekerheidsrisico is voor gas, een gelijktijdig opblazen van de Noorse pijpleidingen kan bijvoorbeeld niet worden uitgesloten, is het zwaartepunt van het probleem de afgelopen jaren verschoven van leveringszekerheid naar betaalbaarheid. Met een groeiende wereldwijde LNG-maakcapaciteit en een ruime Europese importcapaciteit is leveringszekerheid, extreme situaties daargelaten, te koop. Maar er hangt wel een prijskaartje aan, met name tijdens een krappe LNG-markt.

Mogelijke maatregelen. Op de langere termijn gaat, met een dalende gasvraag, de energietransitie steeds meer verlichting brengen. Op de kortere termijn zal de EU echter nog grote hoeveelheden gas blijven importeren.

De eerste verdedigingslinie van Europa is de import van LNG, wat zowel goed is voor de betaalbaarheid als voor de leveringszekerheid van gas gedurende de energietransitie. De hoge gasprijzen van de afgelopen jaren resulteerden wereldwijd in de bouw van een groot aantal nieuwe LNG-fabrieken. De meest voor de hand liggende mogelijke maatregel voor het borgen van leveringszekerheid en betaalbaarheid is dan ook zich te verzekeren van een ruime LNG-importcapaciteit, gebaseerd op de volumes zoals die tijdens een crisis nodig kunnen zijn.

Een aantal vaak voorgestelde maatregelen werkt niet (zoals gezamenlijke inkoop van gas) of is marktversturend (prijsplafonds, verplichte vulgraden voor gasopslagen). Voor de vulgraad van gasopslagen is het wel goed deze zorgvuldig te monitoren en voorbereid te zijn om

onder bepaalde omstandigheden te kunnen ingrijpen, maar een jaarlijks terugkerend, regulier ingrijpen volgens starre vulgraadpercentages is prijsopdrijvend.

Overheidsingrijpen kan noodzakelijk zijn om infrastructuur (zoals LNG-importterminals of gasopslagen) te behouden die nog van grote maatschappelijke waarde is, maar voor een private eigenaar commercieel weinig aantrekkelijk kunnen worden.

Noodvoorraad en strategische reserves. Een noodvoorraad heeft als doel de leveringszekerheid te borgen. Een strategisch reserve wordt juist ingezet voor het dempen van prijsspieken en om economische schade te beperken. Bestaande gasopslagcapaciteit uit de markt te halen voor het creëren van een noodvoorraad of strategische reserve is zeer duur en kan marktverstrend zijn. Een noodvoorraad puur voor leveringszekerheid zal waarschijnlijk ook nooit ingezet worden. Ver voordat er fysiek niet meer geleverd kan worden, hebben vraagvermindering en een toegenomen LNG-import vraag en aanbod weer in evenwicht gebracht, zij het tegen hoge maatschappelijke kosten zoals huishoudens in de kou en economische kosten en banenverlies door bedrijven die sluiten vanwege de hoge energierekening.

Een strategische gasreserve die net als de bestaande strategische olievoorraad ingezet kan worden om economische schade te beperken is ook kostbaar. Deze kan weliswaar een prijsspiek dempen, maar de vaste kosten die daar tegenover staan zijn hoog. De vraag is of er niet een slimmere optie waarbij tegen lagere maatschappelijke kosten toch een verzekering tegen extreme situaties op de gasmarkt kan worden gerealiseerd.

Strategische kussengasreserve. Er zijn in Europa ‘gasreserves’ die op dit moment onder geen beding als reserve aangesproken mogen worden, namelijk het kussengas in de bestaande bergingen. Het is waarschijnlijk dat de kosten en risico’s van het tijdelijk vrijgeven van kussengas in extreme marktomstandigheden veel kleiner zijn dan de baten voor de samenleving. Door een ‘noodwinningsplan’ voor de bestaande gasopslagen af te geven kan tegen geringe kosten een strategische reserve worden gecreëerd. Een strategische kussengasreserve zou een functie kunnen hebben die vergelijkbaar is aan de functie van de strategische olievoorraad, die ook in Nederland wordt aangehouden: een reserve die kan worden ingezet om economische schade te beperken. Door te kijken naar geschikte gasopslagen door heel Europa kan verkend worden hoe de kosten en baten van kussengasreserves goed verdeeld kunnen worden.

Dit vergt een integrale visievorming op gasopslagen, waarin het behoud van de bestaande opslagfunctie, de inzet van het kussengas als strategische reserve, en mogelijk een geringe jaarlijkse productie (om de kosten te beperken), worden geïntegreerd.

De meest voor de hand liggende optie voor een kussengasreserve in Nederland is de Norg-gasopslag. Deze grote opslag bevat een relatief grote hoeveelheid kussengas, waarvan de waarde (voor overheid en eigenaar) nu niet gerealiseerd wordt. Norg is de eerste opslag waarvoor een continuering van de huidige opslagfunctie voor de eigenaar niet meer commercieel attractief zal zijn (op termijn gaat dit ook voor andere Europese opslagen

spelen). Dit is vanuit het perspectief van de eigenaar te begrijpen, maar is voor de leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas een zorg. Een mogelijke toekomst voor Norg, met kussengas als strategische reserve, is verder uitgewerkt in Bijlage A.

In het algemeen schatten wij in dat de beste strategie om de leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas te borgen bestaat uit de volgende drie onderdelen: het waar mogelijk vertrouwen op marktwerking, het in stand houden van een relatief grote LNG-importcapaciteit, en het opzetten van strategische kussengasreserves. Die laatste vergemakkelijken ook het continueren van bestaande gasopslagen. Deze maatregelen zijn te prefereren boven het jaarlijks voorschrijven van verplichte vulgraden voor gasopslagen, prijsplafonds en een gezamenlijke inkoop van gas.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Ongeveer 600 miljard euro stroomde er de Europese Unie (EU) uit ten gevolge van de gascrisis in 2022 (Eurostat, 2023). Worden ook de kosten van steunpakketten meegenomen dan stijgt dit bedrag tot boven de 1.000 miljard euro (Colgan et al., 2023). Ook nu nog is de gasprijs een serieus issue voor Nederland, zowel voor consumenten als voor de industrie.

Daarnaast zijn de recente geopolitieke ontwikkelingen zorgwekkend. Dat Rusland in 2022 energie als drukmiddel gebruikte, zou wel eens geen eenmalige gebeurtenis kunnen zijn, maar een meer structurele verschuiving naar een wereld waarin veiligheid en strategische autonomie voorop staan in plaats van internationale handel en samenwerking (Bordoff & O'Sullivan, 2023).

Met al deze ontwikkelingen staan de betaalbaarheid en leveringszekerheid van energie, en aardgas in het bijzonder, hoog op de politieke agenda. Op de wat langere termijn gaat de energietransitie verlichting brengen. Een energietransitie, die niet alleen noodzakelijk is om redenen van klimaat, maar ook de kwetsbaarheid gaat verminderen die veroorzaakt wordt door de grote Europese afhankelijkheid van geïmporteerde fossiele energie. Voorlopig moet Europa echter zo goed mogelijk omgaan met deze kwetsbaarheid.

In de oude gaswereld loste het Groningengas veel problemen op voor Nederland en werd Rusland als een betrouwbare leverancier gezien voor Europa. Een relevante vraag is hoe Nederland moet reageren op deze nieuwe gaswereld:

- een wereld waarin betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas op de tocht staan.
- een wereld waarin, op Europees en Nederlands niveau, de beste manier om te reageren nog niet is uitgekristalliseerd, getuige de aanhoudende discussies over prijsplafonds, vulgraden voor gasopslagen en strategische reserves;
- een wereld waarin Nederland ook een aantal ijzers in het vuur heeft: een toegenomen LNG-importcapaciteit die gebruik kan maken van een groeiende wereldwijde LNG-maakcapaciteit, een Europese gasmarkt met goede connecties tussen landen en een ruime opslagcapaciteit voor gas.

De veranderingen hebben geleid tot een discussie over het aanhouden van een strategische gasreserve, zoals die er ook al sinds de oliecrises in de jaren 70 van de vorige eeuw bestaat voor aardolie.

Daarbij is er een aspect dat vooral voor Nederland belangrijk is: hoe om te gaan met de huidige grote Nederlandse gasopslagen? Deze gasopslagen vervullen een belangrijke rol in het vergroten van de flexibiliteit van het gassysteem. Door overtollige productie- en importcapaciteit bij lage vraag te gebruiken voor het opslaan van gas in de gasopslagen ontstaat additionele uitzendcapaciteit bij een periode van hoge vraag door bijvoorbeeld koud weer. Anders dan bijvoorbeeld batterijen zijn gasopslagen dermate groot dat grote hoeveelheden energie van het zomer- naar het winterseizoen kunnen worden verschoven. Bovendien bieden zij het potentieel voor een strategische reserve.

Het verdienmodel van de bestaande gasopslagen staat onder druk. Dat raakt in eerste instantie Norg, de grootste aardgasopslag van Nederland. De huidige eigenaar, NAM, heeft bij de overheid een winningsplan ingediend voor het 'kussengas' in Norg. In het geval dat dat wordt goedgekeurd en uitgevoerd houdt Norg op te functioneren als gasopslag.

De veranderingen van een oude naar een nieuwe gaswereld, de discussie over het aanhouden van een strategische gasreserve alsook de vraagstukken rond het winningsplan voor Norg hebben geleid tot deze studie in opdracht van Energie-Nederland.

1.2 Doel en onderzoeksvragen

Het doel van de studie is tweeledig:

- Ten eerste om inzicht te geven in de wijzigingen die zijn opgetreden in de gaswereld en in hoe die wereld zich naar verwachting verder zal ontwikkelen, daarbij ook ingaand op de vraag hoe gasopslagen functioneren in de oude en de nieuwe gaswereld.
- Ten tweede een probleemanalyse te geven betreffende de leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas, gevolgd door een analyse van mogelijke maatregelen, met name ook rond strategische gasreserves. En daarbij, waar mogelijk, een aanzet te geven tot een kwantitatieve kosten-batenanalyse.

1.3 Leeswijzer

In Hoofdstukken 2 en 3 wordt het eerste gedeelte van de onderzoeksvragen beantwoord. Er wordt ingegaan op de ontwikkeling van de gasmarkten en op het huidige en toekomstige functioneren van gasopslagen. Een goed begrip van deze zaken is belangrijk voor de probleemanalyse en de evaluatie van mogelijke maatregelen en oplossingen. Afhankelijk van voorkennis en interesse, kunnen lezers overwegen Hoofdstuk 2 en/of Hoofdstuk 3 geheel of gedeeltelijk over te slaan.

In Hoofdstuk 4 wordt de probleemanalyse gegeven en Hoofdstukken 5 en 6 betreffen de evaluatie van mogelijke maatregelen. In Hoofdstuk 6 wordt daarbij specifiek ingegaan op strategische reserves. Daarna volgen conclusies en aanbevelingen.

Rekeneenheden: bcm en TWh

In de literatuur worden verschillende rekeeneenheden voor gas gebruikt, zoals bcm (billion cubic metres; 1 miljard kubieke meter) en terawattuur (TWh). Elke beroepsgroep hanteert een eigen meest gangbare eenheid. De omrekeningsfactor van de ene naar de andere eenheid hangt af van de soort aardgas: laagcalorisch of hoogcalorisch¹. We gebruiken in deze studie bcm en TWh door elkaar heen, ook vanwege de figuren die soms zijn overgenomen uit andere studies. Een redelijk bruikbare simpele vuistregel is: 1 TWh correspondeert met ongeveer 0,1 bcm. Handelsprijzen van gas in Europa worden veelal uitgedrukt in euro per megawattuur (MWh). Eén TWh is gelijk aan één miljoen MWh.

¹ En om het nog iets complexer te maken: het hangt ook nog af van de gehanteerde definitie voor de energie-inhoud, namelijk onderste verbrandingswaarde (lower heating value, LHV; waarbij de condensatiewarmte van waterdamp in de rookgassen niet wordt meegeteld) en bovenste verbrandingswaarde (higher heating value, HHV, waarbij dat wel het geval is). Het verschil tussen beide verbrandingswaardes bedraagt bij aardgas circa 10%. We hebben hier LHV gebruikt bij omrekeningen omdat dat gangbaar is in het internationale (gas)handelsverkeer.

2 Ontwikkelingen gasmarkten

Om maatregelen die de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas zouden kunnen verbeteren te kunnen beoordelen, is het van belang om ontwikkelingen op de gasmarkten te analyseren. In dit hoofdstuk wordt eerst de groeiende rol van LNG in de wereld beschreven (Paragraaf 2.1) en daarna de afnemende productie in, en toenemende importafhankelijkheid van, Europa (Paragraaf 2.2). Die twee ontwikkelingen zijn hand in hand gegaan. Vervolgens wordt in Paragraaf 2.3 de groeiende invloed van geopolitiek op de gaswereld geanalyseerd en in Paragraaf 2.4 worden mogelijke scenario's voor de toekomst van gas in Europa geschetst.

2.1 Een groeiende rol van LNG

LNG (*Liquefied Natural Gas*, vloeibaar gas) is gas dat, door het te koelen tot -160°C , in vloeibare vorm kan worden getransporteerd. LNG wordt al sinds de jaren 60 van de vorige eeuw met LNG-tankers over zee vervoerd. Decennia lang was dit echter een beperkte niche. Rond 2000 begon LNG sterk te groeien en sinds die tijd zijn de wereldwijde LNG-maakcapaciteit, het aantal LNG-tankers en de Europese LNG-importcapaciteit sterk gestegen. Waren er in 2000 wereldwijd ongeveer 50 LNG-tankers, nu zijn het er rond de 700, een aantal dat de komende jaren snel stijgt (Argus Media, 2024).

De capaciteit om LNG te maken bedraagt nu ruim 15% van de wereldwijde gasproductie; een percentage dat geleidelijk groeit. De verwachting is dat dit percentage in 2040 toegenomen zal zijn tot 25% (Shell, 2024). Voor producenten maakt LNG het mogelijk gasvelden te ontwikkelen waarvoor lokaal niet voldoende vraag is; voor afnemers maakt LNG het mogelijk gas te gebruiken in gebieden met weinig gasproductie op een beperkte afstand. Daarnaast maakt LNG het mogelijk de aanvoer van gas te diversifiëren en daarmee de leveringszekerheid te vergroten. In vergelijking met pijpleidingen, waarbij producent en gebruiker fysiek aan elkaar gekoppeld zijn, geeft LNG meer keuzevrijheid. Bij dat laatste dient de kanttekening geplaatst te worden dat het aantal landen waar grootschalig LNG geproduceerd wordt, wel beperkt is. Deze landen zijn met name Qatar, de VS en Australië, op enige afstand gevolgd door Rusland.

Qatar was voorloper op het gebied van LNG en is nog steeds een belangrijke speler. Staatsbedrijf QatarEnergy richt zich daarbij op de hele keten; van productie en het vloeibaar maken van gas, via transport met een eigen vloot van tankers, tot aflevering bij vooral Aziatische, maar ook Europese, afnemers. Het bedrijf heeft een voorkeur voor verkoop via langetermijncontracten en heeft, door de grote schaal van de operaties, wereldwijd de laagste LNG-kostprijs (IEEFA, 2024). Anders dan in Qatar wordt LNG in de VS en Australië geproduceerd door een veelheid aan bedrijven, die zich meestal niet op de gehele keten richten. De groei van de wereldwijde LNG-maakcapaciteit vond de laatste jaren vooral plaats in de VS.

Met de opkomst van schalieolie en schaliegas is de VS, qua productie van fossiele brandstoffen, een structureel andere weg ingeslagen dan de EU (HCSS, 2023b). De VS zijn nu met afstand de grootste olie- en gasproducent ter wereld. Rond 2005 bereidde men zich in de VS er nog op voor om een groot aantal LNG-importterminals te bouwen. Door het succes van de schaliegasproductie is dat stopgezet en zijn op sommige van deze locaties in plaats hiervan exportterminals gebouwd. De export van LNG is sinds 2017 gegroeid tot ongeveer 100 bcm (miljard kuub) per jaar. De helft van de Europese LNG-import kwam de laatste jaren uit de VS. De VS is nu veruit de grootste olie en LNG-leverancier van Europa geworden. Tegelijkertijd is de VS voor Europa, of het nu om defensie of om energie gaat, niet meer de betrouwbare partner van weleer.

De wereldwijde LNG-capaciteit is nu groot genoeg om ervoor te zorgen dat de Europese (TTF) en Aziatische (JKM) spotprijzen voor gas geconvergeerd zijn. Dat is, naar alle waarschijnlijkheid, structureel. LNG uit Qatar gaat, tenzij via langetermijncontracten anders is vastgelegd, naar de locatie in Azië of Europa waar de opbrengst het hoogst is. Het exportvolume van LNG uit de VS is echter niet zo groot dat de Europese gasprijs nu sterk gekoppeld is aan de Amerikaanse Henry Hub (HH) gasprijs. In een wereld zonder energietransitie zou er zoveel Amerikaanse LNG-capaciteit worden bijgebouwd dat de Europese gasprijs uiteindelijk zou convergeren naar een niveau gerelateerd aan de Amerikaanse gasprijs plus de aanvullende kosten van het vloeibaar maken en het transport van gas. Het lijkt niet waarschijnlijk dat aardgas nog zo'n lange toekomst heeft – al kunnen er bij een ruime LNG-markt periodes zijn dat de Europese gasprijs zich nabij, of zelfs onder, dit niveau bevindt.

Dat er een wereldwijde markt is voor LNG, betekent dat nog niet dat er ook een uniforme wereldwijde prijs is voor gas. LNG betreft gas met een relatief hoge kostprijs. De kosten van het vloeibaar maken van gas, in combinatie met het daaropvolgende transport over een grote afstand, zijn vaak vergelijkbaar aan de kosten van de productie van het gas. De gasprijs in de VS is dan ook structureel lager dan die in Europa (Energeia, 2023). De Henry Hub gasprijs in de VS (HH) hangt nauw samen met de kostprijs van schaliegas in de VS. Deze gasprijs schommelt rond de 6 tot 10 €/MWh. De hoeveelheid schaliegas die tegen dergelijke lage kosten in de VS geproduceerd kan worden is geen beperkende factor.

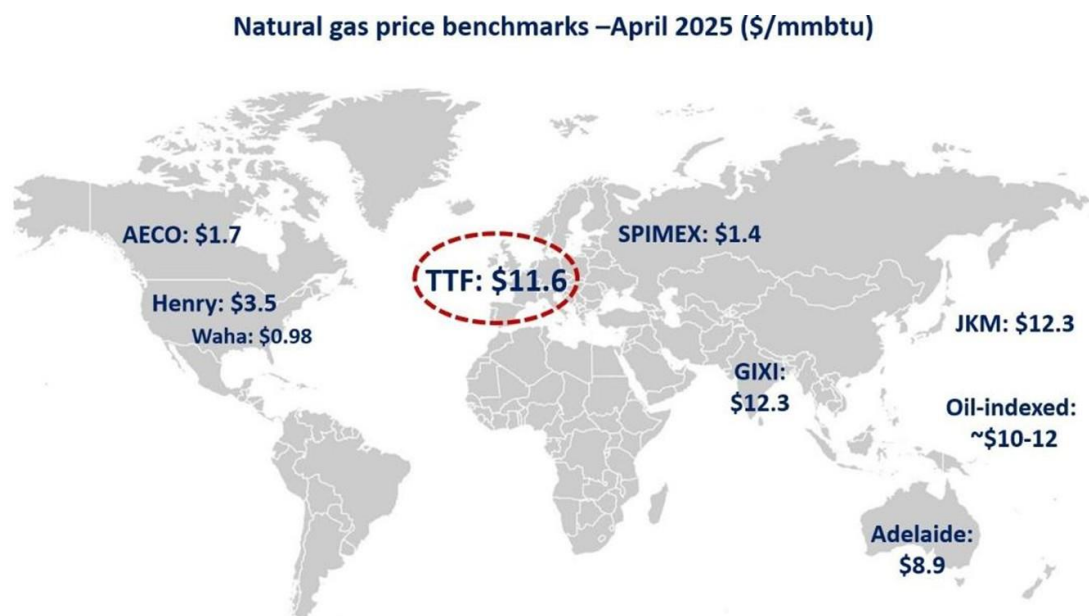
Aan extra gasvraag wordt in Europa voldaan door meer LNG in te voeren. De afgelopen 10 jaar is Europa dan ook geleidelijk aan steeds meer LNG gaan importeren; tussen 2015 en 2025 verdrievoudigde de Europese LNG import van rond de 50 miljard kuub per jaar in 2015 naar het huidige niveau van rond de 150 miljard kuub per jaar. Daarmee is LNG de marginale leverancier op de Europese gasmarkt en bepaalt het de Europese gasprijs. Noors gas (en in het verleden gas uit Groningen of Russisch gas) mag dan een veel lagere kostprijs hebben, het is echter LNG dat de marktprijs zet. Het is daarbij niet zozeer de *kostprijs* van LNG die bepalend is, maar de prijs die Europese consumenten ervoor over hebben om te zorgen dat er genoeg LNG naar Europa komt om aan de vraag te voldoen. Daarbij zijn ze in concurrentie met de afnemers in Azië². In de rustige periode tussen 2010 en 2020, met een ruime markt voor LNG, schommelde de Europese TTF-prijs rond de 20 €/MWh. De laatste jaren (na de 2022 gascrisis), met een krappe markt voor LNG, was dat ongeveer een factor 2 hoger.

In gebieden waar de import van LNG geen grote rol speelt, is de prijs van gas veelal gerelateerd aan de kostprijs van lokaal geproduceerd gas. Dit is bijvoorbeeld het geval in Rusland, waar de gasprijs slechts 1 tot 2 €/MWh bedraagt. Sommige landen, met name China, kiezen ervoor relatief veel langetermijncontracten voor de inkoop van LNG af te sluiten, waarbij de inkoopprijs vaak gerelateerd is aan de olieprijs of aan de Amerikaanse Henry Hub gasprijs. De prijs die in Europa betaald wordt voor LNG is veelal gerelateerd aan de TTF-spotprijs.

Voor aardolie, een product dat relatief makkelijk en goedkoop te vervoeren is, bestaat er een vrijwel uniforme wereldwijde olieprijs. Voor gas, een product dat veel duurder is om te vervoeren, en waarvoor de capaciteit voor transport over lange afstanden kleiner is, is er weliswaar een wereldwijde LNG-markt, maar ook een grote verscheidenheid aan gasprijzen (zie ook Figuur 1). De oude situatie, waarbij gasmarkten volstrekt van elkaar gescheiden waren en producenten en afnemers alleen via pijpleidingen met elkaar verbonden waren (en dus tot elkaar ‘veroordeeld’), is echter verdwenen.

² De marktprijs ligt normaliter boven de productiekostprijs; de keten volgend: Boven op de productiekostprijs in het land van winning (productie, gasbehandeling, gastransport) komen kosten voor het vloeibaar maken, voor het transport, en voor het aanlanden en weer gasvormig maken van het LNG. Bovendien komen er kosten voor transport en opslag van het gas in het land van gebruik, eventuele overheidsopslagen, en risico-opslagen van handelaren in de keten (die hun verschillende risico's deels weer 'hedgen' bij andere marktspelers), en daarbovenop de marges voor de verschillende partijen in de keten van productie tot uiteindelijke consument. De TTF-prijs is een resultante van het momentane evenwicht tussen aanbieders en vragers op de groothandelsmarkt. Partijen reageren continu op elkaar op basis van de prijsvorming en van hun eigen projecties.

Figuur 1 - Benchmarks voor wereldwijde spot-gasprijzen (wereldwijd). Gebieden waar LNG de prijs zet (Europa, Azië, India) hebben gemiddeld een hogere prijs dan gebieden waar lokale productie de prijs zet.³ (1 US\$/mmbtu is ongeveer 3 euro/MWh)



Bron: (Greg Molnar, 2025).

2.2 Een toegenomen importafhankelijkheid

Ongeveer 70% van de primaire energievoorziening in de EU is nog gebaseerd op fossiele brandstoffen (Energy Institute, 2025). Voor Nederland ligt dit percentage beduidend hoger, boven de 80% (CBS, 2024); een percentage dat de laatste jaren jaarlijks met 1 tot 2% gedaald is. Tot 2018 was Nederland nog een netto-exporteur van gas.

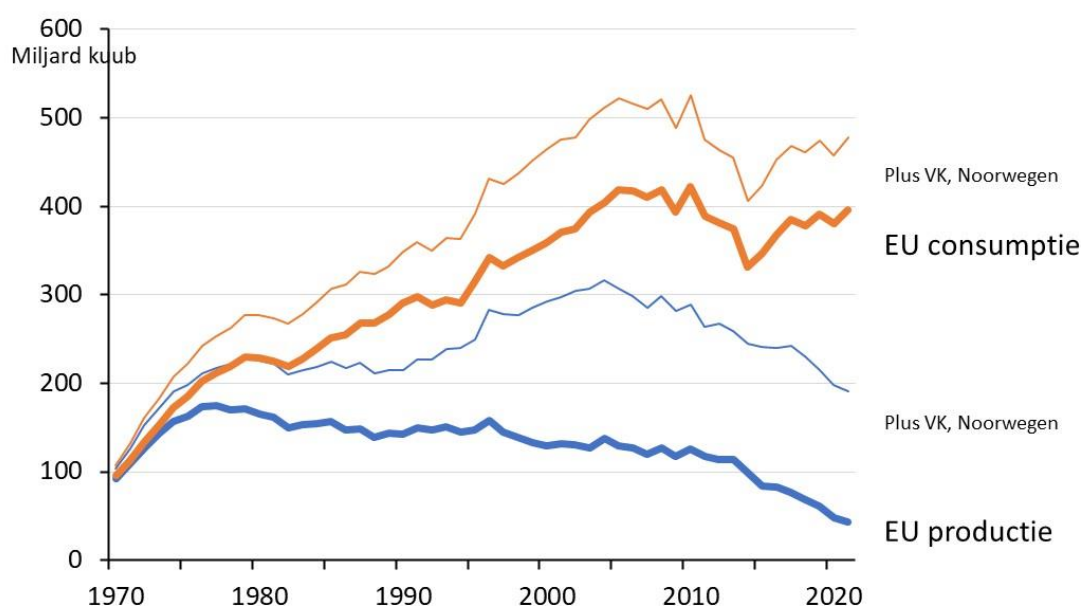
Met het bestaan van een Europese gasmarkt, met een uniforme gasprijs, is voor de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas de Europese importafhankelijkheid een veel betekenisvoller getal dan de Nederlandse. Ongeveer 10% van het in de EU geconsumeerde gas wordt nog in de EU geproduceerd (Energy Institute, 2025). Dit percentage vertoont al decennia lang een dalende trend (zie ook Figuur 2). Betreft men het VK (Verenigd Koninkrijk) en Noorwegen in deze analyse, dan ligt de mate van zelfvoorziening voor gas op ongeveer 40%. De extra daling vanaf 2013 is veroorzaakt door de afbouw van productie uit het Groningen veld.

³ Wat er *daadwerkelijk* wordt betaald voor aardgas kan verschillen van de benchmark in deze figuur; zo betaalt Azië relatief vaak aardolie-geïndexeerd.

De belangrijkste reden voor deze dalende trend is het beperkte geologische potentieel voor gasproductie in de EU. Een secundaire reden is een weinig aantrekkelijk investeringsklimaat (Van den Beukel & Van Geuns, 2020). Dit laatste is met name gerelateerd aan langdurige (en vaak ook onvoorspelbare) vergunningsprocedures. Daarnaast speelt een relatief hoge belastingdruk een rol. Het versnellingsplan gaswinning Noordzee van de Nederlandse overheid en een recent sectorakkoord zijn zinvol, maar de verwachtingen dienen niet te hooggespannen te zijn (Van den Beukel & Loosveld, 2024); in feite betreft het hier een beperkt afremmen van een snelle daling van de Nederlandse gasproductie uit kleine velden.

Productie van aardgas heeft in NW Europa de *license to operate*, in ieder geval gedeeltelijk, verloren. De grote uitzondering hier is Noorwegen waar men een grote, en voor de Europese gasvoorziening essentiële, gasproductie combineert met een groene elektriciteitsvoorziening en een verkoop van nieuwe auto's die vrijwel uitsluitend elektrische auto's betreft.

Figuur 2 - Europese gasproductie en gasconsumptie (EU en EU plus Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk), in bcm



Bron: [Statistical review of world energy](#).

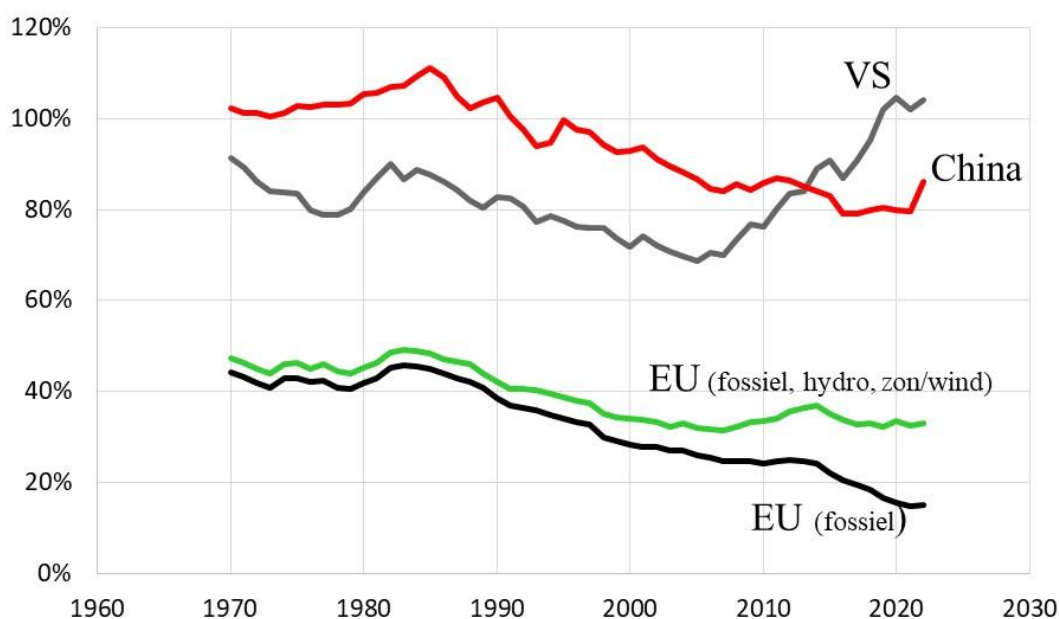
Voor machtsblokken als de VS, Rusland en China is de situatie anders (Van den Beukel & Van Geuns, 2024). Hiervan is alleen China een netto-importeur van aardgas, met een mate van zelfvoorziening van 60%. Gas maakt in China echter een veel kleiner deel van de energiemix uit dan in Europa en China kan, in tijden van hoge gasprijzen, switchen van gas naar kolen. De voorheen financieel voordelige rol van *swing consumer* van LNG (het wel kunnen benutten bij gunstige prijzen, maar er niet afhankelijk van zijn) is Europa grotendeels kwijtgeraakt aan China.

Op de tussen 2010 en 2020 van 30% tot bijna 45% toegenomen EU-afhankelijkheid van Russisch gas hebben nationale overheden en Brussel indertijd weinig adequaat gereageerd. Maar er waren in die periode ook een aantal positieve ontwikkelingen, die van grote waarde zijn geweest tijdens de 2022 gascrisis:

- Tussen 2005 en 2021 nam de Europese importcapaciteit (inclusief het VK en Turkije) toe van ongeveer 70 naar 240 miljard kuub (GIIGNL, 2021). Veel van deze capaciteit werd lange tijd slechts spaarzaam gebruikt, maar ze bleek in 2022 van grote waarde en zorgde ervoor dat er in Europa in 2022 voldoende gas geleverd kon worden (zij het tegen extreme prijzen).
- Een verdere uitbouw van het pijpleidingnet in Europa zorgde ervoor dat het in 2022 geïmporteerde LNG ook daadwerkelijk afnemers, ook die op grotere afstand van importterminals, kon bereiken. Ook tijdens een jaar met grote veranderingen van gasstromen bleek het systeem robuust te functioneren.
- Noorwegen is, ook na het klimaatakkoord van Parijs, doorgesgaan met het grootschalig blijven ontwikkelen van de Noorse offshore gasreserves.
- De capaciteit van gasopslagen in Europa is, een enkele uitzondering (Rough in het VK) daargelaten, in stand gehouden – ondanks een beperkte winstgevendheid.

Terwijl de importafhankelijkheid voor fossiele energie blijft toenemen, is de groei van de importafhankelijkheid voor energie in het algemeen tot stilstand gekomen, dankzij een op gang komende energietransitie (zie ook Figuur 3). Maatregelen op fossiel gebied zijn zinvol, maar zijn ook niet meer dan *damage control*. Er is geen andere langetermijnoplossing voor de grote Europese importafhankelijkheid van energie dan de energietransitie.

Figuur 3 - Mate van zelfvoorziening voor energie van EU, VS en China als functie van de tijd



Bron: (Energy Institute, 2024).

2.3 Een wereld waarin energie als wapen of drukmiddel wordt gebruikt

Energie (of materialen voor energietransitie) kunnen als wapen of drukmiddel worden gebruikt. Dat geldt niet alleen voor OPEC (olie), Rusland (gas) of China (materialen voor de energietransitie), maar misschien ook wel voor de VS. In het recente advies van de Mijnraad wordt hier dan ook veel nadruk op gelegd (De Mijnraad, 2025).

Voor olie waren de oliecrises van de jaren 70 van de vorige eeuw een keerpunt. Voor gas was de waterscheiding de gascrisis in 2022, volgend op het door Rusland grotendeels stopzetten van de gasexport naar Europa. Dit stopzetten gebeurde in twee fases. Reeds in 2021 verminderde Gazprom het aanbod van gas voor *spot sales*, om deze uiteindelijk volledig te beëindigen (Milov, 2022). Tegelijkertijd werden de Europese gasopslagen waar Gazprom een belang in had, als eigenaar of stakeholder, door Gazprom in de zomer van 2021 niet gevuld (HCSS, 2022). Vanaf het tweede kwartaal van 2021 begon de TTF (*fronth month*)-gasprijs dan ook reeds sterk op te lopen (zie Figuur 4).

Vervolgens werd, in de loop van 2022, de pijpleidinggasexport door Gazprom steeds verder teruggedraaid. Hoewel hiervoor door Gazprom-argumenten werden aangevoerd als het niet in staat zijn compressoren te voorzien van het benodigde onderhoud, of het door afnemers niet betalen in roebels, was hier in feite sprake van contractbreuk. Bestaande langetermijncontracten voor gas werden niet nagekomen, wat tot grote verliezen leidde bij met name Duitse utilities, die nu op de spotmarkt tegen hoge kosten moesten inkopen, om aan hun verplichtingen ten opzichte van klanten te voldoen. In een aantal recente arbitrageprocedures is de uitspraak dan ook geweest dat Gazprom hiervoor hoge boetes moet betalen (Van den Beukel, 2024).

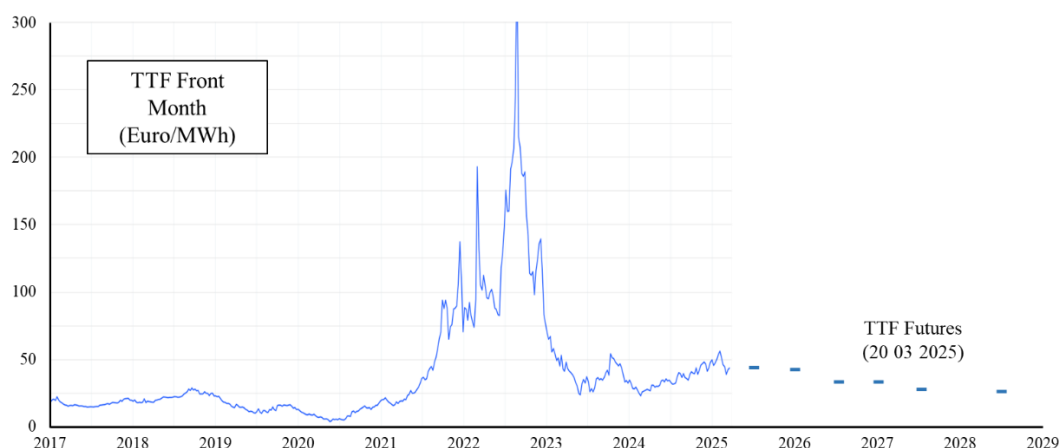
Aan het eind van 2022 was het Russische aandeel in de Europese gasimport gedaald tot onder de 15% (ten opzichte van 40-45% in 2019). Uiteindelijk heeft Rusland er niet voor gekozen de gaskraan naar Europa, en met name de aanvoer van LNG, geheel stop te zetten.

Europa is op twee manieren de 2022 gascrisis doorgekomen. In eerste instantie door een grote toename van de Europese LNG-import. Dit ging gepaard met een afname van de LNG-stroom naar Azië, waar in sommige landen er voor elektriciteit werd omgeschakeld van gas naar kolen. In tweede instantie gebeurde dit door een afname van de Europese, en met name de Europese industriële, gasvraag. Bij de extreem hoge prijzen in de zomer van 2022 was het maximum van de Europese LNG-import bereikt, maar leidden verdere prijsstijgingen voor gas nog wel tot een afname van de vraag.

Met de toegenomen LNG-import en de afgenomen gasvraag is Europa de crisis doorgekomen door marktwerking. Hoe pijnlijk de extreme gasprijs ook mag zijn geweest; de markt heeft wel gewerkt. De marktwerking *an sich* zou ook niet ter discussie moeten staan.

De vraag is eerder of er additionele maatregelen mogelijk en zinvol (met hogere baten dan kosten) zijn die de kans op een crisis verminderen en/of de gevolgen van een crisis minder pijnlijk maken. En dat in een wereld waarin de kans dat energie als wapen/drukmiddel wordt gebruikt is toegenomen.

Figuur 4 – TTF front month gasprijs



Bron: (Trading Economics, lopend).

De LNG-wereld heeft op twee manieren, op twee verschillende tijdschalen, gereageerd op de 2022 Europese gascrisis en de daaraan gerelateerde hoge gasprijzen. Op de korte termijn, op een termijn van weken en maanden, door meer LNG naar Europa te vervoeren, ten koste van de LNG-stroom naar Azië. Hier is door veel spelers, zoals LNG-producenten, handelaren, Aziatische afnemers met de flexibiliteit om door te verkopen, aan Europa verdiend. Op de lange termijn, op een termijn van 3 tot 5 jaar (de tijd die het kost een nieuwe LNG-fabriek te bouwen, in respectievelijk de VS en de rest van de wereld) door nieuwe LNG-exportcapaciteit te gaan bouwen.

Ongeveer 600 miljard euro stroomde er de Europese Unie (EU) uit ten gevolge van de gascrisis in 2022 (Eurostat, 2023). Wanneer de kosten van steunpakketten worden meegenomen, zal dit bedrag stijgen tot boven de 1.000 miljard euro (Colgan et al., 2023). Ook nu nog is de gasprijs een serieus issue voor Nederland, voor consumenten en voor de industrie. Er is wel gesteld dat dit een veelvoud is van wat de liberalisering van de gasmarkt in het daaraan voorafgaande decennium aan kosten heeft bespaard. Maar was de situatie in een niet-geliberaleerde gaswereld zo anders geweest? In de basis was deze crisis eerder te wijten aan drie ingrediënten: de politieke keuzes die door Rusland gemaakt zijn (keuzes die contractbreuk inhielden), een door de EU en nationale overheden negeren van de mogelijke gevolgen van een grotere afhankelijkheid van Russisch gas, en het basisgegeven dat de mate van Europese zelfvoorziening in gas (en fossiele energie in het algemeen) steeds verder afgenomen is (zie Figuur 3).

Dat neemt niet weg dat achteraf gezien bepaalde maatregelen mogelijk hadden kunnen helpen. Meer diversiteit in aanbieders, via bijvoorbeeld langetermijncontracten voor LNG met leveranciers uit de VS of Qatar hadden kunnen helpen, mits de inkoopprijs olie-geïndexeerd of Henry Hub-geïndexeerd was geweest. Een snellere reactie op het niet vullen van gasopslagen door Gazprom in 2021 had ook kunnen helpen. Een strategische reserve voor gas, zoals die al sinds decennia bestaat voor aardolie, had kunnen helpen. Echter met de belangrijke 'mits' dat daar dan een regelgeving bij hoort die het mogelijk had gemaakt om de reserves ook daadwerkelijk in te zetten toen de prijzen al hoog opliepen, maar de fysieke leveringszekerheid nog niet in gevaar was.

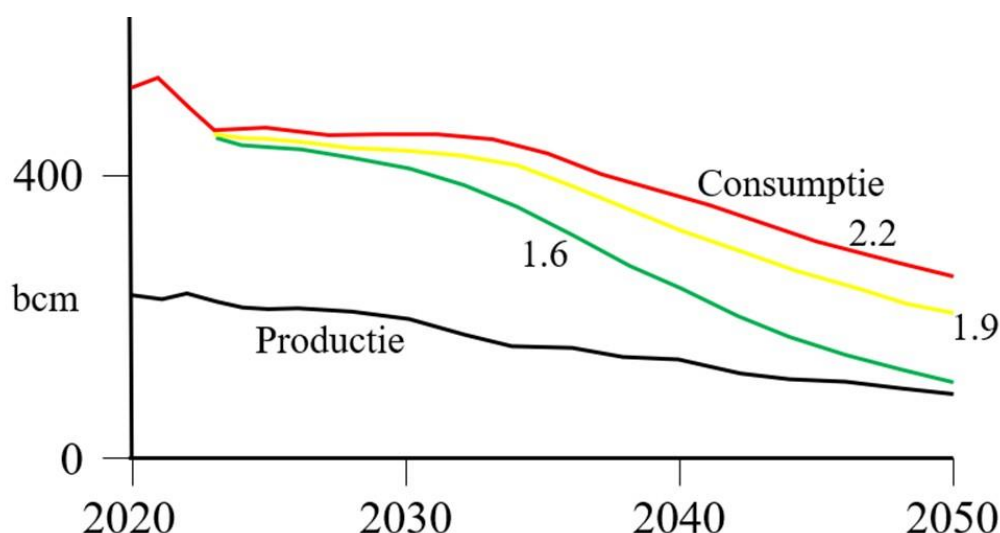
2.4 De onzekere vooruitzichten voor gas in Europa

Op de lange termijn is de energietransitie een gegeven, de grote negatieve gevolgen van de opwarming van de aarde en klimaatverandering in aanmerking nemend. De snelheid waarmee de energietransitie zal plaatsvinden is dat echter niet. De wereldwijde vraag naar gas in 2040 is voor het IEA (International Energie Agentschap) STEPS (Stated policies, 2,4°C opwarming) scenario bijna twee keer zo hoog als die in een APS (Announced Pledges, 1,8°C) scenario (IEA, 2024b). Voor Europa zijn er vergelijkbare grote verschillen tussen verschillende scenario's, zie Figuur 5.

Voor producenten van gas en LNG, en voor de maatschappij als geheel, brengt deze onzekerheid over de toekomstige gasvraag grote dilemma's met zich mee. Hogere investeringen in gas of LNG kunnen op langere termijn leiden tot fossiele lock-in of stranded assets, met name bij een relatief snelle energietransitie. Lagere investeringen in gas of LNG kunnen op kortere termijn leiden tot krapte aan gas bij een relatief langzame energietransitie. De ruimte in het midden, tussen deze twee situaties, wordt kleiner.

Ook overheden zullen zich moeten instellen op verschillende scenario's en niet alleen op het geambieerde pad. Met alle onzekerheden zal gas voorlopig nog een belangrijk deel uitmaken van het Europese energiesysteem. Ook als het volume van het geconsumeerde gas vermindert: voor de back-up van de elektriciteitsproductie uit zon en wind verlaat de EU zich vooralsnog in hoge mate op gas.

Figuur 5 – Prognoses voor Europese gasproductie en consumptie (Van den Beukel & Van Geuns, 2023)⁴. De toekomstige consumptie in lijn met scenario's voor een gemiddelde wereldwijde opwarming van respectievelijk 1,6, 1,9 en 2,2 graad (RystadEnergy, 2023). De relatief langzame daling van de Europese productie is een reflectie van de grote Noorse gasreserves, waarbij is aangenomen dat gasproductie in Noorwegen de *license to operate* niet verliest.



Met alle onzekerheden is er wel een duidelijke ontwikkeling voor de komende jaren: in 2025 staat de wereld aan de vooravond van een periode waarin de LNG-maakcapaciteit relatief snel toeneemt; iets dat aan de basis ligt van de TTF futures die onder het niveau van de huidige gasprijs liggen. Deze toename van de capaciteit vindt vooral in twee landen plaats: Qatar en de VS. Ze komt op gang in de tweede helft van 2025 en gaat duren tot 2028. In het verleden is de LNG-markt een relatief cyclische markt geweest waarin periodes met hoge prijzen (denk aan de hoge gasprijs in Azië, volgend op de Fukushima-crisis) enige jaren later gevolgd werd door een periode waarin veel nieuwe LNG-capaciteit op de markt kwam, wat dan weer resulteerde in een periode met lage prijzen.

Op de langere termijn is er significante onzekerheid. Veel zal afhangen van de toekomstige gasvraag in Azië. Schakelt een land als China direct over van kolen op elektriciteit uit zon en wind, of vindt gas hier een grote rol als transition fuel in de energietransitie? Terwijl een Shell Global LNG outlook een grotere stijging van de LNG-vraag voorziet (Shell, 2024), waarschuwt het IEA juist voor een lager dan verwachte LNG-vraag en een overaanbod (Runciman, 2024).

⁴ NB: andere scenario's komen op andere prognoses voor gasgebruik uit, afhankelijk van andere aannames over onder andere Carbon Capture and Storage (CCS), van andere ontwikkelingen aan de vraagzijde en van andere ontwikkelingen op het gebied van bijvoorbeeld waterstof en 'groen gas' (biomethaan).

Moet een Amerikaanse LNG-producent zich instellen op een krappere LNG-markt, waarin Russisch pijpleidinggas niet of nauwelijks de weg naar Europa terugvindt, of op een ruimere markt, waarin dat wel het geval is? De situatie dat Rusland een grote reserve-productie-capaciteit aan gas heeft, er pijpleidingen tussen Rusland en Europa liggen, en Europa voorlopig een grote importbehoefte aan gas is een feit. Hoe weinig realistisch een grootschalige terugkeer van Russisch pijpleidinggas in Europa op de korte termijn ook mag zijn (Sharples, 2025); op de lange termijn zal Rusland vermoedelijk met aantrekkelijke aanbiedingen marktaandeel proberen terug te winnen.

| 3 Gasopslagen

In Hoofdstuk 2 zijn ontwikkelingen op de gasmarkten geanalyseerd. Bij het balanceren van vraag en aanbod spelen gasopslagen een belangrijke rol. Voor een goede analyse van problemen en oplossingen is begrip nodig van het functioneren van gasopslagen in de markt, en van het verschil tussen werkvolume en kussengas in een gasopslag. Daarover gaat dit hoofdstuk.

In Hoofdstuk 5, met name in Paragraaf 5.6 van dat hoofdstuk, staat nadere informatie over vullingsgraden van gasopslagen opgenomen. We hebben die informatie bewust daar opgenomen, bij de analyse van verplichte vulgraden als mogelijke oplossing voor problemen met leveringszekerheid en betaalbaarheid, omdat ze essentieel is voor deze analyse. De meer algemene informatie over gasopslagen staat in dit Hoofdstuk 3.

3.1 Het functioneren van Nederlandse, en Europese, gasopslagen

Gasopslagen dragen bij aan de leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas. Hier zitten verschillende aspecten aan, die spelen op verschillende tijdschalen:

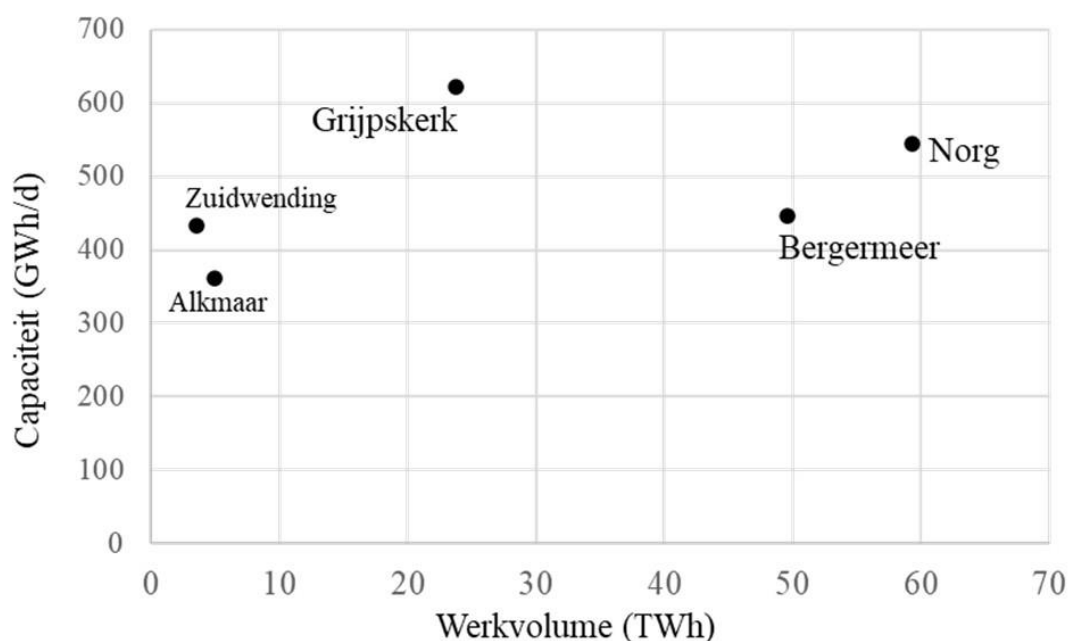
- Koudeperiodes, waarbij de vraag naar gas voor verwarmingsdoeleinden, gedurende een aantal dagen of weken, in hoge mate toeneemt.
- Dunkelflautes (bewolkte en windstille periodes), waarbij de elektriciteitsproductie uit zon en wind zich op een laag niveau bevindt en de vraag naar gas in hoge mate toeneemt. Tijdens de energietransitie is gas de rol van back-up voor zon en wind gaan spelen en is daarmee de vraag naar gas voor de elektriciteitsproductie meer volatiel geworden.
- Seizoenen. De grote rol die gas speelt in de verwarming van de gebouwde omgeving impliceert dat de vraag naar gas, anders dan de vraag naar olie, seizoensafhankelijk is. Gemiddeld is de vraag naar gas in Nederland in de winter ongeveer twee keer zo hoog als die in de zomer. Een derde van het jaarlijkse gasverbruik is in de zomer, en twee derde in de winter.
- Strategisch; met gasopslagen is de samenleving minder kwetsbaar voor een al dan niet geopolitiek gedreven tijdelijke vermindering van de gasaanvoer. Dit aspect is sinds 2022, met het verminderen van de Russische gasexport naar Europa, een grotere rol gaan spelen.

Gasopslagen bieden de mogelijkheid voor een noodvoorraad (voor leveringszekerheid) of een strategische reserve (voor betaalbaarheid, om economische schade te beperken).

Bepalend voor het functioneren van gasopslagen zijn twee eigenschappen: de capaciteit (waarbij de uitzendcapaciteit een grotere rol speelt dan de injectiecapaciteit) en het werkvolume. Uitzendcapaciteit is de maximale hoeveelheid gas die per tijdseenheid, bijvoorbeeld per etmaal, kan worden uitgezonden.. Het werkvolume is de totale hoeveelheid gas die kan worden uitgezonden tussen de maximale druk en de minimale druk in een gasopslag. Figuur 6 geeft een overzicht van deze eigenschappen voor de Nederlandse gasopslagen.

Uitzendcapaciteit is vooral van belang bij koudeperiodes; werkvolume is vooral van belang voor het seizoen en strategische aspecten. De injectiecapaciteit is een maat voor de snelheid waarmee een berging kan worden gevuld. Als dat heel snel kan, dan kan het werkvolume van een berging meerdere malen per seizoen worden ingezet (multi-cyclisch gebruik). Als de injectiecapaciteit minder groot is en het (bijna) gehele zomerseizoen nodig is om de berging te vullen, dan kan het werkvolume slechts eenmaal per jaar worden ingezet en is er sprake van een seizoensberging.

Figuur 6 - Uitzendcapaciteit en werkvolume voor de Nederlandse gasopslagen Het totale werkvolume⁵ is ruim 140 TWh (corresponderend met ongeveer 14 bcm)



Bron: Data: AGSI (AGSI, Lopend).

⁵ Daarnaast is een aantal kleine Duitse gasopslagen in zoutcavernes, met een totale capaciteit van ongeveer 9 TWh, met zowel het Nederlandse als het Duitse gasnetwerk verbonden.

Aan de seizoensopslag in Nederland wordt vooral bijgedragen door de drie grotere opslagen (Norg, Grijpskerk en Bergermeer), die zich alle drie bevinden in een gasveld dat in beperkte mate is leeg geproduceerd. In deze gasopslagen bevindt zich, naast het werkvolume, een grote hoeveelheid gas (kussengas), dat niet wordt geproduceerd. Voor de grootste Nederlandse gasopslag, Norg, is bijvoorbeeld de hoeveelheid kussengas (17 bcm) meer dan twee keer zo groot als het werkvolume en representeert het een substantiële waarde, die bij het gebruik als gasopslag niet wordt gerealiseerd. Voor Norg is het volume van het kussengas relatief hoog ten opzichte van het werkvolume.

Textbox 1 - Spelers in de gasvoorziening en hun rol

Gasunie (Landelijk netbeheerder). Beheert de infrastructuur voor grootschalig transport van gas in Nederland en Noord-Duitsland. Nederlandse dochter: GTS, Gasunie Transport Services. De Title Transfer Facility (TTF) is een virtueel overdrachtpunt voor gas in het GTS-systeem; de hier verhandelde hoeveelheid gas is de grootste van Europa. De Nederlandse Staat is de enige aandeelhouder.

GasTerra. Groothandelaar in aardgas. Deze functie wordt geleidelijk afgebouwd en de GasTerra-einddatum is nu bepaald op 31 december 2026. Aandeelhouders: Shell Nederland (25%), Esso Nederland (25%), EBN (40%) en de Nederlandse Staat (10%).

Eigenaren/operators van gasopslagen. Verschaffen opslagcapaciteit, hetzij (Norg, Grijpskerk) aan een enkele partij (GasTerra), hetzij (Bergermeer) aan een groot aantal partijen (open access). De grootste operators zijn NAM voor Norg/Grijpskerk (60% NAM (Joint Venture Shell en ExxonMobil), 40% EBN) en Taqa voor Bergermeer (60% Taqa, 40% EBN).

Internationale gas-portfolio players. (Ver)Kopers op de internationale markt, veelal van LNG. Vaak met langetermijninkoopcontracten van LNG. Soms alleen handelaren (zoals Glencore en Trafigura), soms met eigen LNG-productie (zoals bijvoorbeeld Shell, BP, etc.). Uiteindelijk verkopen zij (TTF) aan leveranciers op de Nederlandse en Europese markt.

ENTSO. Europees netwerk van beheerders van de gasinfrastructuur (zoals Gasunie in Nederland).

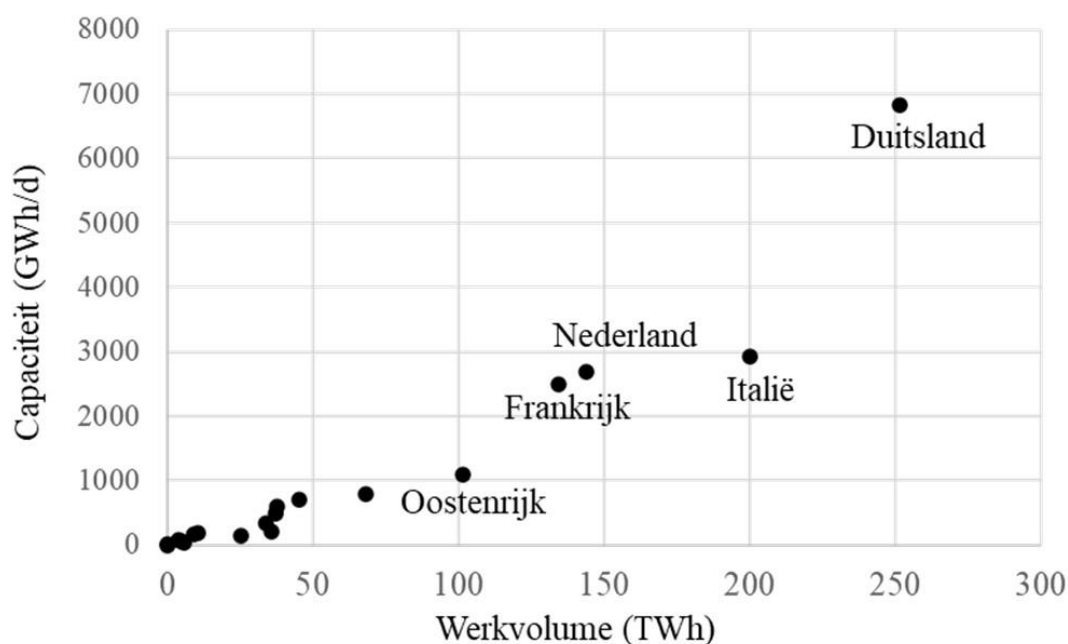
De eigenaren/operators van de gasopslagen zijn hier *service providers*; het zijn niet de partijen in wiens opdracht, en voor wiens rekening en risico, er gas wordt opgeslagen. De twee grote operators van gasopslagen in Nederland zijn NAM (Norg en Grijpskerk) en TAQA (Bergermeer en Alkmaar). De beide NAM-opslagen zijn tot en met 2026 volledig geboekt door GasTerra, waarbij voor GasTerra is gepland dat het bedrijf per 31 december 2026 de activiteiten zal beëindigen. Voor TAQA is de Alkmaar-opslag voornamelijk eveneens door GasTerra gecontracteerd en kunnen commerciële partijen gedeeltes van het werkvolume van de Bergermeer-opslag contracteren.

Van de gasopslagen is Norg een L-gas (laag calorisch) opslag, is Grijpskerk recent overgegaan van opslag van H-gas naar L-gas en is Bergermeer een H-gas opslag. Tot 2030 zijn L-gasopslagfaciliteiten ook beschikbaar voor H-gasvraag. De inzet van een L-gasopslag leidt er immers toe dat de hoeveelheid H-gas die via kwaliteitsconversie naar het L-gas netwerk stroomt, afneemt, waardoor dit H-gas volume beschikbaar komt voor gebruikers op het H-gas netwerk (GTS, 2024).

Nederland behoort, met Duitsland, Italië en Frankrijk tot de landen in de EU met de grootste gasopslagen, zie Figuur 7. Voor Nederland bedraagt het totale werkvolume bijna de helft van de jaarlijkse gasconsumptie; voor de EU als geheel ligt deze verhouding op ongeveer een derde. Nederlandse gasopslagen voor L-gas spelen ook een rol op de Duitse en Franse markt; de Bergermeer H-gas opslag speelt behalve voor België ook een belangrijke rol op de gasmarkt in Engeland.

België bezit niet de geologische condities voor grootschalige gasvoorraden. Het VK heeft een relatief kleine opslagcapaciteit; hier verlaat men zich op de eigen productiecapaciteit en op een ruime LNG-importcapaciteit.

Figuur 7 - Uitzendcapaciteit en werkvolume voor de Europese gasopslagen (Data: AGSI (AGSI, Lopend)). Het totale werkvolume van de Europese gasopslagen komt overeen met ongeveer een derde van de huidige EU-gasconsumptie



3.2 Recente ontwikkelingen voor gasopslagen

In het VK werd de grootste gasopslag, Rough, in 2017 uit financiële overwegingen door de operator, Centrica, gesloten. Een klein deel van de Rough capaciteit kon in 2022 weer in bedrijf genomen worden. Ook in andere landen is het geen gegeven dat eigenaren van gasopslagen deze in bedrijf blijven houden. In Nederland heeft de NAM in 2023 een winningsplan voor Norg ingediend.

In het in 2021 afgesloten Norg akkoord is bepaald dat GasTerra voorsnog doorgaat met het vullen van de Norg opslag met pseudo Groningengas (Rijksoverheid, 2021). Daarnaast is afgesproken dat de Staat der Nederlanden, en Shell/ExxonMobil een inspanningsplicht

hebben om tot een passende oplossing te komen voor het feit dat GasTerra eind 2026 zal ophouden te bestaan.

De aangekondigde GasTerra-stop eind 2026 en de ambitie van de NAM om het kussengas in het Norg veld te gaan produceren, en te stoppen met de gasopslagfunctie van Norg, zijn de grote onzekerheden aangaande de Nederlandse gasopslagen. In de probleemanalyse in Hoofdstuk 4 wordt hier verder op ingegaan.

Wat betreft het sluiten van gasopslagen is in 2022 door de EU bepaald (Verordening (EU) 2022/1031) (Europese Commissie, 2022) dat gasopslagen alleen dan mogen worden gesloten als dit de leveringszekerheid op EU of nationaal niveau niet vermindert (waarbij, indien stopzetting niet wordt toegestaan, passende compenserende maatregelen moeten worden genomen). Het is illustratief voor het grote, en toegenomen, maatschappelijk belang dat aan gasopslagen wordt gehecht. Het wijst echter ook op een juridisch heikel punt: kan men een operator van een gasopslag daadwerkelijk dwingen een commercieel niet aantrekkelijke activiteit voort te zetten?

In de Verordening (EU) 2022/1032 is tevens een verplichting voor de vulgraad van gasopslagen, per land, opgenomen. In principe is deze verplichting 90% per 1 november, vooralsnog tot en met 2025 (hiervan kan per land in beperkte mate worden afgeweken indien uitzonderingen van toepassing zijn). De EU-commissie heeft maart 2025 voorgesteld deze regeling tot 2027 te continueren, maar deze wel te versoepelen (Rijksoverheid, 2025a).

De verplichting voor het voldoen aan een bepaalde vulgraad ligt bij de lidstaten, niet bij de handelaren die gasopslagen vullen of de eigenaren van de gasopslagen. Lidstaten zijn echter in een aantal situaties, geheel of gedeeltelijk, eigenaar van opslagen, en ze kunnen op nationaal niveau zekere verplichtingen opleggen aan de bedrijven. Er kan door een nationale overheid een publieke of private partij worden aangewezen die gasopslagen vult. In Nederland heeft EBN recent als zodanig gefunctioneerd bij het gedeeltelijk vullen van de Bergermeer-opslag.

4 Probleemanalyse: een leveringszekerheidsrisico en een betaalbaarheidsprobleem

De gebeurtenissen van de afgelopen jaren hebben de risico's voor de leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas hoog op de agenda gezet. Met één Europese gasmarkt en ruime connecties tussen landen zijn dat problemen die op Europees en niet op nationaal niveau moeten worden geanalyseerd. De EU is, zoals in Paragraaf 2.2 beschreven, in hoge mate afhankelijk van geïmporteerd gas.

De importafhankelijkheid van aardgas in Europa is een groter probleem in een geopolitiek, onzekere en meer gespannen wereld. Wat het probleem ook groter maakt is, dat de *businesscase* voor gasopslagen, met een afnemende gasvraag minder zal worden. Voor sommige eigenaren van gasopslagen zal het op een gegeven moment financieel interessanter worden het kussengas van een gasopslag te gaan produceren. Dat is iets waar de EU, en nationale overheden, wél invloed op hebben.

In dit hoofdstuk worden de risico's voor leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas nader beschouwd. In de hoofdstukken daarna worden mogelijke oplossingen verkend. Het sluiten van gasopslagen beschouwen we daarbij niet als probleem dat op hetzelfde niveau staat als problemen met leveringszekerheid of betaalbaarheid, maar als iets dat relevant is bij het beschouwen van mogelijke oplossingen.

4.1 Leveringszekerheid

In het verleden is de aandacht van de overheid en de publieke sector meer naar leveringszekerheid dan naar betaalbaarheid uitgegaan.

Bij de periodieke analyse van Gasunie stond (en staat) het vermogen centraal om tijdens een periode van extreme koude (en daarmee hoge gasvraag), of aan het einde van de winter, voldoende te kunnen leveren, ook bij uitval van de grootste component van de infrastructuur

(GTS, 2024). Dit heet een '(n-1)-analyse'. Er wordt daarbij zowel doorgerekend of er voldoende capaciteit is om in de vraag te kunnen voorzien (met name bij een koudeperiode), als dat er voldoende volume is om in de vraag te kunnen voorzien (met name aan het eind van de winter).

Bij dergelijke analyses merkt Gasunie wel op dat de aanvoer van voldoende gas in het systeem weliswaar ook van groot belang is, maar dat dit niet onder de verantwoordelijkheid van Gasunie valt (GTS, 2017).

Een (n-1)-analyse op nationaal niveau, of met een beperkt aantal buurlanden, kan voorbij gaan aan het bestaan van de ruime connectiecapaciteit binnen Europa. Eigenlijk zou het zinvoller zijn, met name voor het seizoensaspect, een dergelijke analyse op Europees niveau te doen. Analyses voor landen, of deelgebieden, lopen het risico dat ze, voor de EU als geheel, leiden tot overcapaciteit.

Uitval van belangrijke componenten van de gasinfrastructuur vormt een risico dat nog steeds gemanaged dient te worden. Het is een risico dat prominent was in de 'oude gaswereld', waar producenten en gebruikers uitsluitend via pijpleidingen met elkaar verbonden waren. In de 'nieuwe gaswereld', met een wereldwijde en groeiende LNG-markt is leveringszekerheid echter in toenemende mate te koop (minder als het om koudeperiodes gaat; meer als het om seizoensopslag of langdurige, politiek gedreven, interrupties in het aanbod gaat).

Het Bescherm- en Herstelplan Gas is er op gericht voor de samenleving essentiële sectoren, en daarnaast kwetsbare afnemers, tijdens een crisis van gas te kunnen blijven voorzien (Rijksoverheid, 2024). Met andere woorden: het is vooral gericht op het managen van een leveringszekerheidsrisico.

Tijdens de 2022 gascrisis zijn de condities om een Bescherm- en Herstelplan gas wezenlijk in werking te laten treden, niet bereikt. Zelfs voor Europese landen zoals bijvoorbeeld Italië die - in tegenstelling tot Nederland - beschikken over een noodvoorraad van aardgas zijn de condities om die noodvoorraad aan te kunnen spreken niet bereikt (Rijksoverheid, 2025b). Dit ondanks de enorme pieken in de gasprijs die in 2022 zijn opgetreden. De hoge gasprijzen in 2022 hebben geleid tot een grote daling in de vraag naar gas en tot extra aanvoer van LNG naar Europa. Daardoor zijn ondanks de enorme afname van de import uit Rusland de vraag naar en het aanbod van gas weer met elkaar in balans gekomen. De rekening hiervan voor Europa was gigantisch. Door die marktwerking is een daadwerkelijk tekort (een leveringsprobleem) niet opgetreden. Het is ook voor toekomstige crises waarschijnlijk dat vraag en aanbod door marktwerking, via stijgende prijzen, met elkaar in evenwicht zullen komen, vóórdat de condities voor inwerkingtreding van een Bescherm- en Herstelplan Gas worden bereikt en/of er fysieke tekorten ontstaan.

4.2 Extreme situaties

Het meer wezenlijke risico voor landen in Europa is niet zozeer het uitvallen van infrastructuur, op nationaal niveau, maar de aanvoer van gas, in voldoende mate tegen een acceptabele prijs, voor de EU als geheel.

De kans op extreme situaties, met consequenties voor zowel leveringszekerheid als betaalbaarheid, is toegenomen. Daarbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan:

1. Het gelijktijdig opblazen van de pijpleidingen uit Noorwegen naar de EU. Ook kan er hier gedacht worden aan grootschalige cyberaanvallen.
2. Het (volledig of gedeeltelijk) stopzetten van de LNG-export door een of meer grote leveranciers, hetzij uit geopolitieke, hetzij uit financiële overwegingen. Dat een aan OPEC vergelijkbare organisatie voor gas nooit van de grond is gekomen, betekent niet dat dat in de toekomst niet kan gebeuren.

Een derde van de EU-gasimport komt nu uit Noorwegen (Bruegel, 2025). Dit is vergelijkbaar met het aandeel Russische gas in de EU-gasimport vóór 2020. Het volledig wegvallen zou voor de EU schade van vergelijkbare orde kunnen betekenen als de 1.000 miljard euro die het gevolg was van de gascrisis in 2022.

Het gelijktijdig uitvallen van de vier grote Noorse gasleidingen (Schotland, Engeland, Duitsland, Noord-Frankrijk) is de ernstigste crisis door sabotage die de EU op het gebied van gas zou kunnen treffen. In een *business as usual* wereld is dit moeilijk voorstelbaar, maar er bestaat intussen een precedent: in september 2022 werden drie van de vier Nord Stream-leidingen (die door de Oostzee lopen) opgeblazen. Een partij die Europa zoveel mogelijk schade wil toebrengen zal zich niet beperken tot een enkele Noorse leiding. Zelfs als de kans hierop gedurende het komende decennium, over deze gehele periode, zeer klein is, geldt dat de gevolgen dermate groot zijn dat dit scenario wel moet worden meegewogen in de besluitvorming over gas en gas-infrastructuur. Ook een cyberaanval is niet ondenkbaar. Naast import uit Noorwegen is de EU zeer afhankelijk geworden van de import van LNG; ongeveer 30% van de huidige EU-gasimport betreft LNG. De grote hoeveelheid LNG-importterminals die Europa inmiddels rijk is biedt een goede bescherming, en een gelijktijdige uitval door sabotage of andere oorzaken is dan ook zeer onwaarschijnlijk. Het risico voor LNG-import ligt meer in een boycot, of marktmanipulatie, door LNG-leveranciers. Dit risico wordt veelal heel laag ingeschat, gezien de track record van een grote leverancier als Qatar en het grote aantal Amerikaanse LNG-producenten die niet door een overheid worden aangestuurd.

Het is echter de vraag of dit risico werkelijk zo laag is. Ook hier is er een precedent, maar dan voor olie: de marktmanipulatie door OPEC en de oliecrises van de jaren 70 van de vorige eeuw. Is Qatar werkelijk betrouwbaarder als gasleverancier dan Saoedi-Arabië is als olieleverancier? Hoe betrouwbaar is de VS onder president Trump, of een gelijkgestemde opvolger? Alleen al een aankondiging van President Trump om LNG-export tijdelijk

te verminderen, of te verbieden, zou de Europese gasprijs tot grote hoogte kunnen doen stijgen. En het is niet volledig ondenkbaar dat de VS, bij een serieus en escalerend handelsconflict met de EU, Qatar zal proberen te bewegen tot een boycot. Ook hier geldt, net zoals bij een gelijktijdig opblazen van pijpleidingen uit Noorwegen: ook als de kans hierop gedurende de komende 10 jaar heel klein is, zijn de gevolgen dermate groot dat dit scenario wel moet worden meegenomen.

4.3 Betaalbaarheid is een groter probleem geworden

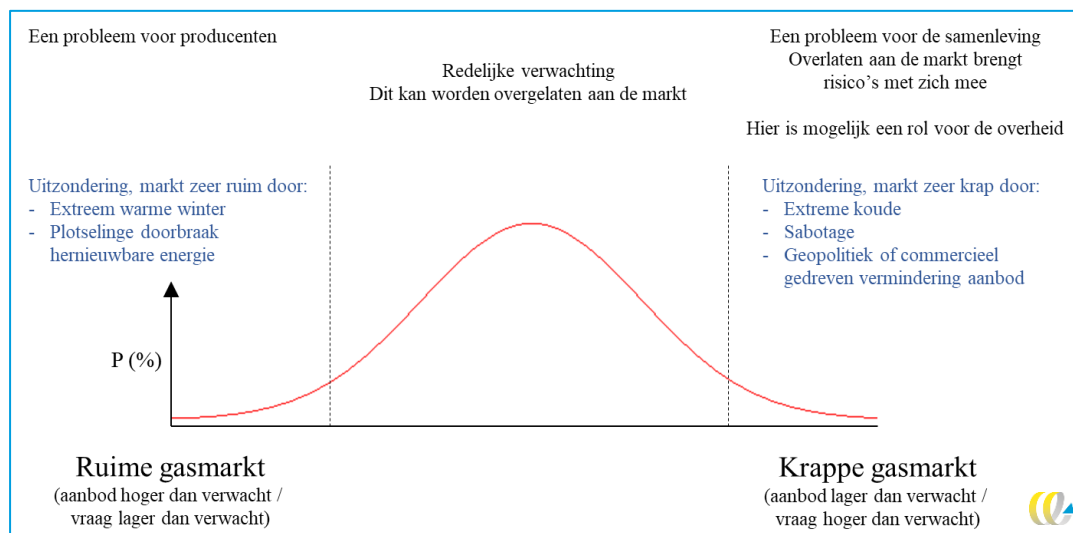
In de nieuwe gaswereld, met één Europese gasmarkt (met ruime connectiecapaciteit tussen landen) en een grotere rol voor LNG (met een groeiende wereldwijde LNG-maakcapaciteit en een ruime EU-importcapaciteit), is leveringszekerheid, tot op een grote hoogte, te koop. Het prijskaartje kan echter zo hoog zijn dat daarmee het zwaartepunt van het probleem verschuift van leveringszekerheid naar betaalbaarheid.

Een voorbeeld van betaalbaarheidsproblemen is zichtbaar in de prijsspieken in 2022 (zie ook Figuur 4). Ook de reeds eerder beschreven 1.000 miljard euro aan kosten voor de EU, ten gevolge van de hoge gasprijzen en de steunpakketten, dienen als voorbeeld (Colgan et al., 2023). Dit nog afgezien van economische schade en het verlies van werkgelegenheid door tijdelijke of permanente bedrijfssluitingen als gevolg van de hoge prijsspieken.

In Figuur 8 staat een schematische weergave van de situatie bij een normale gasmarkt en bij een extreme (zeer ruime of zeer krappe) gasmarkt. Op de verticale as staat de kans uit dat de situatie optreedt. In een normale gasmarkt zorgt marktwerking dat er geen problemen optreden met leveringszekerheid of betaalbaarheid. In een ruime gasmarkt, waarin het aanbod groter is dan de vraag, kunnen er wel problemen optreden voor gasleveranciers, maar die vallen onder de normale marktrisico's en vergen geen overheidsingrijpen. In een krappe gasmarkt, zeker bij extreme situaties zoals de beschreven totale uitval van de Noorse pijpleidingen of door een wereldwijde LNG-boycot, kan overheidsingrijpen nodig zijn (hetzij tijdens een crisis, hetzij voorafgaand aan een crisis, om beter voorbereid te zijn).

Marktpartijen zorgen dat ze zijn ingedekt tegen gebeurtenissen die redelijkerwijs te verwachten zijn. Als de kans op een gebeurtenis erg klein wordt, dan zal een marktpartij niet hiertegen niet (altijd) indekken. De hoge kosten die dit met zich meebrengt, maken het onmogelijk om concurrerend te opereren. Marktpartijen gaan er ook van uit dat de markt zal blijven functioneren, dat er transacties mogelijk zijn tussen kopers en verkopers en dat er geleverd wordt wat is afgesproken. Marktpartijen dekken zich niet in tegen de zeer kleine kans dat de markt niet meer functioneert. Dat zou zo duur zijn, dat ze niet meer concurrerend kunnen opereren (en mogelijk heffen force majeure clauses hun verplichtingen op).

Figuur 8 – Schematische visualisatie van gasmarktstandigheden waar marktwerking naar verwachting zal zorgen voor het oplossen van eventuele problemen met leveringszekerheid, en extremere situaties waar dat niet het geval is en overheidsmaatregelen nodig kunnen zijn. Op de verticale as staat de kans weergegeven, op de horizontale as de krapte van de markt



Marktwerking zal een crisis oplossen. Tijdens de 2022 crisis gebeurde dat, op de korte termijn, door het importeren van meer LNG in Europa en vraagvermindering. De komende jaren gaat dit, geopolitieke verrassingen daargelaten, gebeuren door een grote uitbreiding van de wereldwijde LNG-capaciteit. Marktpartijen zullen echter niet noodzakelijkerwijs investeren in het voorkomen van een situatie, die voor henzelf geen of beperkte, maar voor de samenleving heel grote, nadelige financiële gevolgen heeft. De financiële belangen van marktpartijen kunnen samenvallen met maatschappelijke belangen, maar dat hoeft niet zo te zijn.

Bij een grootschalige onderbreking of vermindering van de aanvoer van gas naar Europa, kunnen een aantal factoren bijdragen aan het verminderen van de economische schade:

- LNG-importcapaciteit. Met een lagere LNG-importcapaciteit moet vraagvermindering een nog grotere rol moeten spelen bij het weer in evenwicht brengen van vraag en aanbod. De piek van de gasprijzen in 2022 werd pas bereikt nadat de maximale LNG-importcapaciteit was bereikt. Grootschalige vraagvermindering van olie en gas vereist extreme prijzen.
- Gasopslagen. Met gasopslagen kan een tijdelijke vermindering van de aanvoer worden overbrugd. Zonder gasopslagen, of met vrijwel lege gasopslagen, kan een gasprijs, mede om psychologische redenen of door speculatie, hoog oplopen.

Het is voor infrastructuur geen gegeven dat de capaciteit van LNG-importterminals of gasopslagen, zoals die voor eigenaren optimaal is vanuit een commercieel oogpunt, ook de capaciteit bereikt die maatschappelijk optimaal is om de economische schade die een onderbreking van de gasaanvoer oplevert zoveel mogelijk te verminderen.

Men dient een evenwicht te vinden tussen lage kosten in een *business as usual* wereld, met een vertrouwen op marktwerking, en bescherming tegen risico's op het gebied van betaalbaarheid en leveringszekerheid in een geopolitiek, risicovolle en onzekere wereld. Simpele oplossingen zijn er hier niet, laat staan een *silver bullet*. De zorgen over de kosten van sommige maatregelen zoals verplichte vulgraden of strategische reserves zijn reëel. Uiteindelijk gaat het niet om de kosten maar om de verhouding tussen de kosten en de baten. Met name de baten zijn echter niet makkelijk te kwantificeren. In het volgende hoofdstuk worden een aantal mogelijke maatregelen nader beschouwd en wordt een aanzet gegeven voor een kosten-batenanalyse, hoe moeilijk en onzeker deze ook is.

Textbox 2 - Geen aanvullende maatregelen te nemen is ook een optie

Door de aankomende grote uitbreiding van de wereldwijde LNG-capaciteit kan een toekomstige gascrisis beter het hoofd worden geboden, geopolitieke verrassingen daargelaten.

Een vrije markt zonder al te veel ingrepen werkt vaak goed voor leveringszekerheid (door financiële exposure als niet geleverd kan worden) en betaalbaarheid (door concurrentie). Er zijn echter scenario's waar niet tegen te wapenen is als bedrijf, zoals het wegvallen van de fysieke levering van afgesloten contracten (zoals Uniper niet meer beleverd werd door Gazprom). Voor dergelijke *black swan* scenario's kan het zinvol zijn om als samenleving verzekering **af** te sluiten, als moet hierbij wel een oog gehouden worden voor de kosten van deze verzekeringen. Net als dat marktpartijen zich niet tegen al het ondenkbare willen en kunnen indekken is dat ook zo voor de overheid.

Het is dan ook geen gegeven dat de maatregelen die in het volgende hoofdstuk worden geëvalueerd, een aantrekkelijke kosten-batenverhouding hebben; of dat er überhaupt aanvullende overheidsmaatregelen wenselijk zijn.

5 Analyse van mogelijke maatregelen

Hoofdstuk 5 bevat de analyse van mogelijke maatregelen voor, en oplossingen van, de in het vorige hoofdstuk beschreven problemen aangaande de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas. Strategische gasreserves komen aan de orde in hoofdstuk 6⁶.

Daarbij wordt geanalyseerd of een maatregel werkt, of deze materieel is, en of deze een significante invloed kan hebben op de betaalbaarheid en/of leveringszekerheid van gas. Daarnaast wordt een aanzet gegeven voor een kosten-batenanalyse.

Textbox 3 - Energietransitie en aardgas

De energietransitie maakt dat de EU en Nederland minder aardgas gebruikt, en daardoor minder afhankelijk wordt van gasimport. Eén van de beleidsinstrumenten is bijvoorbeeld het EU-ETS (ETS1) voor de grote industrie en de elektriciteitsproductie, waarbinnen het plafond voor uitgifte van nieuwe CO₂-emissierechten elk jaar omlaag gaat tot het in 2040 nul is. Klimaatbeleid en beleid dat gericht is op vermindering van de afhankelijkheid van import van fossiele energiedragers gaat daarbij hand in hand.

De energietransitie lost uiteindelijk de importafhankelijkheid van aardgas op, en daarmee ook de risico's op betaalbaarheid en leveringszekerheid die daar mee samenhangen. Het verbetert de importafhankelijkheid van energie in het algemeen; al brengt de energietransitie ook nieuwe afhankelijkheden met zich mee voor kritieke materialen voor het nieuwe energiesysteem in het algemeen en zeldzame aardmetalen in het bijzonder.

Naast klimaatbeleid is het daarom een goede reden om de energietransitie met kracht voort te blijven zetten. De focus in dit rapport ligt echter op maatregelen die het bestaande energiesysteem betreffen; voor de kortere termijn (de komende 10-15 jaar) om beter om te gaan met de importafhankelijkheid van aardgas.

⁶ Met het Wetsvoorstel Bestrijden Energielieferingscrisis, waarvoor de internetconsultatie op 26 maart 2025 sloot, krijgt de overheid ook meer mogelijkheden tot het treffen van maatregelen aangaande de leveringszekerheid van gas (Overheid, 2025). Naast aanpassingen van het Bescherm- en Herstelplan Gas, geeft dit wetsvoorstel de overheid een aantal bevoegdheden betreffende het beheer van gasopslagen, zoals de toegang tot deze opslagen, mogelijkheden om aan een nationaal vuldoelstelling voor gasopslagen te kunnen voldoen en het aanleggen van een noodvoorraad. Daarnaast bevat het voorstel een aanpassing van de Mijnbouwwet, die EBN de mogelijkheid geeft een groter aandeel (tot 85%), te nemen in exploratieprojecten op de Noordzee

5.1 Een grote LNG-importcapaciteit handhaven

Veel van de huidige publieke discussie over mogelijke maatregelen gaat over de wenselijkheid van verplichte vulgraden, lokale productie, prijsplafonds of strategische reserves. Maar het belangrijkste ijzer dat Europa hier in het vuur heeft, is LNG. LNG is de eerste, en meest belangrijke, verdedigingslinie aangaande de huidige Europese kwetsbaarheid op het gebied van gas. De aanbieders zijn enigszins divers, de capaciteit neemt komende jaren snel toe, en de locaties waar het LNG Europa binnen kan komen zijn geografisch zeer verspreid. Dit zijn allemaal factoren die bijdragen aan de robuustheid van het LNG-aanbod.

De EU en nationale overheden hebben, voorafgaand aan 2022, weinig adequaat gereageerd op waarschuwingssignalen over de Europese kwetsbaarheid door de toenemende afhankelijkheid van Russisch gas. Maar er was ook een welkome ontwikkeling en dat was de geleidelijke uitbouw van de importcapaciteit voor LNG tussen 2000 en 2020. Deze capaciteit werd lange tijd slechts voor ongeveer een kwart gebruikt, maar bleek tijdens de crisis van grote economische en strategische waarde. Dit schiep de mogelijkheid om snel nieuwe leveranciers aan te trekken, iets wat met pijpleidingen niet kan. Tijdens de crisis zelf werd de importcapaciteit in landen als Nederland en Duitsland in snel tempo verder uitgebouwd. Bottlenecks voor de doorvoercapaciteit van gas naar landen zonder LNG-importcapaciteit hebben zich slechts in beperkte mate voorgedaan. Het systeem heeft, ondanks de grote veranderingen in de Europese gasstromen, verrassend goed gewerkt.

De EemsEnergyTerminal in Eemshaven werd in 2022 in zes maanden gerealiseerd (Gasunie, 2022). Deze terminal maakt gebruik van twee FSRU's (Floating Storage and Regasification Units), die in eerste instantie gehuurd werden voor een periode van vijf jaar. Het project vergde een investering van ongeveer 500 miljoen euro en heeft een jaarlijkse capaciteit van 8 bcm. Samen met andere Europese importterminals, en door het wegvallen van het Russische pijpleidingengas, heeft dit voor een omkering van de dominante gasstroom in Europa gezorgd. Stroomde het gas in de oude gaswereld vooral van oost naar west, inmiddels stroomt het vooral van west naar oost⁷.

Met deze terminal werd de tijd verlengd waarin vraag en aanbod in de EU vooral in evenwicht werden gebracht door meer LNG te importeren (met hoge prijzen, maar onder de 100 euro/MWh) en werd de periode verkort waarin dit gebeurde door vraagvermindering (met extreem hoge prijzen van boven de 100 euro/MWh).

Deze maatregel heeft zichzelf in korte tijd terugverdiend. Als er hiermee in 2022 gedurende drie maanden een volume van 2 bcm kon worden geïmporteerd tegen een 50 euro/MWh lagere prijs (ten opzichte van de prijs benodigd om een vergelijkbare vraagvermindering te verkrijgen), leverde dit reeds een besparing van 1 miljard euro op.

⁷ Dit is een wijziging die ook invloed heeft op de realisatie van het waterstoftransportnetwerk in Nederland. Dat zou voor een belangrijk deel uit aardgasleidingen gaan bestaan die niet langer nodig zijn voor aardgastransport. Door de wijzigingen in de aardgasstromen moeten die nu toch langer in bedrijf blijven voor aardgas.

De eerste en belangrijkste maatregel met betrekking tot gas dient dan ook het behoud van een grote LNG-importcapaciteit te zijn, ook als dit in normale tijden een overcapaciteit met zich meebrengt. De capaciteit dient te worden afgestemd op de maximaal benodigde capaciteit tijdens een crisissituatie, en de mogelijkheid om te schakelen tussen verschillende import locaties. Die benodigde capaciteit neemt af in de tijd, naarmate de energietransitie voortschrijdt.

Specifiek voor Nederland betekent dit een voortzetting van de Eemshaven terminal na 2027, ook als hiervoor slechts beperkte belangstelling van commerciële partijen mocht blijken te zijn. Voor de betaalbaarheid van gas en diversificatie van aanvoerlocatie tijdens een crisissituatie is een dergelijke terminal van groot belang en zijn de kosten beperkt. Voor een LNG-terminal hoeven, in tegenstelling tot bij het aanhouden van reserves, geen grote hoeveelheden gas te worden vastgelegd. De Eems Energyterminal is een drijvende terminal, die uiteindelijk ook weer afgestoten kan worden. Ook worden de kosten, afhankelijk van de marktomstandigheden, veelal terugverdiend door capaciteit te verhuren aan commerciële partijen. Een LNG-import terminal zou moeten worden beschouwd als cruciale infrastructuur en een natuurlijk verlengstuk van het Nederlandse gasleidingnetwerk.

Tabel 1 - Impacts van handhaven van een grote LNG-importcapaciteit

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Grote LNG-importcapaciteit	+	+/-	+	+

Let wel: deze en volgende tabellen geven een beknopt overzicht, maar kunnen niet volledig recht doen aan de complexiteit van de materie.

5.2 Stimulering Nederlandse (en/of Europese) gasproductie

De Nederlandse gasproductie heeft voordelen ten opzichte van de LNG-import (HCSS, 2023a). De totale carbon footprint voor Nederlands gas, over de gehele productieketen (dus zonder de emissies bij verbranding van het gas, dat het leeuwendeel vormt van de totale ketenemissies), ligt rond de 30 tot 50% lager dan die voor geïmporteerd LNG. Dat geldt met name voor geïmporteerd schaliegas uit de VS. De economische winst uit de gasproductie uit de Nederlandse kleine velden gaat voor rond de 70% naar de overheid.

De directe impact van de Nederlandse gasproductie op de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas is gering, gezien de beperkte omvang van deze gasproductie en het feit dat Nederland deel uit maakt van de Europese gasmarkt. Nederland, noch de EU als geheel,

heeft het geologisch potentieel om daar nog het verschil te kunnen maken (ook als de ambities van het versnellingsplan gaswinning Noordzee volledig worden gerealiseerd).

De gezamenlijke Europese gasproductie, inclusief de Noorse productie, heeft wel een grote invloed. Noors gas was in 2022 voor Europa essentieel. Voor de EU is er hier voorlopig maar één ding echt van belang: dat Noorwegen de gasproductie blijft continueren.

Tabel 2 - Impacts van stimulering van Nederlandse en/of Europese gasproductie

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Stimulering NL/EU gasproductie	+	+	+	+

5.3 Een gezamenlijke inkoop van LNG

Volgend op de 2022 gascrisis is er een EU Energy Platform opgezet waar de gasvraag van verschillende partijen kan worden gecombineerd en er vervolgens gezamenlijk kan worden ingekocht. Voor zover na te gaan is, is hier slechts in beperkte mate van gebruik gemaakt (The Oxford Institute for Energy Studies, 2024).

De gedachte achter dit initiatief is dat vermeden wordt dat Europese partijen tegen elkaar opbieden, wat een prijsopdrijvend effect zou hebben. Dit is echter niet plausibel.

De gasprijs ligt op het niveau waarop er genoeg LNG naar Europa komt om aan de (al dan niet door hoge prijzen gedaalde) vraag te voldoen. Een gezamenlijke inkoop van gas verandert hier niets aan; een door toenemende LNG-maakcapaciteit ruimer wordende LNG-markt wel. Ook de afnemende gasvraag, door de voortschrijdende energietransitie, draagt daar aan bij.

Tabel 3 - Impacts van gezamenlijke inkoop van LNG

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
EU Gezamenlijke inkoop van LNG	+/-	+/-	+/-	+/-

5.4 Prijsplafonds

Een dynamisch prijsplafond op de groothandelsmarkt van 180 €/MWh werd in december 2022 door de EU ingesteld. Hoewel dit prijsniveau in de zomer van 2022 tijdelijk werd overschreden, is dit niveau sinds het instellen van het prijsplafond niet meer gehaald. Begin 2025 is dit plafond niet verlengd.

Een dergelijk prijsplafond belemmert het functioneren van de markt en het weer in evenwicht komen van vraag en aanbod. Voor het goed functioneren van de markt is het juist van belang dat een gestegen inkoopprijs relatief snel wordt doorgegeven aan eindgebruikers, zodat een hoge TTF-gasprijs relatief snel leidt tot een daling van de vraag. Onzekerheid over de impact van een prijsplafond zorgt voor onverwachte en ongewenste marktschommelingen.

Mocht steun aan een zekere groep burgers of bedrijven noodzakelijk zijn, als symptoombestrijding, dan dient deze zo gericht mogelijk plaatst te vinden en niet te geschieden via een algeheel plafond op de gasprijs. Het is goed hierop voorbereid te zijn en een implementeerbare regeling voor te bereiden in rustige tijden. Een structurele oplossing is echter het niet en het belemmert de kortetermijnoplossingen zoals een dalende gasvraag en een grotere LNG-import, zoals die in 2022 plaatsvonden.

Tabel 4 - Impacts van het instellen van prijsplafonds

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Prijsplafond groothandelsmarkt	-	+/-	+/-	-
Prijsplafond kleinverbruikers	-	+/-	+	+/-
Gerichte steun kwetsbare kleingebruikers	+/-	+/-	+	+

5.5 Langetermijncontracten

Langetermijncontracten voor de aankoop van gas kunnen een positief effect hebben (Gasterra, 2018). Belangrijk is hierbij onderscheid te maken tussen het volume- en het prijsaspect van dergelijke contracten. Portfoliospelers die langetermijncontracten afsluiten voor de Europese markt, zoals recentelijk met Qatar, doen dat veelal met een aankoopprijs die TTF-geïndexeerd is. Dat is begrijpelijk gezien hun streven om risico's te beperken, maar het helpt niet bij de betaalbaarheid van gas in Europa.

Meer gediversifieerde prijscondities voor de inkoop, zoals een indexatie aan de Amerikaanse Henry Hub gasprijs of aan de olieprijs, zullen bijdragen aan een minder volatiele inkoopprijs.

In de praktijk worden deze contracten vooral in Azië en China afgesloten, in landen zoals China met veel nauwere banden tussen gas inkoopende bedrijven en de overheid dan in Europa het geval is. Voor de Europese energie-intensieve industrie zou een gedeeltelijke inkoop van gas tegen een Henry Hub-geïndexeerde inkoopprijs economische voordelen kunnen hebben; dit lijkt echter eerder een taak voor marktpartijen dan voor de overheid.

Tabel 5 - Impacts van het afsluiten van langetermijncontracten

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Langetermijn-contracten	+	+/-	+	+/-

5.6 Verplichte vulgraden voor gasopslagen (voor lidstaten)

Gasopslagen zijn een belangrijk onderdeel aan de aanbodkant van het gassysteem om aan de veel grotere gasvraag in de winter te voldoen. Een gedeelte van het gas dat in de zomer wordt aangevoerd, wordt niet op korte termijn verbruikt, maar opgeslagen om gedurende de winter weer aan de opslag te worden onttrokken.

Textbox 4 - Hoe werkt de gasopslag-markt?

Gashandelaren huren capaciteit bij de beheerder van een gasopslag en betalen hiervoor een tarief. Ze krijgen hiermee de mogelijkheid om gas op het ene moment geleverd te krijgen, op te slaan in de berging en op een later moment te leveren aan een klant. Het prijsverschil minus de huurkosten is winst voor de handelaar.

Gasprijzen zijn zeer volatiel en een handelaar loopt grote risico's als ingekocht gas sterk afneemt in waarde. Om dit risico af te dekken vinden de inkoop- en verkooptransactie veelal op precies hetzelfde moment plaats. Hoe gaat dat in zijn werk? Een handelaar doet op bijvoorbeeld 15 februari twee transacties tegelijkertijd. De ene transactie is de aankoop van 1 miljoen m³ gas, voor levering op 15 juni tegen een prijs van € 0.320/m³ en de tweede transactie is de verkoop van 1 miljoen m³ op 15 december tegen een prijs van € 0.335/m³. De eerste transactie is dus aankoop 4 maanden vooruit, en de tweede transactie is verkoop 10 maanden vooruit. Het ingekochte gas dat op die 15^{de} juni geleverd wordt, slaat de handelaar 6 maanden lang op in de berging. Op 15 december wordt het gas aan berging onttrokken en geleverd aan de koper. Van de 1 miljoen * € 0.04 = € 15.000,- moet de handelaar de huur van de opslag nog betalen, en wat er over blijft, is winst voor de handelaar. Het belang van 2 transactie op hetzelfde moment wordt hieruit ook meteen duidelijk. Een plotselinge prijsdaling van € 0.05 - € 0.10 per m³ betekent bij 1 miljoen m³ direct € 100.000 - € 150.000 verlies. Dit soort prijsdalingen zijn in de gasmarkt van vandaag aan de orde van de dag.

Zolang de prijs op de markt in het injectieseizoen hoger is dan de prijs in de winter era is een winstgevende aan- en verkooptransactie niet mogelijk, en zal de gehuurde bergingscapaciteit ongebruikt blijven.

Deze situatie heeft zich op de afgelopen jaren vaker voorgedaan op de TTF wat leidde tot het achterblijven van het vullen van de bergingen. De roep om overheidsingrijpen die hierdoor ontstaat, heeft de marktsituatie alleen maar verergerd, omdat de verwachting van vulverplichtingen de zomerprijs nog verder doet stijgen, terwijl de verwachting van overvolle bergingen de winterprijs verder doet dalen. De negatieve marge tussen zomer- en winterprijs wordt hierdoor nog verder negatief.

De grotere gasvraag in de winter vertaalt zich normaliter in een, gemiddeld, enigszins hogere gasprijs in de winter. Deze positieve zomer-winterspread (spread = winterprijs minus zomerprijs) speelt een belangrijke rol en zorgt ervoor dat marktwerking leidt tot een bepaalde mate van vulling van de gasopslagen tijdens de zomer ten behoeve van verbruik in de daaropvolgende winter. In de jaren vóór 2021, zonder geopolitiek gedreven interrupties in de aanvoer van gas en zonder of met slechts beperkt ingrijpen van overheden in de vulgraad van gasopslagen, functioneerde deze vrije markt naar tevredenheid. Een beperkte zomer-winterspread van ongeveer 1.5 €/MWh zorgde voor een acceptabele mate van vulling van, en een redelijk verdienmodel voor, gasopslagen. Hierbij dienen wel twee kanttekeningen te worden gemaakt:

- Marktwerking zorgt niet per definitie voor een hoge mate van vulling, die echter in abnormale omstandigheden (bijvoorbeeld verstoring van de aanvoer door geopolitieke ontwikkelingen, sabotage of contractbreuk) wel van grote maatschappelijke waarde is. Zo werd het in 2021 niet vullen van een aantal gasopslagen door Gazprom niet opgevangen door andere partijen.
- Het verdienmodel voor de gasopslagen hield niet over en het is niet uitgesloten dat gasopslagen sluiten. Een gasopslag met relatief hoge kosten (Rough in het VK, met door de offshore locatie relatief hoge kosten) ging in 2017 dicht vanwege financiële zorgen. Voor Nederland is er nu onduidelijkheid over de toekomst van Norg. Voor de kosten spelen behalve de normale operationele kosten vooral ook de kosten van het aanhouden van het kussengas. Voor Norg is de hoeveelheid kussengas relatief groot (17 bcm ten opzichte van een werkvolume van 6 bcm).

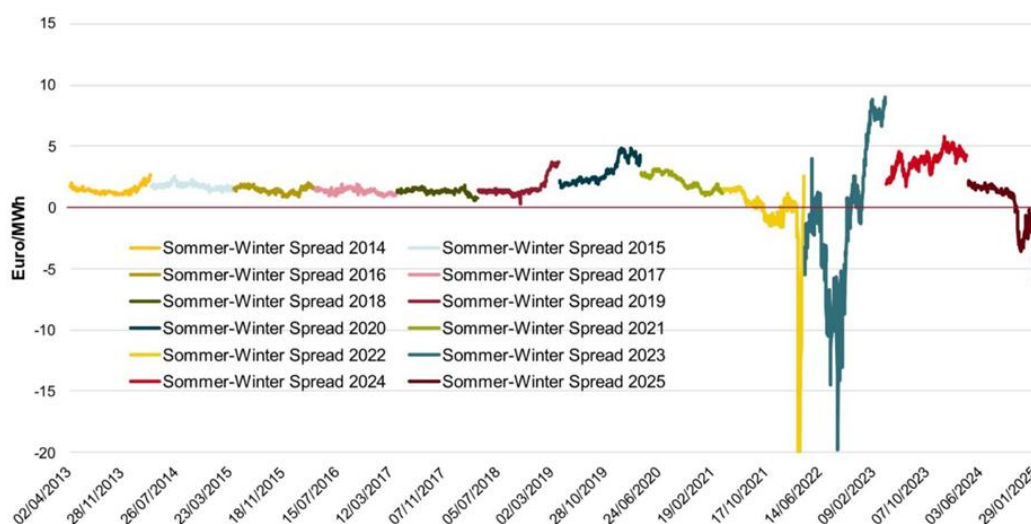
Sinds 2021 zijn er een aantal periodes geweest met een negatieve zomer-winterspread (zie figuur 9). Hierbij speelden twee factoren mee: geopolitiek gedreven ontwikkelingen in het aanbod (met name in de lente en zomer 2022) en verplichte vulgraden voor de opslagen.

Het streven van de Europese overheden om de gasopslagen te vullen in de zomer van 2022, met name in Duitsland, heeft zeker bijgedragen aan de extreme prijspiek in die periode. Het past echter om terughoudend te zijn met kritiek op deze maatregel als kortetermijnactie voor het oplossen van een acuut probleem. Had men werkelijk de winter van 2022-2023 willen ingaan met minder goed gevulde gasopslagen? Wat zou dit hebben betekend voor de kwetsbaarheid van Europa voor dreiging van het wegvallen van ook de laatste export van

Russisch gas? Het aandeel Russisch gas in de EU-gasimport was aan het begin van de winter 2022-2023 nog steeds ongeveer 15%; substantieel minder dan de 40-45% voorafgaand aan de crisis maar niet nul.

Dat Europa de winter van 2022-2023 zonder al te grote kleerscheuren (anders dan een hoge rekening en blijvende economische schade) is doorgekomen kwam deels door de toevalligheid van een zachte winter, deels door de duur gevulde opslagen en deels door het besluit van Rusland de export niet volledig te stoppen. Bij een strenge winter en minder goed gevulde opslagen had Rusland misschien een andere keus gemaakt.

Figuur 9 – Zomer-winterspreads van 2013 tot februari 2025



Bron: (Frontier Economics, 2025).

De negatieve 2025/2026 zomer-winterspread, zoals die eind 2024 en begin 2025 werd geobserveerd, nam toe bij geruchten dat de regeling voor vulgraden zou worden gecontinueerd en nam af als er aanwijzingen naar buiten kwamen dat deze regeling zou worden versoepeld. Uiteindelijk resulteerde flexibilisering van deze vulgraad doelstellingen in april 2025, voor het eerst in zes maanden, in een positieve spread.

Regelingen met rigide vulgraden belemmeren de vorming van een positieve spread. De markt reageert op de verschuiving van vraag van de winter naar de zomer; met als resultaat hogere prijzen in de zomer door de hogere (verplichte) zomervraag en lagere prijzen in de winter door een lagere wintervraag. De vraag in de winter zal immers deels uit de bergingen en niet uit de markt worden beleverd. Rigide vulgraden zijn voorkennis voor de markt. Dit heeft tot gevolg dat de prijsvorming gaat inspelen op – door de overheid verplicht – gedrag. De kosten voor een vulagent worden hierdoor alleen maar groter (zie ook de studies in dezen van Frontier Economics en Kyos (Frontier Economics, 2025; KYOS, 2024)). Voor normale tijden, en de kans hierop is toegenomen met een afnemende afhankelijkheid van Russisch

gas en een toenemende rol voor LNG, zullen de nadelen waarschijnlijk groter zijn dan de voordelen (Minister voor Klimaat en Energie, 2024).

Tabel 6 - Impacts van verplichte vulgraden van gasopslagen

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Verplichte vulgraden	+/-	-	+/-	-

Vulagent aanwijzen

Bij uitzonderlijke tijden hoort dat de overheid ook minder waarschijnlijk scenario's voor de energie leveringszekerheid meeneemt in de overwegingen. Bij dergelijke scenario's kunnen goed gevulde gasopslagen van grote waarde zijn. Bij uitzonderlijke omstandigheden kunnen ze de spanning op de Europese gasmarkt, en de vul/koopdwang bij Europese overheden, of die nu gerelateerd is aan geopolitieke ontwikkelingen of extreme koude, verkleinen. Dit kan een significant (korte termijn) effect hebben op het verminderen van de opwaartse druk op de gasprijs. Het is moeilijk om hier een monetaire waarde aan te geven.

Het is raadzaam de vulgraad van gasopslagen goed te monitoren, zoals nu ook gebeurt, en voorbereid te zijn op een situatie waar de overheid wel moet ingrijpen. De beste optie hier lijkt om een partij als vulagent aan te wijzen die kan vullen in probleemsituaties en/of uitzonderlijke omstandigheden en die geambieerde vulgraden kan aanpassen aan de vigerende omstandigheden. Het Wetsvoorstel Bestrijden Energieleveringscrisis maakt dit ook mogelijk (Overheid, 2025). Dit is eerder een laatste redmiddel in uitzonderlijke crisissituaties, zoals bij het niet vullen van gasopslagen in 2021, of het wegvallen van een gedeelte van de aanvoer in 2022, dan een instrument dat jaar in jaar uit star wordt toegepast. Het is structureel beter met proactieve maatregelen in normale tijden (denk aan een ruime LNG-importcapaciteit, mogelijk aangevuld met strategische reserves) problemen zoveel mogelijk te voorkomen dat het nodig is deze maatregel toe te passen.

Tabel 7 - Impacts van het aanwijzen van een 'vulagent' voor extreme omstandigheden

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Oplijnen vulagent voor extreme omstandigheden	+	+/-	+	+

5.7 Noodvoorraad

Gasopslagen bieden de mogelijkheid voor een noodvoorraad. Een noodvoorraad relateert aan een fysiek tekort; iets dat in de nieuwe gaswereld niet volledig kan worden uitgesloten, maar wel veel onwaarschijnlijker is geworden. Een noodvoorraad kon volgens de EU-regelgeving tijdens de gascrisis van 2022 niet worden ingezet, omdat de hoogste niveaus van het Bescherm- en Herstelplan Gas niet waren bereikt. Ver voordat een dergelijke hoogste fase wordt bereikt, hebben vraagvermindering en een toegenomen LNG-import vraag en aanbod weer in evenwicht gebracht (zij het tegen hoge maatschappelijke kosten). Dit beperkt de waarde van een noodvoorraad en maakt het een dure als zeer beperkte verzekering, waarvan waarschijnlijk nooit gebruik zal worden gemaakt.

De enige vorm van een noodvoorraad die zinvol kan zijn, is een noodvoorraad met een relatief klein volume en een grote uitzendcapaciteit. Het doel is dan het tijdelijk mitigeren van de uitval van infrastructuur. Een veel duurdere noodvoorraad met een groot volume, die vanwege regelgeving waarschijnlijk nooit gebruikt gaat worden, is geen aantrekkelijke optie.

Tabel 8 - Impacts van het aanhouden van noodvoorraden

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Kleine noodvoorraad	+	-	-	+/-
Grote noodvoorraad	+	-	-	-

6 Strategische (kussen)gasreserves

Terwijl noodvoorraden voor gas dienen om de leveringszekerheid te borgen, is het doel van strategische gasreserves het beperken van de economische schade tijdens een krappe gasmarkt ten gevolge van verstoringen, door wat voor reden dan ook, aan de aanbodkant.

In de oliewereld spelen dergelijke strategische voorraden al decennia lang een belangrijke rol. In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de vraag of strategische gasreserves een dergelijke rol zouden kunnen spelen in de nieuwe gaswereld.

6.1 Analogie met strategische olievoorraden

Strategische olievoorraden (ter grootte van 90 dagen van de netto-import) worden al aangehouden sinds de jaren 70 van de vorige eeuw (COVA, lopend). Zij werden opgezet naar aanleiding van de oliecrisis in 1973. Deze voorraden worden buiten de markt opgeslagen. Ze zijn een aantal keren ingezet met als doel om economische schade te beperken tijdens een krappe markt ten gevolge van verstoringen (of het risico hierop), door wat voor reden dan ook, aan de aanbodkant. De regels voor inzet van de strategische olievoorraden zijn daarmee fundamenteel anders dan de huidige inzet-regels in de EU voor noodvoorraden aardgas, die zijn ontworpen om fysieke leveringszekerheidsproblemen op te lossen, en niet gericht zijn op betaalbaarheidsproblemen.

In de praktijk zal een dergelijke situatie in de oliemarkt samenvallen met een stijgende olieprijs, ook al is er geen expliciet criterium voor de olieprijs vastgelegd waarbij tot inzet wordt overgegaan. De laatste keer dat deze strategische olievoorraden werden ingezet was na de inval van Rusland in Oekraïne toen, uit zorg over het mogelijk wegvallen van grote hoeveelheden Russische olie op de wereldmarkt, de olieprijs sterk opliep (IEA, 2024a). Eerder werden deze voorraden bijvoorbeeld ingezet tijdens de Golfoorlog in 1991, na de orkaan Katrina in de VS in 2005 en na de burgeroorlog in Libië in 2011 (COVA, lopend).

Ook als een dergelijke voorraad niet wordt ingezet heeft deze waarde: het beperkt de volatiliteit van de prijs en vermindert de kans dat een producent energie als wapen of drukmiddel gebruikt. Met andere woorden: het vermindert de kwetsbaarheid. Het aanhouden van strategische olievoorraden heeft de kwetsbaarheid voor energie chantage verminderd en ertoe bijgedragen dat de oliecrises van de jaren 70 van de vorige eeuw zich niet hebben herhaald. Daar kwantitatief een bepaalde waarde aan te hechten is echter moeilijk.

Deze olievoorraden worden aangehouden naar internationale normen (volgens het IEP-verdrag (IEA, 2018)) en de inzet vindt plaats in internationaal verband, waarbij het IEA een coördinerende rol speelt. Bij een crisis krijgen de regeringen van landen die lid zijn van het IEA, waaronder Nederland, het verzoek om een deel van de olievoorraad op de markt te brengen. Overheden, of de door overheden aangewezen instanties of agentschappen (voor Nederland de COVA, Centraal Orgaan Voorraadvorming Aardolieproducten) hoeven deze voorraden niet in eigen land aan te houden. Voor het aankopen van olievoorraden gaat COVA-leningen aan bij het ministerie van Financiën, onder de voorwaarden van schatkist-bankieren. Dit draagt in hoge mate bij aan het laag houden van de kosten, waardoor de heffing op aardolieproducten als benzine nu beperkt kan blijven tot 0,8 eurocent per liter.

In de nieuwe gaswereld zoals in dit rapport beschreven, met een toegenomen rol voor LNG, is er een grotere waarde voor een strategische gasreserve die primair dient om economische schade te beperken (en daarmee analoog is aan de rol van strategische olievoorraden). Dit dan ten opzichte van een relatief kleine noodvoorraad, die primair dient om voor leveringszekerheid te zorgen (bij uitval van infrastructuur).

Voor strategische gasreserves zijn er twee grote uitdagingen:

1. het van de grond krijgen van een internationale afstemming (zoals die er is voor strategische olievoorraden);
2. het beheersbaar houden van de kosten, gezien de investeringen in een substantiële hoeveelheid kussengas die moet worden aangehouden en de investeringen in productiecapaciteit om relatief snel (veel sneller dan bij een normaal gasveld) te kunnen produceren.

In dit rapport ligt de focus op de tweede uitdaging (en niet op de internationale afstemming).

6.2 Nieuwe strategische gasreserves

Met het voor gas verschuiven van de focus van leveringszekerheid naar betaalbaarheid, kan gekeken worden hoe een strategische gasreserve kan bijdragen aan het beperken van economische schade. Strategische reserves hadden de gascrisis van 2022 waarschijnlijk niet kunnen voorkomen. Maar zij hadden wel de pijn kunnen verzachten. Met een Europees gastekort van orde grootte 100 miljard kuub (op jaarbasis, in 2022), had de vrijgave van bijvoorbeeld 10 miljard kuub gas de gasprijs minder sterk doen stijgen. Op basis van historische data van de prijselasticiteit van gas kan worden geconcludeerd dat een dergelijke vrijgave geleid zou hebben tot tenminste een 10% daling van de gasprijs (Chr. Mulder, 2022). Zelfs een 10% lagere gasprijs had de EU al orde grootte 100 miljard euro gescheeld.

Deze 10% wordt gezien worden als een ondergrens; in werkelijkheid liep de gasprijs in 2022 veel verder op dan dat de historische prijselasticiteit zou doen verwachten. De toename van de gasprijs in 2021 en 2022 verliep in fasen. In eerste instantie, eind 2021 en begin 2022, was de prijsstijging beperkt en speelden vooral ontwikkelingen aan de aanbodkant, met

name een hogere Europese import van LNG. Toen de maximale importcapaciteit van LNG werd bereikt ging een tweede fase in waarbij vooral ontwikkelingen aan de vraagkant speelden: extreme prijzen leidden tot vraagvermindering, huishoudens zetten de verwarming uit, en bedrijven legden de productieprocessen stil. Het is in deze tweede fase dat een extreme prijsstijging nodig was om een relatief beperkte vraagvermindering te bewerkstelligen. Het betekent namelijk nogal wat om de verwarming uit of op 15°C te zetten, of daadwerkelijk een bedrijf stil te leggen. Een strategische reserve had hier van grote waarde kunnen zijn.

Dat de prijs in de zomer van 2022 daadwerkelijk zo ver opliep, is het gevolg van een samenloop van omstandigheden. Ten eerste speelde een lage prijsgevoeligheid van de vraag, vergeleken met de historische data, een rol. Verder besloten de EU-overheden om de gasopslagen ondanks de hoge prijzen toch te vullen, waardoor de zomervraag steeg en de prijzen verder opliepen. Ook speelde speculatie mogelijk een rol. Strategische reserves hadden de noodzaak tot overheidsaankopen van gas, en waarschijnlijk ook speculatie, tijdens de zomer van 2022 sterk kunnen verminderen. Dit had een grote invloed kunnen hebben op de stijging van 100 naar 300 euro/MWh en had deze op zijn minst substantieel verminderd. Dit alles maakt het waarschijnlijk dat een extra aanbod van 10 bcm in 2022 eerder tot een 20% dan een 10% lagere gasprijs had geleid.

Ook in de jaren na de 2022 gascrisis hebben relatief kleine verstoringen aan de aanbodkant, zoals een tijdelijke uitval van een Amerikaanse LNG-fabriek (MNI Markets, 2025), of stakingen bij Australische fabrieken (Global LNG hub, 2023), tot een relatief grote toename van de LNG-prijs geleid, van een ordegrootte van 10%. Omdat de LNG-prijs de marktprijs zet in Europa, leverde dit ook een stijging van de TTF-prijs op met dat percentage. Let wel: deze tijdelijke verminderingen aan de aanbodkant waren vergelijkbaar aan de uitzendcapaciteit van een Nederlandse gasopslag als Norg.

De totale jaarlijkse kosten van een strategische voorraad werden door Kyos geschat op 73 miljoen euro voor een volume van 10 TWh (ongeveer 1 bcm) (KYOS, 2024). Dit is gebaseerd op historische veilingprijzen voor opslagcapaciteit in Bergermeer (gemiddeld 6 euro/MWh/jaar) en eenmalige kosten voor de aankoop van het opgeslagen gas van 40 euro/MWh. De Nederlandse overheid stuurt nu, blijkens een recente Kamerbrief van 15 april 2025, aan op een beperkte noodvoorraad van 5 TWh (circa 0,5 bcm) en schat hiervan de jaarlijkse kosten, in lijn met het Kyos onderzoek, op 37 miljoen euro per jaar (Rijksoverheid, 2025b).

Een dergelijke kleine noodvoorraad adresseert het probleem van leveringszekerheid bij een tijdelijk uitvallen van de grootste component van de infrastructuur op nationaal niveau (een “n-1-situatie”). Zoals eerder beschreven is dat niet langer het grootste probleem; dat is de betaalbaarheid van gas bij een onderbreking van een gedeelte van de aanvoer, op Europees niveau.

Voor een betekenisvolle strategische reserve zijn beduidend grotere volumes, door heel Europa, noodzakelijk. Voor Nederland bedragen deze eerder rond de 5 bcm (een kwart van de jaarlijkse Nederlandse netto gasimport; analoog aan de kwart van de Nederlandse netto olie-import, die al strategische olievoorraad wordt aangehouden; dit moet gezien worden als een ruwe indicatie) dan rond de 0,5 bcm (de grootte van de noodvoorraad waar de overheid nu op aanstuurt). Qua kosten, zou het voor 10 jaar aanhouden van een strategische reserve van 5 bcm uitkomen op ongeveer 3,7 miljard euro. De baten hiervan zijn een stuk moeilijker in te schatten dan de kosten. Als men aanneemt dat er in de komende 10 jaar een kans van 5-10% bestaat op een gascrisis vergelijkbaar met die van 2022, en dat een reserve van 5 bcm de Europese gasprijs van 5-10% kan verlagen, levert dit baten van 2,5 tot 10 miljard euro op. Het is dus maar de vraag of het aanhouden van een strategische reserve een positieve maatschappelijke kosten-batenverhouding heeft.

Met deze kosten-batenverhouding is het opzetten van een dergelijke strategische gasreserve voor Nederland weinig aantrekkelijk. Hierbij speelt dat de relatief hoge kosten bij Nederland terecht komen en de baten, hoewel substantieel, voor de gehele EU zijn. Het is aannemelijk dat deze kosten zullen leiden tot een opslag op de gastransporttarieven, met alle nadelen van dien.

Tabel 9 - Impacts van het aanhouden van een strategische reserve

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Strategische reserve	+/-	-	+/-	-

6.3 Strategische kussengasreserves

Een strategische gasreserve die net als de strategische olievoorraad ingezet kan worden om economische schade te beperken is kostbaar. Deze kan weliswaar een prijspiek dempen, maar de vaste kosten die daar tegenover staan zijn hoog. De vraag is of er niet een slimmere optie waarbij tegen lagere maatschappelijke kosten toch een verzekering tegen extreme situaties op de gasmarkt kan worden gerealiseerd. Dit vergt een breder blikveld⁸.

Een betekenisvol volume voor een strategische reserve, tegen acceptabele kosten, kan waarschijnlijk alleen worden gerealiseerd als het kussengas van gasopslagen in de analyse wordt betrokken. Daarbij kunnen veel lagere kosten voor een strategische reserve worden

⁸ Vanuit technisch oogpunt zou ook het Groningen-gasveld kunnen dienen als strategische reserve (als noodvoorraad), door het 15 jaar durende abandonneringsprogramma van de voormalige winningsputten zo in te delen dat niet alle putten tegelijk geheel onklaar worden gemaakt, maar dat dat stuk voor stuk gebeurt. Niet om daadwerkelijk te willen benutten, maar om aan eventuele onvriendelijke gas leverende mogelijkheden te kunnen laten weten dat de mogelijkheid bestaat. Hoewel het technisch op zich mogelijk is, zien we dit echter niet als maatschappelijk realistische optie.

gerealiseerd als aan dit kussengas een veel lagere waarde wordt toegekend dan aan gas uit een offshore klein gasveld, waarvoor nog wel het maatschappelijk draagvlak bestaat om dit volledig te kunnen produceren.

Op dit moment mag kussengas niet geproduceerd worden, omdat dan de druk in de berging zou dalen tot beneden de minimale druk die is gespecificeerd in de opslagvergunning. Hierdoor speelt het ook geen rol in zowel een leveringszekerheidsanalyse als bij prijsvorming van gas op de groothandelsmarkt. Tot op zekere hoogte is het logisch dat er niet zomaar kussengas gewonnen mag worden, omdat het de normale werking van de gasopslag raakt. De hoeveelheid kussengas moet immers weer aangevuld worden tot de eerder vastgestelde onderdruk om weer als vanouds te kunnen functioneren.

Crisissituaties kunnen zich voordoen waarbij de risico's van de actuele crisis vele malen groter zijn dan die van het verlagen van de onderdruk of van het weer aanvullen van kussengas, een proces dat maanden kan duren. Daarom introduceert dit rapport een volledig nieuwe optie: de kussengasreserve. Het idee van een kussengasreserve is dat, net als bij de olievoorraad, alleen bij crisissituaties een deel van het kussengas gewonnen mag worden. Hiervoor is dan een noodwinningsvergunning nodig. Bij het opstellen en verlenen van een dergelijke noodwinningsvergunning kunnen alle gevolgen en risico's van het winnen en weer aanvullen van de strategische kussengasreserve in beeld worden gebracht. Voor het in werking treden van een dergelijke vergunning kan de minister dan een goedgefundeerde afweging maken tussen enerzijds de veiligheidsrisico's en anderzijds andere maatschappelijke risico's en waarden. Die laatste betreft bijvoorbeeld de betaalbaarheid van gas, wat bijdraagt aan primaire levensbehoeften als warmte, en de basis is van veel industriële producten die we dagelijks nodig hebben.

Aan de noodwinningsvergunning moet een duidelijke *governance* structuur verbonden worden die dicteert wanneer en hoeveel gas er geproduceerd mag worden. Als meer Europese landen het kussengas zouden willen activeren zou een internationaal systeem opgezet kunnen worden, vergelijkbaar aan dat voor strategische olievoorraden, waarbij Nederland een verzoek kan krijgen om een deel van het gastekort op de markt te brengen.

Het voordeel van een strategische kussengasreserve ten opzichte van een strategische werkgasreserve (waar de strategische reserve een deel van het werkvolume van een gasopslag betreft), is dat het voor een veel kleiner bedrag gerealiseerd kan worden:

- In veel Europese opslagen is de ondergrens van een gasopslag een redelijk arbitraire grens. In veel gevallen kan het eerste deel van het kussengas zonder technische aanpassingen vrijelijk geproduceerd worden (*free flow*).
- Een groot deel van de kosten van een strategische reserve in werkgas is het boeken van capaciteit; dat is niet nodig als het kussengas via een noodwinningsvergunning kan worden ingezet als strategische reserve.
- Het is niet nodig om 'nieuw' gas aan te kopen, waardoor de aanleg van een strategische kussengasreserve niet bijdraagt aan krapte op de markt.

- Er wordt geen opslagvolume aan de markt onttrokken.
- Er zijn specifieke gasopslagen met specifieke geologische omstandigheden waarbij de mogelijkheid tot het winnen van kussengas de businesscase van een gasopslag kan versterken. Het kussengas kan immers bij een hoge (spot)gasprijs onttrokken worden. Zeker als op hetzelfde moment op de forwardmarkt tegen een veel lagere prijs het aanvullen van het kussengas weer kan worden vastgelegd. Een werkgasreserve van 1 bcm kost circa 70 mln. euro per jaar. De kosten van een strategische kussengasreserve van 1 bcm zijn in principe nihil als wordt overgelaten aan de eigenaar van de gasopslag, of al er gebruik wordt gemaakt van de mogelijkheid om bij een crisissituatie gas te onttrekken. Vanuit welvaartsperspectief van Europa moet de impact van een daling van de spotprijs wel groter zijn dan de stijging van de forwardprijs; anders is er geen effect (dit is ook aannemelijk)
- Bij het bepalen van de kosten van een strategische kussengasreserve is het nodig onderscheid te maken tussen de situatie waarbij uit een kussengas uit een gasopslag gewonnen kan worden zonder dat het bestaande uitzendcapaciteit raakt en opslagen waarbij iedere kuub gewonnen kussengas wel de uitzendcapaciteit van de gasopslag raakt. Het verdienmodel van een gasopslag is namelijk deels gebaseerd op de beloofde uitzendcapaciteit. Als men door de optie dat kussengas gewonnen gaat worden minder uitzendcapaciteit kan beloven aan klanten dan zal de veilingprijs lager worden. Deze gedorven inkomsten zouden vergoed moeten worden als het aantrekkelijk gemaakt moet worden voor gasopslageigenaren/ operators om vrijwillig aan een afroep van inzet van de strategische kussengas reserve mee te doen. Ten opzichte van een strategische reserve in werkgas gaat het hier om een fractie van de kosten (eerder enkele miljoenen dan honderden miljoenen of miljarden)
- Als de overheid meer controle wil over het wel of niet inzetten van het kussengas, of dit systeem als extra stimulans wil gebruiken om het verdienmodel voor gasopslagen in stand te houden, zal de overheid het kussengas moeten aankopen.
- In een crisis zoals in de zomer van 2022 was er sprake van een zeer hoge zomerprijs en een gebrek aan incentive om gas op te slaan vanwege een lagere winterprijs. De overheidsdrang om de bergingen te vullen om voorbereid de winter in te gaan heeft deze situatie verergerd omdat het de zomervraag opstuwde bij beperkt aanbod. Indien met het instemmen met een 'noodwinningsplan' bijvoorbeeld 5 bcm gas beschikbaar zou zijn gemaakt, dan had dit met een pennenstreek 5 bcm zomervraag uit de markt kunnen nemen. Dit zou een verlaging van de zomerprijs tot gevolg hebben gehad door het (deels) adresseren van de zorg. Daarnaast zou een daling van de zomerprijs de spread positief hebben beïnvloed, waardoor er mogelijk weer incentive zou zijn ontstaan om gas op te slaan.
- Er zijn situaties denkbaar waarbij er wel volume uit het kussengas beschikbaar is maar geen uitzendcapaciteit. Eventueel kan daar iets aan gedaan worden met een beperkte investering in extra compressie.

Om te komen tot een strategische kussengas reserve zullen een aantal fases doorlopen moeten worden:

- geschiktheidsanalyse op basis van gasopslageigenschappen;
- impactanalyse van de winning van kussengas;
- inrichten van de *governance*.

Voor het daadwerkelijk opereren van een kussengas reserve zullen ook strakke processen vormgegeven moeten worden. Het doel is het beperken van economische schade en, zonder de inzet van een dergelijke reserve te koppelen aan een specifiek prijsniveau, is het wel duidelijk dat de inzet moet plaatsvinden in een veel eerdere fase van het Bescherm- en Herstelplan gas dan voor noodvoorraden het geval is. De verdere uitwerking hiervan valt niet binnen dit rapport.

Samenvattend: een strategische reserve moet niet afzonderlijk worden geëvalueerd, maar als deel van een andere evaluatie, die meer aspecten omvat. Deze evaluatie betreft de toekomst van de Nederlandse gasopslagen:

- die een belangrijke maatschappelijke waarde hebben, speciaal op het gebied van seizoensopslag;
- die voor de operator minder aantrekkelijk worden om in stand te houden;
- waar het kussengas een significante waarde heeft, zowel voor de eigenaar als voor de overheid;
- waar een inzet als strategische reserve van waarde kan zijn;
- waar, voor een volledig produceren van het kussengas op een vergelijkbare wijze als voor kleine onshore gasvelden uit het verleden, het maatschappelijk draagvlak (en mogelijk ook de toestemming van de toezichthouders), ontbreekt.

Een gasopslag moet niet beschouwd worden als gasveld, of als seizoensopslag, of als strategische reserve, maar integraal. Dit speelt in eerste instantie vooral voor Norg. Dat is niet alleen de grootste gasopslag in Nederland en met het grootste volume aan kussengas, maar ook de eerste waarvoor de eigenaar nu een winningsplan heeft ingediend. In Bijlage 1 wordt een mogelijke toekomst voor Norg verder uitgewerkt.

Tabel 10 - Impacts van het aanhouden van een strategische kussengasreserve

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas extreme schaarste	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Strategische kussengasreserve	+/-	+/-	+	+

Met een strategische kussengasreserve kan een van de twee uitdagingen voor een strategische gasreserve worden geadresseerd: de hoge kosten. Hoe dergelijke reserves te implementeren in Europees verband valt buiten de scope van deze studie. De hoeveelheid kussengas in gasbergingen in lege gasvelden in de EU is tenminste van de orde van grootte van 100 bcm. Ook omdat de capaciteit afneemt met een dalende druk biedt het produceren van beperkte hoeveelheden kussengas uit meerdere opslagen meer mogelijkheden (en kan het gebeuren met een grotere snelheid) dan het produceren van een grote hoeveelheid kussengas uit een enkele opslag.

Het principe dat landen die niet over gasopslagen beschikken meebetalen aan het aanhouden van een strategische reserve, lijkt niet onredelijk. Ook een strategische olievoorraad hoeft niet per se in het eigen land te worden aangehouden.

6.4 Synthese: overzicht van mogelijke maatregelen

In Tabel 11 staat op hoofdlijn weergegeven welke maatregelen welk effect hebben qua leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas.

Tabel 11 – Evaluatie van verschillende mogelijke maatregelen. Let wel: deze tabel geeft een beknopt en volledig overzicht, maar kan niet volledig recht doen aan de complexiteit van deze materie.

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas voor extreme situaties	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Grote LNG-importcapaciteit	+	-	+	+
Stimulering NL/EU gasproductie	+	+	+	+
EU Gezamenlijke inkoop van LNG	+/-	+/-	+/-	+/-
Prijsplafond groothandelsmarkt	-	+/-	+/-	-
Prijsplafond kleinverbruikers	-	+/-	+	+/-
Gerichte steun kwetsbare kleingebruikers	+/-	+/-	+	+
Langetermijn-contracten	+	+/-	+	+/-
Verplichte vulgraden	+/-	-	-	-

	Impact op leveringszekerheid gas	Impact op betaalbaarheid aardgas normale marktomstandigheden	Impact op betaalbaarheid gas voor extreme situaties	Inschatting totale maatschappelijke kosten-baten
Oplijnen vulagent voor extreme omstandigheden	+	+/-	+	+
Kleine noodvoorraad	+	-	-	+/-
Grote noodvoorraad	+	-	-	-
Strategische reserve	+/-	-	+/-	-
Strategische kussengasreserve	+/-	+/-	+	+

Bij een grootschalige onderbreking of vermindering van de aanvoer van gas naar Europa, kunnen de volgende twee maatregelen het meest bijdragen aan de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas:

- Het handhaven van een grote LNG-importcapaciteit. Met een lagere LNG-importcapaciteit moet vraagvermindering een nog grotere rol moeten spelen bij het weer in evenwicht brengen van vraag en aanbod. De piek van de gasprijzen in 2022 werd pas bereikt nadat de maximale LNG-importcapaciteit was bereikt. Grootschalige vraagvermindering vereist extreme prijzen.
- Strategische kussengasreserves. Dergelijke strategische reserves hebben een substantiële invloed op de betaalbaarheid van gas bij extreme marktomstandigheden, terwijl de kosten van het aanhouden van een dergelijke reserve, onder normale marktomstandigheden, beperkt blijven.

Men dient een evenwicht te vinden tussen lage kosten in een *business as usual* wereld, door een vertrouwen op marktwerking, en bescherming tegen risico's op het gebied van betaalbaarheid en leveringszekerheid in een geopolitiek risicovolle en onzekere wereld. Simpele oplossingen zijn er hier niet, laat staan een *silver bullet*. Het is voor infrastructuur geen gegeven dat de capaciteit van LNG-importterminals of gasopslagen, zoals die voor eigenaren optimaal is vanuit een commercieel oogpunt, ook de capaciteit bereikt die maatschappelijk optimaal is om de economische schade die een onderbreking van de gasaanvoer oplevert zoveel mogelijk te verminderen.

In het algemeen schatten wij in dat de beste strategie om de leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas te borgen bestaat uit de volgende drie onderdelen: het waar mogelijk vertrouwen op marktwerking, het in stand houden van een relatief grote LNG-importcapaciteit, en het opzetten van strategische kussengasreserves. Die laatste vergemakkelijken ook het continueren van bestaande gasopslagen. Deze maatregelen zijn te prefereren boven het jaarlijks voorschrijven van verplichte vulgraden voor gasopslagen, een

gezamenlijke inkoop van gas en prijsplafonds (tenzij die laatste alleen gericht zijn op een specifieke groep van kwetsbare verbruikers).

De nieuwe gaswereld is, met een veel grotere rol voor LNG dat wereldwijd kan worden verhandeld, meer gaan lijken op de oliewereld. In deze laatste wereld wordt, met goede resultaten, vooral vertrouwd op marktwerking, aangevuld met een strategische voorraad als voornaamste maatregel die ook daadwerkelijk kan worden ingezet om economische schade te beperken. Met een vertrouwen op marktwerking (waarbij wel de vinger goed aan de pols wordt gehouden), en met als voornaamste additionele maatregel strategische reserves, wordt voor gas hierin wezen hetzelfde voorgesteld als wat er met aardolie sinds jaar en dag gebeurt (en daar ook goed werkt). Met strategische kussengasreserves kan dit tegen acceptabele kosten worden gerealiseerd.

| 7 Conclusies

Met een grote importafhankelijkheid van aardgas en een toegenomen risico dat gas als wapen of drukmiddel door sommige gas producerende landen wordt gebruikt, blijft de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas voor de EU, en voor Nederland, een punt van zorg.

Daarnaast is er echter ook de ontwikkeling van de wereldwijd groeiende rol van LNG. Die zorgt ervoor dat leveringszekerheid normaliter te koop is. De problematiek bij de gasvoorziening is daardoor verschoven van risico's op het gebied van leveringszekerheid naar risico's op het gebied van betaalbaarheid. Grote risico's voor de leveringszekerheid zijn er nog wel, maar alleen in extreme situaties met kleine kans, zoals het gelijktijdig uitvallen van alle Noorse leidingen naar de EU (door bijvoorbeeld sabotage) of een wereldwijde LNG-boycot van de EU.

Marktwerking, met als gevolg een hoge gasprijs, heeft de 2022 gascrisis op de korte termijn opgelost, door middel van een vermindering van de vraag en een grote Europese LNG-import. Het in stand houden van een ruime LNG-importcapaciteit is een voor de hand liggende maatregel.

Veel van de andere mogelijke maatregelen, zoals prijsplafonds en verplichtingen voor vulgraden, bedoeld om de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas te vergroten, zijn marktversturend en/of hebben geen goede kosten-batenverhouding. Overheden dienen voor vulgraden wel de vinger aan de pols te houden, maar dienen hier niet op reguliere basis in te grijpen op basis van starre percentages. Ook een *standalone* strategische gasvoorraad lijkt financieel niet aantrekkelijk wegens de hoge kosten.

Een (waar mogelijk) vertrouwen op marktwerking, het in stand houden van een relatief grote LNG-importcapaciteit en het opzetten van strategische kussengasreserves (die ook het continueren van bestaande gasopslagen vergemakkelijken) is de beste strategie om de leveringszekerheid en betaalbaarheid van gas te borgen.

Gasopslagen vervullen een belangrijke rol in het gassysteem, maar het huidige verdienmodel is niet florissant. Het gevaar bestaat dat eigenaren opslagen gaan sluiten, zoals in het verleden in 2017 voor Rough, de grootste gasopslag in het VK, en in de toekomst mogelijk voor andere gasopslagen gaat gebeuren. Hier dient de overheid alert te zijn, en zo nodig in te grijpen.

De toekomst van een gasopslag dient integraal te worden geëvalueerd waarbij de waarde als seizoensopslag, de waarde als strategische reserve en de waarde van het kussengas

allemaal worden meegenomen. Een combinatie van blijven functioneren als seizoensopslag, een zeer beperkte productie en een functie als strategische reserve, waarbij het kussengas een essentiële rol speelt, is een aantrekkelijke optie met een relatief kleine marktversturende werking en een veel betere kosten-batenverhouding dan een op zichzelf staande strategische reserve.

Met het voor Norg ingediende winningsplan ligt het voor de hand een dergelijke evaluatie als eerste voor de Norg gasopslag te doen. Een mogelijke strategische kussengasreserve in Norg vereist een nieuw Norg-akkoord waarbij beide partijen water bij de wijn zouden moeten doen: waarbij de NAM accepteert dat het kussengas slechts een gedeelte van de marktprijs gaat opleveren en dat de overheid accepteert dat het openhouden van Norg als seizoensopslag en strategische reserve niet gratis is.

Literatuur

- AGSI. (Lopend). *Aggregated gas storage inventory*.
- Argus Media. (2024). *Global lng fleet to be well supplied in 2025-27*.
- Bordoff, J., & O'Sullivan, M.L. (2023). *The age of energy insecurity. How to fight for resources is upending geopolitics*.
- Bruegel. (2025). *Dataset european natural gas imports*.
- CBS. (2024). *Energieverbruik 17 lager dan in 2000*. Centraal Bureau voor de Statistiek. <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2024/25/energieverbruik-17-procent-lager-dan-in-2000>
- Chr. Mulder. (2022). *Extra gronings gas zou de gasprijs substantieel verlagen*.
- Colgan, J.D., Gard-Murray, A.S., & Hinthorn, M. (2023). Quantifying the value of energy security: How russia's invasion of ukraine exploded europe's fossil fuel costs. *Energy Research & Social Science*, 2023, 103201. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103201>
- COVA. (lopend). *Oliedashboard nederland*. Centraal Orgaan Voorraadvoeding Aardolieproducten (COVA). <https://cova.nl/oliedashboard/>
- De Mijraad. (2025). *Mijraadadvies coördinatie gasleveringszekerheid mijraad besluitvorming over nederlandse gasvoorraden*.
- Energieia. (2023). *Fossiel in de vs: Verleden, heden en toekomst*. <https://energieia.nl/fossiel-in-de-vs-verleden-heden-en-toekomst/>
- Energy Institute. (2024). *Statistical review of world energy (2024 | 73rd edition)*.
- Energy Institute. (2025). *Statistical review of world energy 2024*.
- Europese Commissie. (2022). *Regulation (EU) 2022/1032 of the european parliament and of the council of 29 june 2022 amending regulations (EU) 2017/1938 and (EC) no 715/2009 with regard to gas storage*.
- Eurostat. (2023). *Highest ever EU trade deficit recorded in 2022*.
- Frontier Economics. (2025). *Das dilemma der speicherverpflichtung im gasmarkt*.
- Gasterra. (2018). *Onderzoek wijst uit dat gasvraag nederland nauwelijks gedekt wordt door langetermijncontracten*.
- Gasunie. (2022). *Eemsenergyterminal for lng out of the starting blocks*.
- GIIGNL. (2021). *Giignl 2021 annual report*.
- Global LNG hub. (2023). *Lng prices driven by australian lng strike doubts*.
- Greg Molnar. (2025). *Natural gas prices moderated down significantly across all key markets in april*.
- GTS. (2017). *Ontwikkelingsplan 2017*.
- GTS. (2024). *Advies over de leveringszekerheid van aardgas na sluiting van het groningenveld*.
- HCSS. (2022). *Jilles van den beukel in energieia | gas: Poetin aan het stuur, de EU op de achterbank*. The Hague Centre for Strategic Studies. <https://hcss.nl/news/jilles-van-den-beukel-in-energieia-gas-poetin-aan-het-stuur-de-eu-op-de-achterbank/>
- HCSS. (2023a). *Aardgaswinning in nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat*.
- HCSS. (2023b). *Fossiel in europa: Verleden, heden en toekomst (opinie)*.
- IEA. (2018). *Agreement on an international energy program*.

- IEA. (2024a). *A strong focus on oil security will be critical throughout the clean energy transition*.
- IEA. (2024b). *World energy outlook 2024*.
- IEEFA. (2024). *Global lng outlook 2024-2028*.
- KYOS. (2024). *Mogelijke maatregelen voor gasopslag ter bevordering van de leveringszekerheid*.
- Milov, V. (2022). European gas price crisis: Is gazprom responsible? *European View*, 2022(1), 66-73. <https://doi.org/10.1177/178168582210847>
- Minister voor Klimaat en Energie. (2024). *Update gasleveringszekerheid q1 2024*.
- MNI Markets. (2025). *Lng prices jump on freeport outrage, platts*.
- Overheid. (2025). *Consultatie: Wetsvoorstel bestrijden energieleveringscrisis*.
- Rijksoverheid. (2021). *Norg akkoord*.
- Rijksoverheid. (2024). *Bescherm- en herstelplan gas 2023*.
- Rijksoverheid. (2025a). *Kamerbrief met reactie kabinet op verlenging vuldoelstellingen EU voor gas*.
- Rijksoverheid. (2025b). *Kamerbrief update gasleveringszekerheid q2 2025*.
- Runciman, J. (2024, 15 November). *Risks mount as world energy outlook confirms lng supply glut looms*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). <https://ieefa.org/resources/risks-mount-world-energy-outlook-confirms-lng-supply-glut-looms>
- RystadEnergy. (2023). *Energy transition marathon 2023*. The Energy Transition Marathon 2023, online.
- Sharples, J. (2025). *No way back? Challenges to russian pipeline gas in europe make near-term rebound unlikely*.
- Shell. (2024). *Shell lng outlook 2025*. <https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2025.html>
- The Oxford Institute for Energy Studies. (2024). *EU joint purchasing of gas - an assessment*.
- Trading Economics. (lopend). *EU natural gas ttf*. EU Natural Gas TTF. <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>
- Van den Beukel, J. (2024). *De arbitragezaak 'uniper versus gazprom'*. Energieia. <https://energieia.nl/de-arbitragezaak-uniper-versus-gazprom/>
- Van den Beukel, J., & Loosveld, R. (2024). *De snelle daling van de gasproductie is slecht nieuws voor de energietransitie*. Energieia. <https://energieia.nl/de-snelle-daling-van-de-gasproductie-is-slecht-nieuws-voor-de-energietransitie/>
- Van den Beukel, J., & Van Geuns, L. (2020). *The deteriorating outlook for dutch small natural gas fields*.
- Van den Beukel, J., & Van Geuns, L. (2023). *Aardgaswinning in nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat*.
- Van den Beukel, J., & Van Geuns, L. (2024). *Een snelle energietransitie: Niet alleen voor het klimaat*.

A Strategische kussengasreserve Norg

Norg is niet alleen de grootste gasopslag in Nederland (met het grootste volume aan kussengas) maar ook, mede vanwege de relatief grootte hoeveelheid kussengas in vergelijking met de hoeveelheid werkgas, de eerste berging waarvoor de eigenaar nu een winningsplan heeft ingediend. De commerciële marktrealiteit is dat de eigenaar van een gasopslag niet de operaties blijft voortzetten, enkel en alleen vanwege het maatschappelijk belang als daar geen positieve *businesscase* voor bestaat. In dit hoofdstuk wordt een mogelijke toekomst geschetst voor Norg, rekening houdend met deze aspecten.

NAM heeft een winningsplan ingediend voor het gedeeltelijk produceren van het kussengas van Norg. Of dit daadwerkelijk gebeurt valt te bezien, gezien de mogelijk negatieve adviezen van Gasunie (capaciteits- en volumebalans in een (n-1) situatie), KGG/ACM/ENTSO-G (leveringszekerheid) en SodM (draagvlak en risico van geïnduceerde bevingen). Maar evenzeer valt het te bezien of men de eigenaar van een opslag kan dwingen een commercieel niet aantrekkelijke activiteit voort te zetten. Het is in het belang van de overheid en de eigenaar om hier uit te komen en een toekomst voor Norg uit te stippelen die optimaal is voor de Nederlandse en Europese samenleving en daarnaast recht doet aan de commerciële belangen van de eigenaar. Deze bijlage is niet meer dan een eerste aanzet tot de discussie die rond Norg gevoerd zal moeten worden.

Een aantrekkelijker toekomst voor Norg kan worden bereikt, als ook het kussengas in de evaluatie wordt betrokken. De minimumdruk, corresponderend aan het laagste niveau van het werkvolume, ligt in Norg relatief hoog. Deze hogedruk zorgt ook bij een bijna lege berging nog voor een hoge minimale uitzendcapaciteit. In 2019 is het werkvolume van Norg uitgebreid van 5 bcm naar 6 bcm door de maximale bovendruk te verhogen, waardoor er 0,5 bcm meer in Norg kon worden opgeslagen, en de minimale onderdruk te verlagen, waardoor er 0,5 bcm meer uit Norg kon worden gewonnen. Beide veranderingen hebben bijgedragen aan de snellere sluiting van het Groningen-gasveld. Verder zijn deze drukgrenzen historisch bepaald; in het verleden had Norg de functie om de flexibiliteit en productiecapaciteit van het geïntegreerde Groningensysteem op peil te houden, dit vroeg om hoge onderdruk met veel

productie capaciteit, er was geen noodzaak voor een lagere onderdruk, het Groningen-gasveld had immers volume genoeg.

Er zijn twee manieren om Norg kussengas in te zetten als strategische reserve. De ene manier is het gefaseerd winnen van het kussengas. Via afspraken tussen de overheid en de eigenaar kan Norg op deze wijze nog enige jaren volume en capaciteit leveren aan de markt. Dit heeft als voordeel dat er in geval van een crisis meer gas kan worden geproduceerd. Het heeft als nadeel dat dit in principe een onomkeerbaar proces is. Eenmaal deze route ingeslagen is er geen weg meer terug, en over 5 tot 7 jaar is Norg niet meer beschikbaar.

De andere manier, waar hier de nadruk op ligt, is om Norg in te zetten als werkende gasopslag met een 'strategische kussengasreserve'. Deze inzet zou betekenen dat Norg, via afspraken tussen de eigenaar en de overheid, continueert als gasopslag en dat de eigenaar een 'noodwinningsplan' voorbereid met een lagere onderdruk in geval van een crisis. Op deze manier kan de opslagcapaciteit behouden blijven, terwijl er direct, zonder dat er extra vraag wordt gecreëerd, een substantiële strategische reserve snel kan worden gerealiseerd. De inzet daarvan is een instrument in handen van de minister, die dit alleen zal inzetten in geval van een crisis. Een zorgvuldig voorbereid 'noodwinningsplan' dat alle stappen van een regulier winningsplan heeft doorlopen zal de minister in staat stellen om de eventuele risico's die gepaard gaan met het winnen en mogelijk weer injecteren van kussengas te zijner tijd af te wegen tegen de risico's die worden veroorzaakt door de crisis waarvoor het 'noodwinningsplan' wordt ingezet.

In dit geval kan snel een aanzienlijke strategische reserve tot wel 10 bcm in Norg worden gerealiseerd. Alleen al het bestaan van een dergelijke strategische reserve zal een neerwaartse druk uitoefenen op de risicopremie die in bepaalde geopolitieke omstandigheden deel uitmaakt van de gasprijs. Van de in totaal 17 bcm aan kussengas kan 10 bcm relatief snel worden geproduceerd, zonder de noodzaak voor aanpassingen aan de huidige installatie. Welk gedeelte van deze 10 bcm deel uitmaakt van een eventuele strategische reserve is een keuze die afhankelijk zou kunnen zijn van de omvang van de te bestrijden crisis. In het voorbeeld dat is getoond in Figuur 10 is voor 6 bcm aan strategische reserve gekozen. De mate van de crisis en daarmee samenhangend, de mate waarin het kussengas geheel of gedeeltelijk wordt ingezet als strategische reserve beïnvloedt de eventuele risico's op geïnduceerde bevingen. Het 'noodwinningsplan' moet deze risico's helder in beeld brengen, zodat deze in bij de beslissing tot het inzetten van de 'kussengasreserve' worden meegewogen..

Bij een verstoring van de importstromen naar Nederland zullen eerst de gasopslagen leegraken. Bij een vulpercentage van 0% dient zich een concreet gastekort aan. Op dat moment heeft Norg nog een productiecapaciteit van 0.65 TWh/dag en is er technisch 100 TWh kussengas direct beschikbaar voor productie. Van deze 100TWh gas kan Norg in zes maanden 60 TWh produceren. Hoe zou de inzet van deze 'strategische kussengas reserve' eruit zien? Als 1 LNG-tanker 1 TWh aan energie levert, dan kan een 'strategische kussengas reserve' in Norg als volgt worden gekarakteriseerd:

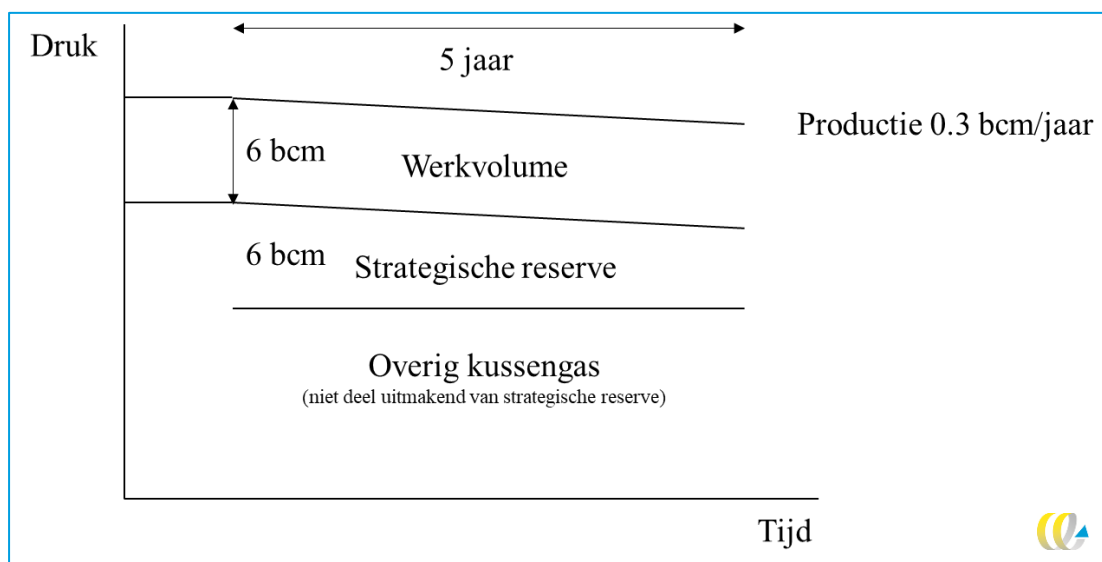
- de eerste 2 bcm in 33 dagen 20 tankers (1 tanker/1.5 dag);
- de volgende 2 bcm in 40 dagen, 20 tankers (1 tanker/2 dagen);
- de volgende 2 bcm in 60 dagen, 20 tankers (1 tanker/3 dagen);
- De volgende 2 bcm in 90 dagen, 20 tankers (1 tanker/4.5 dagen).

In dit geval dient er een 'noodwinningsplan' te komen, waarbij Norg blijft functioneren als een gasopslag. In geval van een crisis kan de minister dit 'noodwinningsplan' goedkeuren waardoor er een nieuwe lagere onderdruk grens wordt gesteld. Afhankelijk van de omvang van de crisis kan dit een enigszins lagere onderdruk met een beetje extra volume; of onder extreme omstandigheden een substantieel lagere onderdruk met veel extra volume waarbij tot wel 80-100 LNG-tankers extra beschikbaar zouden kunnen komen.

Gedurende de periode dat Norg kussengas beschikbaar is als 'strategische kussengas-reserve' kan de huidige opslagfunctie van Norg beschikbaar blijven voor de markt. Bovendien zou het mogelijk zijn om jaarlijks een beperkt deel van het kussengas te winnen om de kosten van deze oplossing te bekostigen. De opslag en de 'strategische kussengasreserve' worden dan geleidelijk kleiner, mogelijk in lijn met het krimpen van de gasmarkt.

Een dergelijke strategische reserve heeft grote voordelen in vergelijking met de andere mogelijke maatregelen die worden overwogen, of die zijn ingezet, zoals een prijsplafond op de groothandelsmarkt, verplichte vulgraden, een strategische voorraad in het werkvolume van een bestaande berging. De marktverstoringe werking als die er al is, is veel kleiner. Het heeft een aanzienlijk betere kosten-batenverhouding. Deze oplossing levert een 'strategische kussengasreserve' van een omvang die dermate groot is dat grote en/of langdurige verstoringen kunnen worden opgevangen. Verder wordt hiermee de opslagfunctie van Norg zo lang als nodig behouden voor de markt. De oplossing zou zodanig flexibel kunnen worden vormgegeven dat de inzet van de 'kussengasreserve' kan plaatsvinden, terwijl er nog werkgas in de berging aanwezig is. Mochten de omstandigheden vragen om nog meer uitzendcapaciteit, dan zou dit met een beperkte investering in additionele compressie gerealiseerd kunnen worden.

Figuur 10 - Schematische weergave van druk en tijd, voor een hybride toekomst voor Norg met een combinatie van opslag (huidige werkvolume) en strategische reserve (4,5 – 6 bcm) met een productie van 0,3 bcm/jaar. Het huidige volume aan kussengas van de opslag is 17 bcm. NB.: Andere waardes voor bijvoorbeeld de onderdruk voor de strategische reserve en de productie per jaar zijn ook mogelijk. Ook kan er voor gekozen worden het werkvolume geleidelijk te laten afnemen.



Het zou ideaal zijn als dit in een Norg 2.0 akkoord tussen de eigenaar en de overheid tot stand zou komen, zonder te wachten op alomvattende oplossingen voor de volledige gas gerelateerde problematiek in Groningen. Het vereist dat NAM en de overheid constructief toewerken naar oplossing waar de samenleving baat bij heeft. Beide partijen zullen water bij de wijn moeten doen, waarbij de NAM accepteert dat het kussengas in Norg slechts een gedeelte van de marktprijs voor gas gaat opleveren, terwijl de overheid accepteert dat een openhouden van Norg niet gratis is.