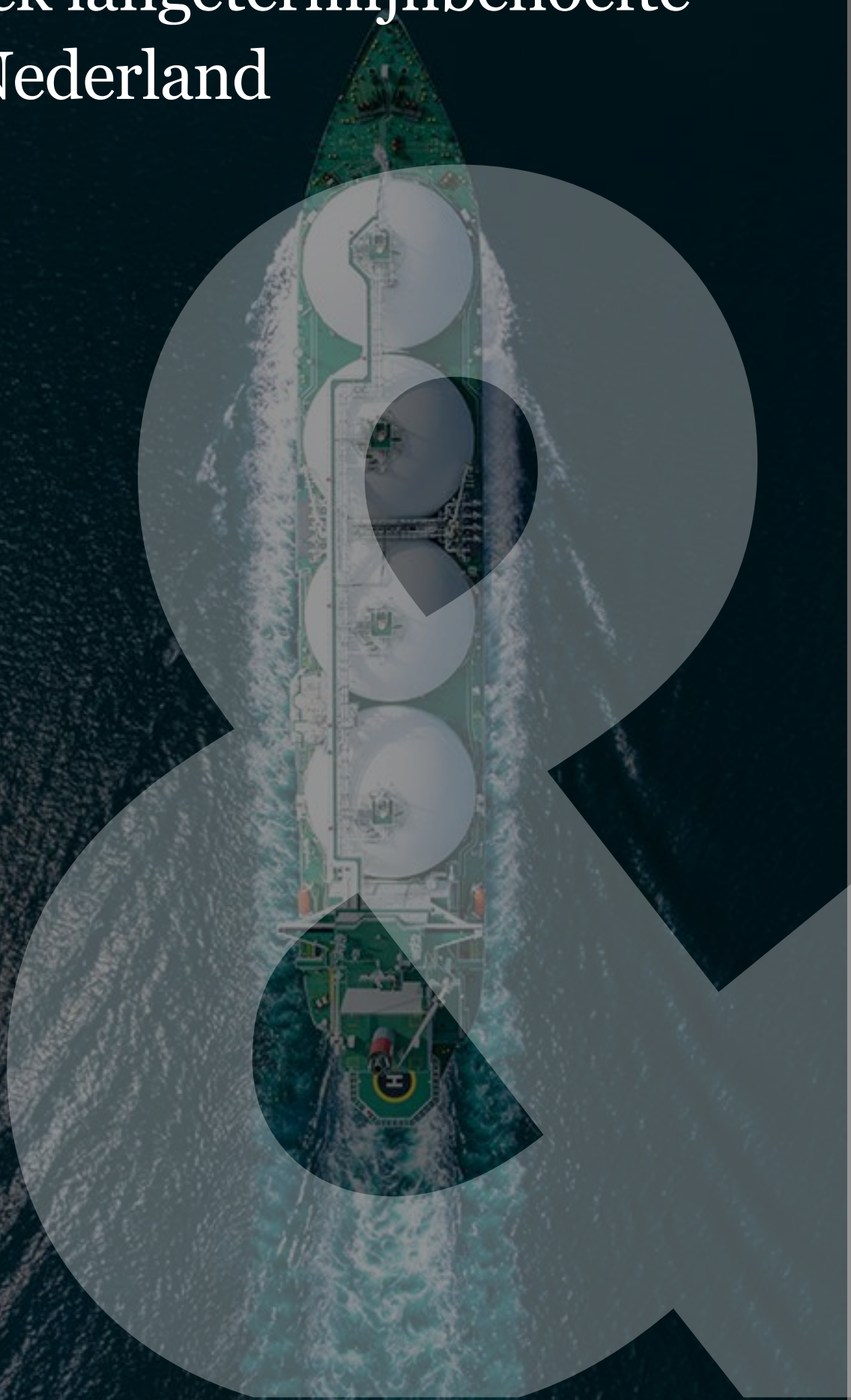
strategy&
Part of the PwC network

Onderzoek langetermijnbehoefte LNG in Nederland

Eindrapportage

Maart 2024



Strategy&

Belangrijke mededeling

Dit rapport wordt u aangeboden vanuit PricewaterhouseCoopers Advisory N.V..

Met dit rapport leveren wij een bijdrage aan de maatschappelijke discussie over de rol van LNG-import in het zekerstellen van toegang tot betaalbaar aardgas en welke vormen van overheidsinterventie kunnen bijdragen aan het beter borgen van de publieke belangen.

Dit rapport is opgesteld overeenkomstig onze opdrachtbrief d.d. 27 november 2023. Dit rapport is alleen voor u bedoeld. Wij accepteren geen aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) richting enige andere partij dan u of voor enig ander gebruik van dit rapport dan waarvoor het bedoeld is.

PwC heeft zich bij het opstellen van het dit rapport (mede) gebaseerd op documenten en informatie zoals PwC die van verschillende partijen (inclusief de Cliënt) heeft ontvangen (hierna: 'Informatie van Derden'). PwC heeft de Informatie van Derden gebruikt met de aanname dat deze informatie juist, volledig en niet misleidend is. De betrouwbaarheid van de Informatie van Derden is door PwC niet geverifieerd of vastgesteld. PwC heeft geen accountantscontrole uitgevoerd met betrekking tot de Informatie van Derden, noch een beoordeling gericht op het vaststellen van volledigheid en juistheid daarvan conform internationale audit- of reviewstandaarden. PwC verstrekt geen enkele expliciete of impliciete verklaring of garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de Informatie van Derden of de daaraan gerelateerde referenties in dit rapport.

Het rapport is uitsluitend ten behoeve van de belangen van de Cliënt uitgebracht en heeft niet het oogmerk om voor andere doeleinden dan de daarin genoemde, te worden gebruikt. Op het rapport kan derhalve niet door anderen dan de Cliënt worden gesteund. Voor het gebruik van het rapport door andere partijen dan de Cliënt aanvaarden wij derhalve geen verantwoordelijkheid, zorgplicht of aansprakelijkheid - contractueel, op basis van onrechtmatige daad (inclusief nalatigheid) of anderszins.

Het rapport alsmede enig geschil voortvloeiende uit of verband houdend met (de inhoud van) het rapport worden uitsluitend beheerst door Nederlands recht**.**

Inhoudsopgave

1. Managementsamenvatting **3**

2. Introductie **8**

3. De Europese vraag naar LNG **10**

3.1. Een Europese aardgasmarkt 10

3.2. Historische rol van LNG in de EU-gasvoorziening 12

3.3. De rol van LNG in de toekomstige EU-gasvoorziening 14

4. Toegang tot betaalbaar aardgas **18**

4.1. Internationaal aanbod van LNG 18

4.2. Verhandelbaarheid internationaal aanbod LNG 20

4.3. Import-, transport- en opslagcapaciteit 24

5. Mogelijke overheidsinterventies **30**

5.1. Mogelijke redenen voor overheidsinterventie 30

5.2. Beleidsinstrumenten en afwegingskader 32

5.2.1. Beleidsinstrumenten tegen hoge prijzen of prijsschommelingen 32

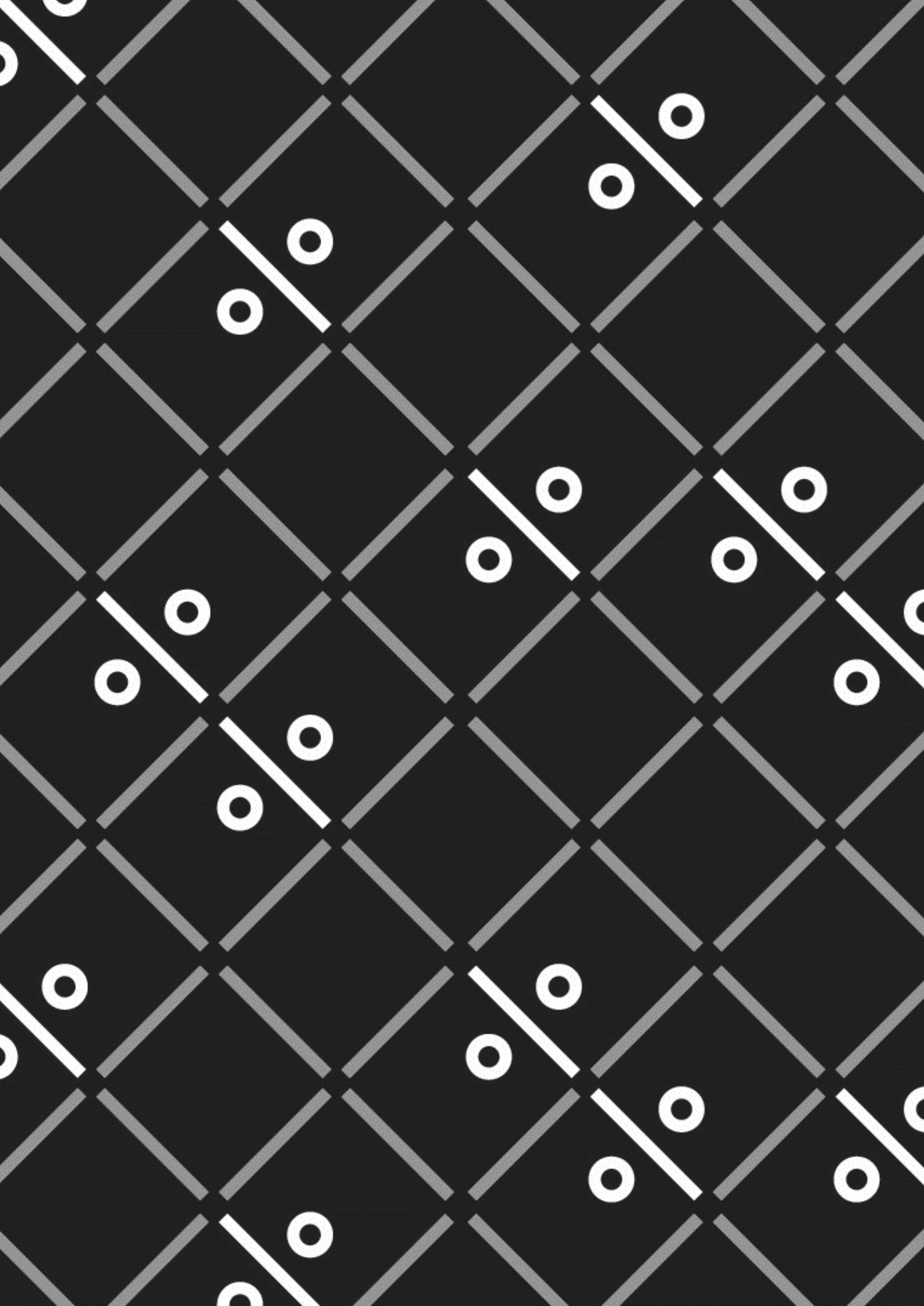
5.2.2. Afwegingskader reservecapaciteit 35

Appendix **38**

Appendix 1: Langetermijncontracten 38

Appendix 2: Internationale vergelijking 41

Referentielijst **47**



1. Managementsamenvatting

LNG (*liquefied natural gas*) is door middel van koeling vloeibaar gemaakt en gecomprimeerd aardgas. LNG kan over langere afstanden en overzee worden getransporteerd als substituut voor transport van aardgas via pijpleidingen. Sinds de start van het Oekraïne-conflict, en de sterke reductie in afname van Russisch aardgas, importeren Nederland en de Europese Unie veel meer LNG. De Europese import van LNG groeide in slechts een jaar tijd met ca. 60% (2022 t.o.v. 2021).

De verwachting is dat een hoger aandeel LNG in de Europese en Nederlandse aardgasmix noodzakelijk blijft, omdat de Russische aardgasvolumes in de nabije toekomst waarschijnlijk niet terugkeren. Het is de vraag of Nederlandse publieke belangen in deze veranderde marktsituatie voldoende geborgd zijn. De publieke belangen zijn betaalbare toegang tot voldoende volumes aan aardgas. Toegang tot aardgasvolumes en de betaalbaarheid daarvan zijn daarbij ook communicerende vaten en kunnen niet geheel los van elkaar worden gezien: naar mate meer betaald wordt is ook meer volume beschikbaar en vice versa.

Tegen deze achtergrond is Strategy& gevraagd om te onderzoeken of de publieke belangen in de gassector voldoende zijn geborgd. Specifiek staan vier deelvragen centraal in het voorliggende onderzoek:

1) In hoeverre heeft Nederland, nu en op langere termijn, de import van LNG nodig om de toegang tot aardgas te borgen?

2) In hoeverre kan betaalbare toegang tot LNG, zonder aanvullende overheidsinterventie, worden geborgd of is er sprake van marktfalen?

3) Welke beleidsinstrumenten kan de Nederlandse overheid inzetten om de toegang tot betaalbaar aardgas te verbeteren?

4) Welke rol kunnen langetermijncontracten spelen bij het borgen van betaalbare toegang tot aardgas?

De conclusies in dit onderzoek zijn tot stand gekomen via een combinatie van literatuuronderzoek, en interviews met academici, overheidsentiteiten, energiebedrijven en toezichthouders.[1]

1) In hoeverre heeft Nederland, nu en op lange termijn, de import van LNG nodig om de toegang tot aardgas te borgen?

Nederland is onderdeel van een Europese gasmarkt. Naar verwachting is LNG de komende tien tot twintig jaar nodig om Europa, en daarmee ook Nederland, te blijven voorzien van aardgas. De totale Europese vraag naar aardgas is momenteel ongeveer 350 bcm per jaar. Daarvan kan ongeveer 220 bcm worden opgevuld via eigen productie en import vanuit pijpleidingen. Ongeveer 130 bcm moet worden opgevuld via LNG. De *supply gap*, het verschil tussen de vraag naar aardgas en het aanbod ervan exclusief LNG, is daarmee ongeveer 35% van de aardgasvraag. De toekomstige ontwikkeling van de *supply gap* hangt af van het gehanteerde vraag- en aanbodscenario, waarbij de *supply gap* kleiner is in scenario's waarin snellere CO_2-reductie wordt aangenomen.

De situatie was tot niet lang geleden heel anders. Europa importeerde historisch weinig LNG: tussen 2010-2020 bestond ongeveer 15% van het totale aanbod aan aardgas uit LNG. Over die gehele periode werd in de EU ca. 4,200 bcm verbruikt, waarvan ca. 600 bcm afkomstig uit LNG-import. Er waren voldoende andere

[1] Deze samenvatting beschrijft de belangrijkste bevindingen, in de hoofdstukken hierna is de verantwoording in de vorm van verwijzingen naar literatuur terug te vinden. De bijlage bevat een volledige lijst van geraadpleegde literatuur en de organisaties die in verband met dit onderzoek zijn geraadpleegd.

bronnen van aardgas, zoals eigen productie (waaronder het Nederlandse Groningenveld) en import per pijpleiding vanuit Noorwegen, Rusland en andere omliggende gebieden. De kostprijs van aardgas via pijpleiding is lager dan die van LNG omdat voor LNG kostbare omzetting van gas naar vloeistof en van vloeistof naar gas nodig is. LNG kwam daarom vooral naar Europa als *back-up* en op het moment dat de prijzen ervan gunstig waren. Pas na het wegvallen van het Russische aardgas, als direct gevolg van het Oekraïne-conflict, is het aandeel LNG vanaf 2022 sterk toegenomen.

Nederland is geen aardgaseiland, maar onderdeel van een breder Europees gasmarktsysteem. De Europese landen zijn fysiek met elkaar verbonden via aardgaspijpleidingen en regulatorisch via de regelgeving rondom de interne markt. Fysiek gezien komt het gas dat van en naar Nederland stroomt terecht op het Noordwestelijke deel van de Europese interne markt, waarmee Noordwest-Europa daarmee de relevante geografische markt is. LNG dat bijvoorbeeld in Duitsland aanlandt komt net zo goed ten goede aan Nederlandse afnemers als aan Duitse (en vice versa). Een toename van de aardgasvraag in Duitsland leidt niet alleen in Duitsland maar ook in Nederland tot hogere prijzen (en vice versa).

2) In hoeverre kan betaalbare toegang tot LNG, zonder aanvullende overheidsinterventie, worden geborgd of is er sprake van marktfalen?

Er is geen reden om aan te nemen dat de markt onvoldoende zal investeren om de geanticipeerde vraag naar LNG te bedienen. We zien ook geen reden om aan te nemen dat betaalbare toegang tot LNG structureel onder druk komt te staan zonder aanvullende interventie. Er kan wel tijdelijk schaarste optreden, bijvoorbeeld als gevolg van aanbodschokken, en dat kan leiden tot prijspieken. Historisch gezien heeft de markt goed gereageerd op dergelijke onvoorziene schokken: de tijdelijke hoge prijzen hebben geleid tot meer aanbod waardoor de prijzen uiteindelijk daalden. De markt kan echter niet voorkomen dat er onvoorziene schokken zijn waardoor prijsfluctuaties ontstaan. Als de overheid te grote prijsschommelingen onwenselijk vindt, kan dat reden zijn voor interventie.

De toegankelijkheid tot LNG is in principe geborgd doordat LNG goed verkrijgbaar is op liquide internationale, korte- en langetermijnmarkten. Zo'n veertig procent van het LNG volume wordt verhandeld op de kortetermijnmarkt. Daarbij is er sprake van internationale prijsconvergentie, wat erop duidt dat fysieke restricties afnemen en volumes steeds meer en sneller gerouteerd kunnen worden naar de regio waar de betalingsbereidheid het hoogst is. Een voorbeeld daarvan is dat Europa in 2022, na het wegvallen van Russisch aardgas, mede toegang tot aardgas heeft behouden doordat afnemers buiten Europa bereid waren om af te zien van de ingekochte LNG en bereid waren deze (tegen relatief hoge prijzen) aan Europese vragers te verkopen.

De wereldwijde liquefactie- en regassificatiecapaciteit vormen naar verwachting geen barrière om te voorzien in de wereldwijde vraag. Wereldwijd is er ruimschots voldoende aardgasvolume beschikbaar. Aanbieders hebben een prikkel om deze volumes door middel van omzetting naar LNG te ontsluiten voor regio's waar de vraag is, zoals Azië en Europa. De wereldwijde LNG-liquefactiecapaciteit ligt momenteel op ongeveer 660 bcm (wat door een niet volledige benutting resulteerde in 560 bcm wereldwijde productie in 2023) en deze capaciteit neemt naar verwachting de komende jaren met ongeveer 35% verder toe.

In de EU is de LNG-regassificatiecapaciteit (importcapaciteit) ca. 180 bcm op jaarbasis en in Nederland, met de GATE en EemsEnergyTerminal, 20-24 bcm op jaarbasis. Behoudens minder vaak voorkomende scenario's, zoals twee zeer koude winters achter elkaar, is deze capaciteit genoeg om in de geanticipeerde vraag naar LNG te voorzien. De beschikbare importcapaciteit in Nederland is voor de komende jaren volgeboekt. Nederland is qua aardgaspijpleidingen goed verbonden met andere Noordwest Europese landen dus het profiteert ook van de extra LNG-regassificatiecapaciteit die bijvoorbeeld in Duitsland wordt bijgebouwd.

Hoewel dus de verwachting is dat de markt in principe kan voorzien in de geanticipeerde vraag, kunnen er situaties optreden van grote schaarste als gevolg van onvoorziene of niet vaak voorkomende

omstandigheden. Een voorbeeld van een denkbare, maar niet vaak voorkomende, situatie is als er twee zeer strenge winters achter elkaar plaatsvinden. Een ander voorbeeld is een geopolitiek conflict waarbij LNG-producerende landen of regio's besluiten om minder aan Europa te gaan leveren. Hoewel in dergelijke onvoorziene situaties waarschijnlijk nog steeds via de internationale markten LNG kan worden ingekocht, kan de betaalbaarheid tijdelijk onder grote druk komen te staan.

3) Welke beleidsinstrumenten kan de Nederlandse overheid inzetten om de toegang tot betaalbaar aardgas te verbeteren?

Aanvullende overheidsinterventie is niet per se nodig om betaalbare toegang tot aardgas te borgen omdat er goed functionerende, liquide internationale markten zijn waarop LNG kan worden ingekocht. Op die markten kunnen tijdelijk wel hoge prijzen ontstaan. Een mogelijke reden voor aanvullend beleidsinstrumentarium is het voorkomen van te sterke tijdelijke prijsstijgingen.

De beste manier om tijdelijke prijsstijgingen te beperken is door reserves in het systeem in te bouwen, zowel reservevolumes als reserve aanlandings- en/of opslagcapaciteit. Een aantal dingen doet de overheid in dit kader al. EBN heeft bijvoorbeeld de taak om de gasopslag Bergermeer te vullen en, voor zover marktpartijen dat niet doen, is daar een subsidie-instrument beschikbaar voor gesteld. Deze constructie zorgt voor aanvullende opslagcapaciteit boven op wat de markt uit zichzelf al levert. De opslagcapaciteit in Nederland behoort met 14.3bcm (ca. 45% van de totale aardgasvraag in Nederland in 2022) tot de grootste van Europa. Bovendien speelt de overheid, onder andere via Gasunie, een faciliterende rol in de infrastructuurontwikkeling.

Een aanvullend instrument dat de overheid kan overwegen is het vormgeven van een strategische reserve. Een strategische reserve kan op verschillende manieren worden vormgegeven. Bij een fysieke strategische reserve wordt een deel van de beschikbare opslagcapaciteit aan aardgas buiten de markt gehouden totdat een bepaald niveau van schaarste zich voordoet en er beroep op wordt gedaan. De overheid houdt bijvoorbeeld al een strategische reserve voor olie aan. Een nadeel hiervan is dat de strategische opslagcapaciteit ten koste gaat van de opslagcapaciteit die beschikbaar is voor de markt. Daarnaast zal een uitbreiding van de opslagcapaciteit ten behoeve van een strategische reserve gepaard gaan met hoge kosten en zal het meerdere jaren duren voor dit is gerealiseerd. De overheid kan ook kiezen voor een optiecontract voor de invoer van LNG, in combinatie met meerjarige vaste (*firm*) importterminal(regassificatie)capaciteit. In zo'n constructie wordt het recht om LNG op een bepaald moment te mogen kopen en de capaciteit om het in te voeren gekocht. Door de benodigde levertijd van deze volumes zijn deze minder snel aanspreekbaar dan in het geval van een fysieke strategische reserve.

Meer beleid gericht op het voorkomen van prijsschommelingen verhoogt niet per definitie de welvaart. Het heeft het karakter van een verzekering: er wordt meer zekerheid gecreëerd, maar dat kost geld en gaat (ook) ten koste van de betaalbaarheid van de gasvoorziening. De overheid zal moeten afwegen of de kosten voor het voorkomen van bepaalde scenario's opwegen tegen de schade die daarmee kan worden voorkomen. Als eerste stap kan de overheid de maatschappelijke kosten van prijsschommelingen onderzoeken. Daarvoor dient te worden vastgesteld welk prijsniveau van aardgas en welke mate van prijsfluctuaties overheidsinterventie zouden behoeven. Vervolgens zou moeten worden ingeschat wat de risico's zijn op beleidsmatig ongewenst prijzen en prijsfluctuaties. Hiermee kan de verwachte schade (kans op realisatie van het risico vermenigvuldigd met de gevolgen voor huishoudens) worden berekend.

De tweede stap is om de vermeden schade (de bate van overheidsinterventie) af te zetten tegen de kosten van de interventie. Daarbij zijn er grofweg twee typen interventies: compenseren en voorkomen. Voor het compenseren van de negatieve gevolgen van hoge aardgasprijzen bestaan de kosten voor de overheid uit het bedrag aan compensatie. Daarnaast dient de overheid vast te stellen welke huishoudens of bedrijven in welke mate ondersteund zullen worden. Voor het voorkomen is hierboven een aantal instrumenten geschetst, zoals een strategische reserve, waarvan de kosten in kaart zouden moeten worden gebracht.

4) Welke rol kunnen private langetermijncontracten spelen bij het borgen van betaalbare toegang tot aardgas?

In het publieke debat over betaalbare toegang tot aardgas wordt ook langetermijncontracten (LTC's) een rol toegedicht, zie bijvoorbeeld de discussie hierover in het eerdere Strategy& rapport over publieke belangen op de energiemarkt en de motie Erkens van 20 december 2022. Uit onze analyse blijkt dat de markt ook zonder aanvullende overheidsinterventie in principe kan voorzien in de geanticipeerde vraag naar aardgas. Voor zover er reden is voor aanvullende interventie, is die gericht op het voorkomen van onverwachte prijsschommelingen. Het aanhouden van reservecapaciteit is daarvoor een effectieve oplossing. Private LTC's beschermen – afhankelijk van de contractvoorwaarden – de Nederlandse/Europese contracteigenaren tegen prijsschommelingen, maar bieden geen garanties tegen prijsschommelingen voor de Nederlandse of Europese burgers en ondernemingen.

LTC's interpreteren wij als private contracten tussen marktpartijen, waarin de partijen marktconforme afspraken maken over de levering van aardgas. LTC's voor LNG worden niet afgesloten door landen of hun overheden, maar door marktpartijen die actief zijn op de internationale markten. Een randvoorwaarde bij het afsluiten van LTC's is dat ook meerjarig vaste (*firm*) capaciteit beschikbaar moet zijn bij LNG-importterminals en tankers om gas daadwerkelijk te kunnen importeren. Veel LTC's worden afgesloten door portfoliospelers, die via lange termijn contractering LNG inkopen en deze vervolgens, afhankelijk van waar de prijzen het hoogst zijn, over de hele wereld verschepen. LTC's worden ook afgesloten door energiebedrijven, waarvan de aandelen soms in publieke handen zijn. Hierbij handelt de staatsdeelneming in principe 'marktconform', ofwel vergelijkbaar met de commerciële logica die ondernemingen die niet in overheidshanden zijn volgen. Een overheid kan geen gunstigere condities afdwingen dan marktpartijen: gunstige voorwaarden zijn het resultaat van de marktkennis en -positie van marktpartijen. De speelruimte om via staatsdeelnemingen reserves te creëren, bovenop wat de markt toch al levert, is beperkt. Daarvoor zou subsidie nodig zijn.

LTC's kunnen de houder van het contract beschermen tegen hoge prijzen in tijden van schaarste (afhankelijk van de contractvoorwaarden), maar niet per se de consumenten en ondernemingen die het aardgas uiteindelijk afnemen. Een marktpartij die tegen gunstige voorwaarden LNG heeft weten in te kopen geeft eventuele verschillen tussen zijn inkoopprijs en de korte termijnmarktprijs niet automatisch door aan zijn afnemers. Bovendien kan deze partij besluiten om de volumes LNG weer door te verkopen als hij deze elders voor een betere prijs kan verkopen, ook buiten Europa. LTC's dragen dus hoogstens beperkt en indirect bij aan meer betaalbare toegang voor afnemers.

Er zijn geen, of slechts beperkt, aanwijzingen dat de markt vanzelf tot een maatschappelijk suboptimaal aantal LTC's leidt. In het verleden werden weinig LTC's voor LNG met bestemming Europa afgesloten. Dat is echter op voorhand niet vreemd, omdat Europa van oudsher vooral een *swing buyer* was (afhankelijk van prijzen), in tegenstelling tot bijvoorbeeld Japan dat een *baseload buyer* is. In de markt is nu te zien dat er weer meer LTC's met bestemming Europa worden afgesloten, wat in lijn is met de gewijzigde marktsituatie door het wegvallen van Russisch gas en de verwachting dat de EU ineens nog 10 tot 20 jaar meer structureel LNG nodig heeft.

In het debat over LTC's wordt ook de suggestie gedaan dat de overheid de markt een verplicht aandeel LTC's zou kunnen opleggen. Zoals al is aangevoerd, is het effect op de prijsstabiliteit beperkt, omdat private LTC's niet per se consumenten en afnemers beschermen tegen hoge prijzen in tijden van schaarste – dat doen vooral reserves. Tegenover de geringe baten van een verplicht aandeel LTC's, staan aanzienlijke kosten. Een verplichting werkt kosten opdrijvend, enerzijds omdat er meer LTC's afgesloten moeten worden dan nu rendabel wordt geacht en anderzijds omdat die LTC's ook duurder worden doordat de vraag ernaar stijgt als gevolg van de verplichting. Dergelijke verplichtingen kunnen ook disproportioneel grote impact hebben op bepaalde typen spelers in de markt, zoals nichespelers of nieuwe toetreders, waardoor

de concurrentie-intensiteit kan worden aangetast met een negatief effect op onder andere betaalbaarheid. Tot slot kan er een negatief effect ontstaan op de allocatieve efficiëntie omdat er minder volume beschikbaar is op de korte termijnmarkten.

2. Introductie

De Europese Unie importeert sinds de start van het Oekraïne-conflict veel meer LNG. De import van LNG is op EU-niveau met ca. 60% gegroeid in 2022 (130 bcm) ten opzichte van 2021 (80 bcm).[2] Door de oorlog in Oekraïne is de aanvoer van Russisch aardgas naar Europa en daarmee ook naar Nederland sterk gedaald. Deze daling is deels opgevangen door een lagere vraag,[3] en door import van additionele volumes LNG uit diverse delen van de wereld. De verwachting is dat de Russische volumes die werden geleverd aan de EU en Nederland in de voorzienbare toekomst niet terug zullen keren, waardoor LNG een vast en onmisbaar onderdeel wordt van de gasmix.[4]

Daarbij geldt dat Europese partijen nog beperkt langetermijncontracten (LTC's) voor LNG hebben afgesloten. Vooralsnog kopen zij LNG vooral op de spotmarkt. Het is de vraag of dit wenselijk is en hoe Nederland eventueel in de veranderende marktsituatie op de lange termijn op een betrouwbare en betaalbare manier kan worden voorzien van LNG. Als aardgas niet voldoende beschikbaar en betaalbaar is kan dat tot hoge economische en maatschappelijke kosten leiden. Het effect dat de recente energiecrisis heeft gehad op burgers en energie-intensieve industrie is daarvan een voorbeeld.

In de Tweede Kamer is in december 2022 de motie Erkens aangenomen die de regering verzoekt om in het eerste kwartaal van 2023 in te zetten op LTC's met betrouwbare partners.[5] Recent hebben verschillende Europese internationaal opererende energiebedrijven LTC's afgesloten, en is het onderwerp LTC's ter sprake gekomen in het debat over de Klimaatnota 2023 en de Klimaat- en energieverkenning in december 2023.[6] In januari 2024 is een gewijzigde motie Erkens aangenomen om in het eerste kwartaal van 2024 met Noorwegen en/of een andere betrouwbare partners het gesprek aan te gaan voor het afsluiten van langetermijncontracten voor de levering van energie in de toekomst.[7]

Strategy& is gevraagd om te onderzoeken of de publieke belangen in de gassector voldoende zijn geborgd.[8] De publieke belangen betreffen betaalbare toegang tot voldoende volumes aan aardgas en het voorkomen van al te grote prijsvolatiliteit (betrouwbaarheid en betaalbaarheid). Betrouwbaarheid is daarbij niet los te koppelen van betaalbaarheid: gewenste volumes aardgas moeten tegen een betaalbare prijs kunnen worden afgenomen.

De vraag die centraal staat in dit onderzoek is: Wat is de rol van LNG-import in het zekerstellen van toegang tot betaalbaar aardgas en welke vormen van overheidsinterventie kunnen bijdragen aan het beter borgen van de publieke belangen?

In een liquide LNG-markt is het gas altijd wel beschikbaar, maar de prijs ervan wordt door vraag en aanbod bepaald waardoor deze heel hoog kan zijn als het aanbod achterblijft bij de vraag en/of sterk kan fluctueren

[2] IEA (2023a), *Baseline European Union gas demand and supply in 2023*, p. 6. De volume-eenheid voor aardgas is billion cubic meters, bcm.
[3] Blijkens CBS (2023), *Gasverbruik Nederland in 2022 laagste in 50 jaar* (*https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2023/07/gasverbruik-nederland-in-2022-laagste-in-50-jaar#:~:text=Grote%20industri%C3%ABle%20bedrijven%20die%20normaal,industrie%20en%20de%20chemische%20industrie)* werd 2022 gekenmerkt door een historische daling van het aardgasverbruik van 40 bcm naar 31 bcm als gevolg van hoge gasprijzen, een warme zomer en verminderde vraag door de industrie en elektriciteitscentrales.
[4] Voor zolang aardgas in Europa gebruikt blijft worden. Volgens internationale afspraken is voorzien in een decarbonisatieproces waarbij alleen strikt noodzakelijke aardgasconsumptie in Europa overblijft (met afvang en opslag van CO_2).
[5] Motie van het lid Erkens, *Voorzienings- en leveringszekerheid energie*, 20 december 2022.
[6] Tweede Kamer (2023) Debat over de Klimaatnota 2023 en de klimaat- en energieverkenning (https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/plenaire_verslagen/kamer_in_het_kort/debat-over-de-klimaatnota-2023-en-de-klimaat-en).
[7] Tweede Kamer (2024) Gewijzigde motie lid Erkens 32813-1326 dd. 16 januari 2024 (https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/moties/detail?id=2024Z00308&did=2024D00820).
[8] Op basis van de offerte Strategy&, *Onderzoek naar het veiligstellen van de lange termijn LNG-behoefte van Nederland*, 16 november 2023 naar aanleiding van de offerteaanvraag van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) van 23 oktober 2023.

als het aanbod en de vraag fluctueren. Als de vraag daalt of het aanbod stijgt, zullen prijzen dalen (en omgekeerd), terwijl prijsfluctuaties tegen worden gegaan als de ontwikkelingen in de vraag en het aanbod zoveel mogelijk gelijk op gaan. Maar vraag- en/of aanbodschokken zijn niet altijd te vermijden, zodat ook prijsfluctuaties niet te vermijden zijn.

Het is voor ons onderzoek de vraag of de risico's op hoge prijzen en/of prijsfluctuaties het gevolg zijn van marktfalen: bijvoorbeeld omdat er een gebrek is of zal zijn aan (gewenste) investeringen in capaciteit om LNG te produceren (incl. de ontwikkeling van nieuwe velden), in te kopen, te transporteren, te importeren, op te slaan of naar aardgas om te zetten. De vervolgvraag is of en hoe de overheid maatregelen zou kunnen treffen om het marktfalen te corrigeren en/of hoge prijzen en sterke prijsfluctuaties op andere wijze te adresseren.

Ons rapport geeft als volgt een antwoord op de centrale vraag. In hoofdstuk 3 wordt ingegaan op de noodzaak om via LNG te voorzien in de aardgasbehoefte van de EU en Nederland. Hierdoor wordt de vraag naar LNG bepaald. Hoofdstuk 4 beschrijft de toegang tot betaalbaar aardgas, waarbij achtereenvolgens wordt ingegaan op het wereldwijde aanbod van LNG, de verhandelbaarheid hiervan en de fysieke infrastructuur om de gewenste volumes ook daadwerkelijk in de EU en Nederland te kunnen importeren (dat wil zeggen: of en onder welke omstandigheden van een knelpunt in de importmogelijkheden sprake kan zijn). In hoofdstuk 5 wordt ingegaan op mogelijk marktfalen binnen de LNG-markt en de rationale voor eventueel overheidsingrijpen. Tot slot doen we voorstellen voor beleidsinstrumenten en beschrijven een conceptueel afwegingskader om de kosten en baten van de verschillende beleidsinstrumenten te kunnen vaststellen en gaan we dieper in op de vraag of langetermijncontracten een rol kunnen spelen in de borging van betaalbare toegang tot aardgas.

Dit onderzoek is tot stand gekomen via een combinatie van literatuuronderzoek en interviews met academici, belangenorganisaties, energiebedrijven en toezichthouders. De onderzochte literatuur bestaat uit relevante beleidsevaluaties, (wetenschappelijke) artikelen en overige documenten, zoals bijvoorbeeld van Europese instanties (zoals de Europese Commissie en ACER), Nederlandse beleidsmakers en toezichthouders (diverse Ministeries en de ACM) en kennisinstanties op nationaal en internationaal niveau (zoals onder meer de IEA). Interviews zijn afgenomen met verschillende organisaties om een breed scala aan perspectieven te verkrijgen: de Autoriteit Consument & Markt (ACM), het Clingendael International Energy Programme (CIEP), N.V. Nederlandse Gasunie, Technische Universiteit Delft, de Mijnraad, Energie Beheer Nederland, Gate Terminal, Equinor, Uniper, The Hague Centre for Strategic Studies (HCSS), Shell plc, KYOS Energy Consulting BV, Gasunie Transport Services, International Energy Agency (IEA), NexantECA, Independent Commodity Intelligence Services, en de Europese Commissie.

3. De Europese vraag naar LNG

Met het wegvallen van Russische gasvolumes is LNG belangrijker geworden in de EU-gasmix. In dit hoofdstuk werken we uit wat dit betekent voor de rol van LNG om de toegang tot aardgas van de EU, en specifiek van Nederland, te (blijven) borgen. Hiermee bepalen we de Europese en Nederlandse vraag naar LNG.

3.1. Een Europese aardgasmarkt

Nederland is onderdeel van één Europese interne gasmarkt die fysiek bestaat uit onderling verbonden nationale aardgastransmissienetwerken.[9] Dit betekent in principe dat (zonder eventuele technische interconnectiebeperkingen) alle aardgas in de door aardgasleidingen verbonden landen in Europa fysiek in die landen beschikbaar is.[10,11] Fysiek gezien komt het gas dat van en naar Nederland stroomt terecht op het Noordwestelijke deel van de Europese interne markt, waarmee Noordwest-Europa daarmee de relevante geografische markt is. Voor dit onderzoek is gekozen om de EU-27 aan te houden als basis voor de analyses, waarbij Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk als importbronnen zijn meegenomen.

Het wettelijk kader voor de Europese interne aardgasmarkt wordt gevormd door de Gasverordening en Gasrichtlijn, waarbij de noodzaak van grensoverschrijdende, non-discriminatoire toegang tot gasinfrastructuur en het waarborgen van eerlijke concurrentie op de interne gasmarkt centraal staat.[12] De Verordening gasleveringszekerheid[13] richt zich specifiek op het waarborgen van leveringszekerheid, met bepalingen die lidstaten verbieden gasstromen binnen de interne markt onnodig te beperken en de gasleveringssituatie in andere lidstaten in gevaar te brengen. Om hieraan te voldoen en voor vrij verkeer van energievoorzieningen binnen de EU te zorgen, moet bijvoorbeeld ook bestemmingsvrijheid binnen Europese langetermijncontracten gegarandeerd worden.[14] De Gasverordening specificeert de voorwaarden voor toegang tot aardgasnetwerken. Er kan ontheffing voor deze bepalingen worden verleend, bijvoorbeeld als het risico van de investering zo groot is dat de aanleg niet zal plaatsvinden als geen ontheffing wordt verleend en als de constructie van het netwerk of de faciliteit de concurrentie in de gasvoorziening en de leveringszekerheid versterkt.[15]

Bedrijven die actief zijn binnen de Europese landen zijn deels zelf producent van aardgas op de Europese markt, maar importeren daarnaast aardgas uit andere landen via pijpleidingen, zoals voorheen uit Rusland,

[9] In het geval van beperkte of beperkt beschikbare interconnectiecapaciteit of om andere technische redenen tussen de Europese landen kunnen er beperkingen zijn voor de mogelijkheden om aardgas tussen de Europese landen altijd op elk moment te vervoeren. Zie bijvoorbeeld: Europese Commissie (2019b), *Case M.9175 – Total / Chevron Denmark,* par. 26, par 37. *(https://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m9175_225_3.pdf)* of OECD (2022), *Market definition in the Gas Sector*.

[10] Als er in Nederland aardgas in het leidingensysteem wordt gebracht is dit fysiek niet meer tot Nederland beperkt en kan het verkocht worden aan elke binnen- of buitenlandse partij die het aardgas aan het systeem kan onttrekken.

[11] In de praktijk resulteert dit erin dat gas meerdere keren verhandeld wordt voordat het de eindgebruiker bereikt en is het over het algemeen niet te achterhalen welk specifiek volume uit een bepaalde bron uiteindelijk door welke eindgebruikers wordt verbruikt (Vijlbrief, J.A. (2023), *Kamerbrief over reactie op motie over in Nederland gewonnen gas,* p. 4-5).

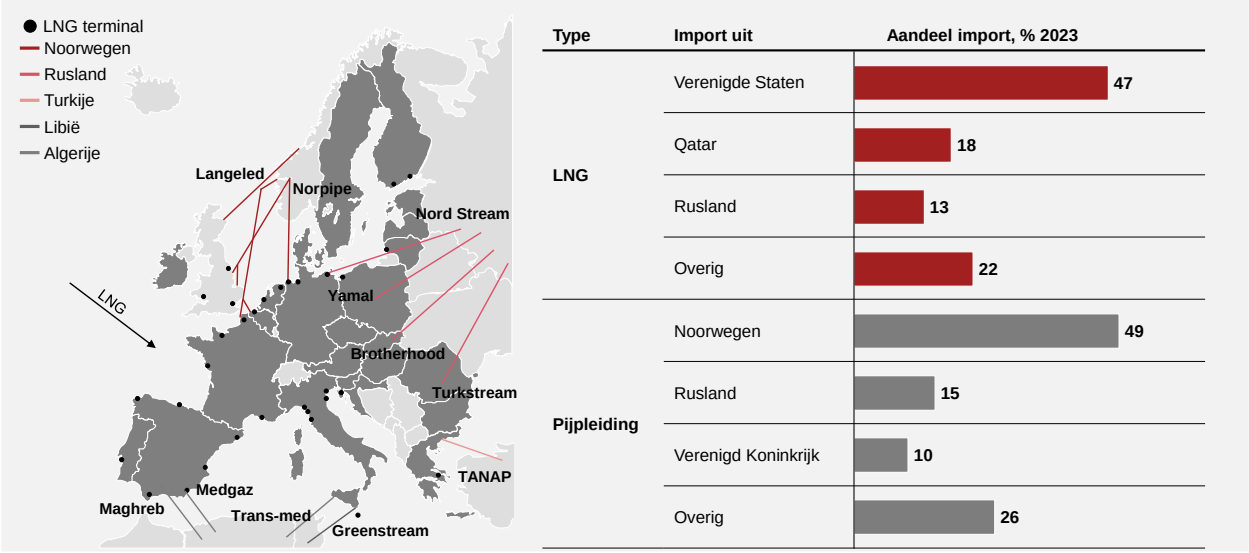
[12] Bron: Richtlijn 2009/73/EG, Verordening (EG) nr. 715/2009, zie bijvoorbeeld par. 1, 20, 54 (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073#:~:text=De%20richtlijn%20stelt%20de%20regels,en%20het%20beheer%20van%20systemen.)

[13] Verordening (EU) 2017/1938 gericht op veiligstelling van de gasleveringszekerheid in de EU

[14] Bron: Verordening (EG) nr. 715/2009 (Artikel 4). Zie bijvoorbeeld ook Vijlbrief, J.A. (2023), *Kamerbrief over reactie op motie over in Nederland gewonnen gas,* p.3.

[15] Gaswet (2024), *Artikel 18h*. In de praktijk is dit geïllustreerd door de verleende ontheffingen aan de BBL Company voor derden toegang voor grote nieuwe infrastructuur voor een gaspijpleiding tussen NL en de VK. Staatscourant van het Koninkrijk der Nederlanden (2005) *Besluit over ontheffingsaanvraag BBL Company.*

of in de vorm van LNG. Zie Figuur 1 voor een overzicht van de importpijpleidingen in Europa en de LNG-terminals. LNG wordt door bedrijven in Europese landen ingekocht op een wereldmarkt.[16]



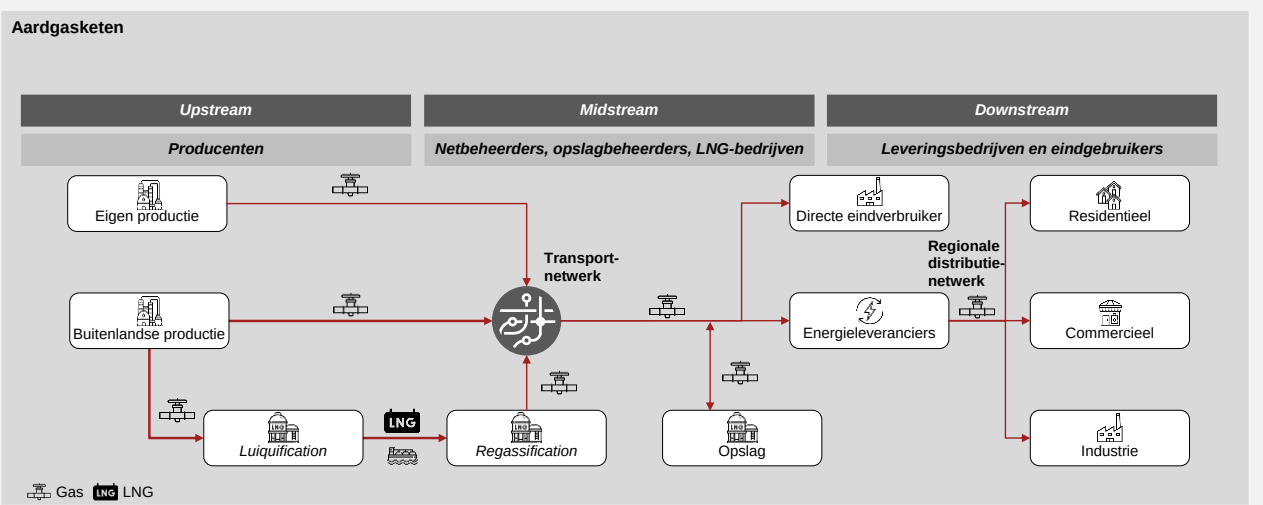
Figuur 1: De interne Europese gasmarkt met importstromen via pijpleidingen en LNG terminals, 2023.[17]

Binnen de EU bestaan verschillende prijszones of hubs, zoals de TTF in Nederland. Omdat de gastransportinfrastructuur in Europa niet altijd toereikend is om de Europese gastransportvraag te bedienen, kunnen er verschillen ontstaan in regionale prijzen. Het wegvallen van de Russische gasvolumes had bijvoorbeeld tot gevolg dat aardgas door aanvoer uit andere gebieden op een andere wijze ging stromen.[18] Dit leidde tot fysieke congestie bij LNG-terminals,[19] en interconnectiepunten waardoor aardgas niet meer vrij kon stromen om de vraag te bedienen daar waar het nodig was en er prijsverschillen tussen hubs ontstonden.[20]

De aardgasketen

In de aardgasketen is een driedeling te onderscheiden: de productie- en import (*upstream*), het transport (*midstream*) en distributie en levering aan eindgebruikers (*downstream*) (zie figuur 2). U*pstream* vindt exploratie van nieuwe gasvelden plaats en wordt aardgas geproduceerd en (deels) omgezet in LNG. Dit kan zowel aardgas zijn uit eigen productie of uit het buitenland[21]. *Midstream* wordt dit aardgas vervolgens via pijpleidingen, en in het geval van LNG via tankers en LNG-terminals, aangevoerd naar de Europese interne markt en door groothandelaren verhandeld. De verkoop vindt plaats aan partijen die zich verderop in de keten bevinden, zoals energieleveranciers en grote industriële verbruikers. Ook vindt opslag van gas plaats, bijvoorbeeld in lege gasvelden. Opslag kan dienen voor het opvangen van seizoensfluctuaties. *Downstream*, vindt de distributie van gas plaats via lokale energiebedrijven of direct aan de eindconsumenten.

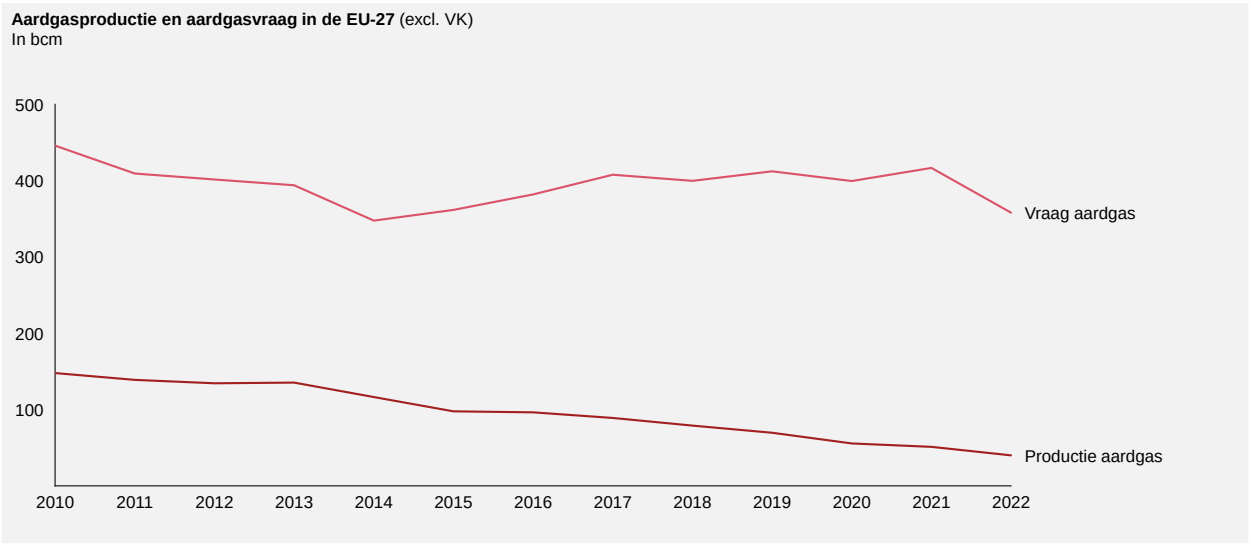
[16] Zie over de LNG-markt hoofdstuk 4 hierna.
[17] Bruegel (2023) European Natural gas imports (https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports) & European Commission (2023) Quarterly report on European gas markets
[18] ACER (2023), *Addressing congestion in North-West European gas markets*, p. 6 onder punt 1.
[19] LNG-terminals zetten de geïmporteerde volumes LNG om in aardgas dat weer in het gastransportnetwerk wordt ingevoerd. Zie hierover ook hoofdstuk 4.
[20] ACER (2023), *Addressing congestion in North-West European gas markets*, p. 6 onder punten 2-4 en Figuur 1.
[21] Gas uit het buitenland omzetten naar LNG komt in de praktijk weinig voor. Voorbeelden hiervan zijn Canada en Mexico die LNG-exportterminals hebben waar ook gas uit de Verenigde staten wordt omgezet.



Figuur 2: De aardgasketen

3.2. Historische rol van LNG in de EU-gasvoorziening

De EU is een netto-importeur van aardgas, maar historisch gezien met een beperkte rol voor LNG-import. Over de gehele periode tussen 2010 en 2020 was van het totale aardgasverbruik van de EU van ca. 4,200 bcm ca. 600 bcm (~15%) afkomstig uit LNG import[22]. Dit als gevolg van voldoende beschikbaarheid van aardgas via pijpleidingen uit andere, goedkopere bronnen, met name vanuit Rusland. Van de totale aardgasvraag in 2022 van 358 bcm werd ca. 40 bcm (bijna 12%) gedekt door de eigen productie, waardoor de EU voor 318 bcm (88%) van de jaarlijkse gasvraag afhankelijk was van aardgas- en LNG-import (zie figuur 3). De EU-productie van aardgas is sinds 2010 met meer dan 70% afgenomen, gedreven door uitputting van bestaande velden en initiatieven om gas uit te faseren.

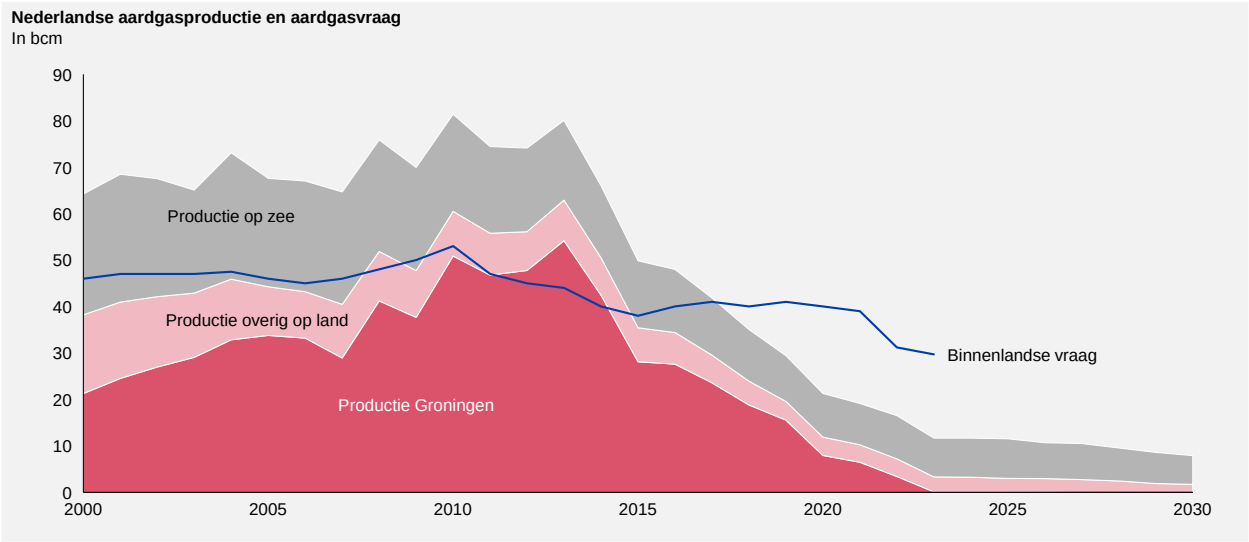


Figuur 3: Verloop van de aardgasproductie en vraag in de EU-27 tussen 2010 en 2022[23]

Het Groningenveld produceerde op de piek in de jaren 70 jaarlijks meer dan 80 bcm – dit zou meer dan 20% zijn van de huidige EU-aardgasvraag van 358 bcm in 2022. Na ontdekking van het Groningengasveld in 1959 is Nederland meer dan 50 jaar zelfvoorzienend geweest. Tussen 2000 en 2013 lag de totale

[22] Energy Institute (2023) *Statistical Review of World Energy Data*
[23] Eurostat (2023), *Supply, transformation and consumption of gas (https://data.europa.eu/data/datasets/snn9mznaursn1zivskz8da?locale=en).*

binnenlandse productie uit het Groningenveld en de kleine velden op ca. 65 bcm, per jaar ten opzichte van ca. 40 bcm per jaar binnenlandse vraag. De afname van Nederlandse productie sinds 2010 (zie figuur 4) volgde uit de productiebeperkingen die vanaf 2014 zijn opgelegd aan de winning uit het Groningenveld vanwege de lokale aardbevingsschade. Daarnaast neemt ook de productie vanuit de kleine velden (op land en in de Noordzee) geleidelijk af door uitputting van de huidige productievelden. Sinds 2018 is Nederland voor het eerst netto-importeur van gas door de uitfasering van het Groningengasveld. In 2022 is wel een versnellingsplan voor gaswinning op de Noordzee geïntroduceerd waarin verschillende maatregelen worden genomen om de verwachte afname van gasproductie op de Noordzee te beperken. Deze maatregelen zijn onder anderen gericht op een gestroomlijnd en voorspelbaar vergunningsproces en het versnellen van opsporingsactiviteiten en gesprekken met de sector om invulling te geven aan de transitiedeal.[24]



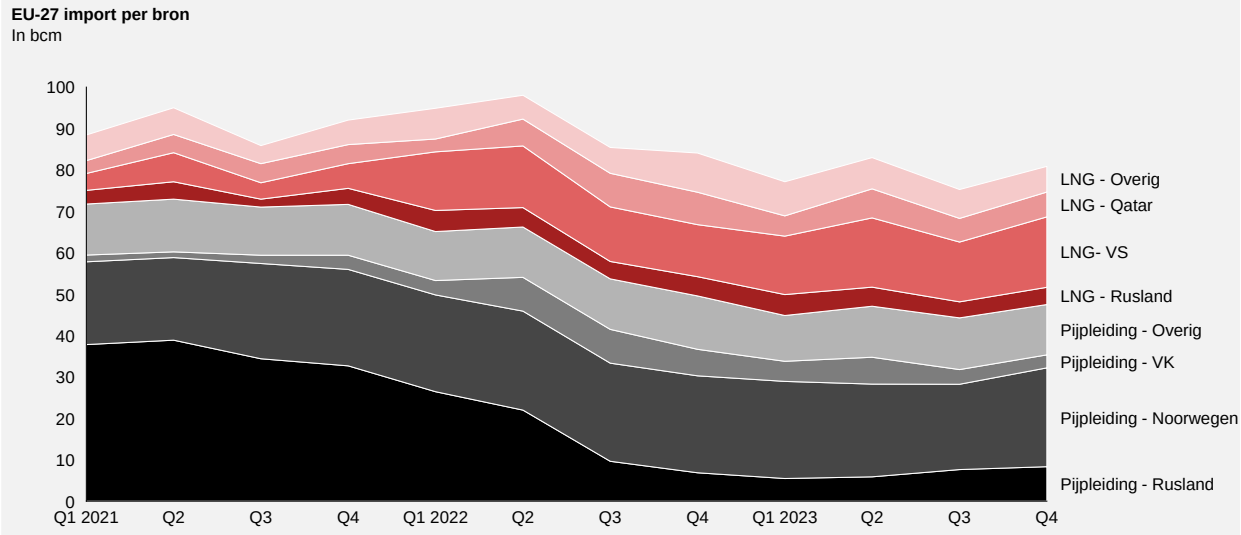
Figuur 4: De Nederlandse aardgasproductie en aardgasvraag.[25]

Veruit het grootse gedeelte – ca. 60% – van de EU importvolumes in 2022 kwam via pijpleidingen, waarvan het grootste deel uit Rusland, Noorwegen, Verenigd Koninkrijk en Algerije.[26] Aardgas via een pijpleiding heeft een lagere kostprijs dan LNG door de kostbare conversie die voor LNG nodig is (omzetting van aardgas naar LNG en omgekeerd)[27]. LNG kwam dus altijd vooral naar Europa als het nodig was en op het moment dat de prijzen gunstig waren.

EU-aardgasimport kwam tot medio 2022 voornamelijk uit Rusland via pijpleidingen (zie figuur 5). Maar sindsdien is het aandeel Russisch aardgas door de oorlog in Oekraïne sterk afgenomen en is het aandeel van LNG-import ter vervanging toegenomen met ca. 60% in 2022 ten opzichte van 2021.[28] LNG is daarmee een belangrijke bron voor leveringszekerheid van de aardgasvoorziening geworden.[29] Van de toename in de LNG-import werd ongeveer tweederde geleverd door de VS.[30] Noorwegen is met ca. 90 bcm op

[24] Vijlbrief, J.A. (2023), *Kamerbrief over stand van zaken versnelling gaswinning Noordzee, p. 2-3*
[25] PBL (2022), *Klimaat- en Energieverkenning 2022 (https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2022);* Voor 2022 en 2023: CBS (2024) *Gasverbruik Nederland opnieuw lager*
[26] Bruegel (2024), *European natural gas imports (*Fig. 5*, https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports).*
[27] Er is geen aparte prijs voor LNG. Voor de eindgebruiker maakt het qua prijs niet uit of het gas via LNG of pijpleidingen is geïmporteerd. Verder kan er een verschil ontstaan tussen de prijs die een importeur betaalt aan zijn leverancier en de prijs waartegen hij het weer doorverkoopt, bijvoorbeeld op de TTF. Het is niet zo dat LNG altijd duurder is dan aardgas via pijpleidingen. Het omslagpunt bij de aanleg van een nieuwe pijpleiding is bij ca. 2.500km en afhankelijk van transport over zee of land.
[28] Het aandeel LNG-import was ca. 35% in 2022. Bruegel (2024), *European natural gas imports* (Fig. 5*, https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports).*
[29] IEA (2023e), *Global Gas Security Review 2023 (*p.14 & 15*).*
[30] IEA (2023f), *How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023* (p. 6).

jaarbasis de belangrijkste bron van aardgas via pijpleiding.[31] De verwachting is dat Noorwegen haar productieplafond heeft bereikt en dit in de toekomst geleidelijk zal dalen.[32] De aardgaslevering uit Rusland is niet volledig gestopt: via de Ukraine Transit en Turkstream wordt nog aardgas aan Europa geleverd en daarnaast komt er ook nog Russisch LNG op de Europese markt. De doorvoer van Russisch gas via de Ukraine Transit wordt mogelijk eind 2024 gestopt, wat leidt tot een mogelijk aanvullend tekort door het wegvallen van ca. 13.5 bcm per jaar die op dit moment via deze weg binnenkomt.[33]



Figuur 5: Gasimport EU per kwartaal[34]

3.3. De rol van LNG in de toekomstige EU-gasvoorziening

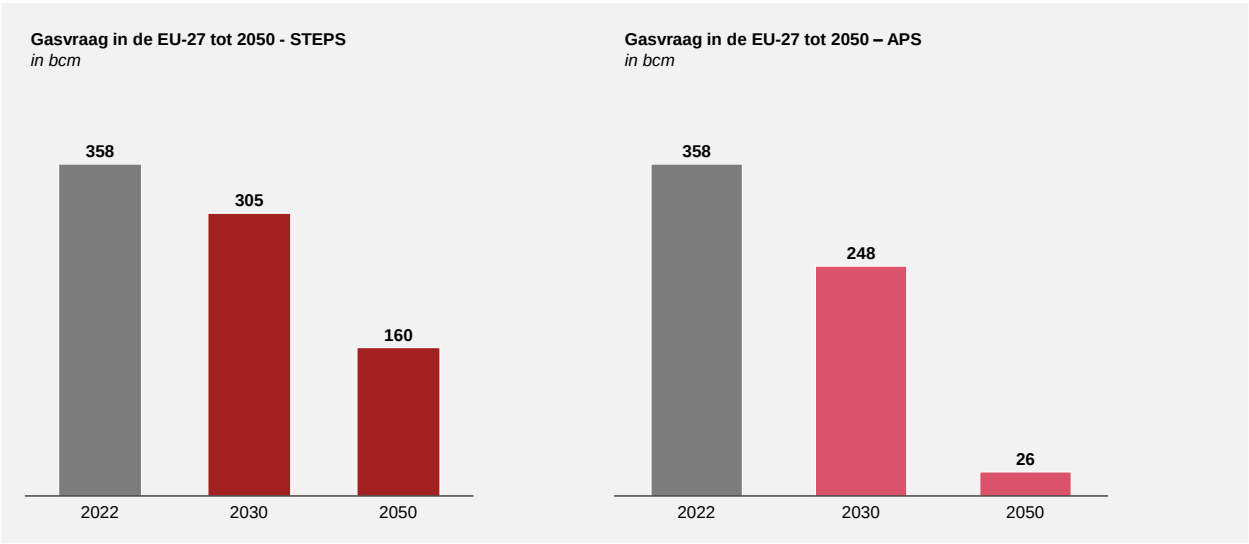
Voor de komende tien tot twintig jaar – en mogelijk langer – wordt verwacht dat Europa geïmporteerde LNG nodig blijft hebben om in de aardgasvraag te voorzien – ook in scenario's waarin de decarbonisatiedoelen worden gehaald en de vraag naar aardgas beperkt wordt tot wat er nog hoogstnoodzakelijk is. Op basis van de hieronder te beschrijven toekomstscenario's is een beeld te schetsen van de aardgasvraag in de EU op de lange termijn. In combinatie met de verwachtingen rondom het aanbod van aardgas uit eigen productie en import via pijpleidingen, geeft dit een beeld van de LNG-volumes die we in de toekomst in Europa nog nodig zullen hebben.

Ontwikkeling van de aardgasvraag

Europa heeft als doel om klimaatneutraal te zijn in 2050 en om deze *net zero* ambitie te realiseren zal de aardgasvraag moeten worden teruggedrongen.[35] Het IEA hanteert drie verschillende scenario's voor de aardgasvraag tot 2050: *Net Zero Emissions* (NZE), *Announced Pledges Scenario (APS)* en het *Stated Policies Scenario* (STEPS). Deze scenario's verschillen in de aannames over de ontwikkeling van het energiesysteem.[36] Het scenario NZE eindigt per definitie op *net zero* in 2050. De andere twee scenario's

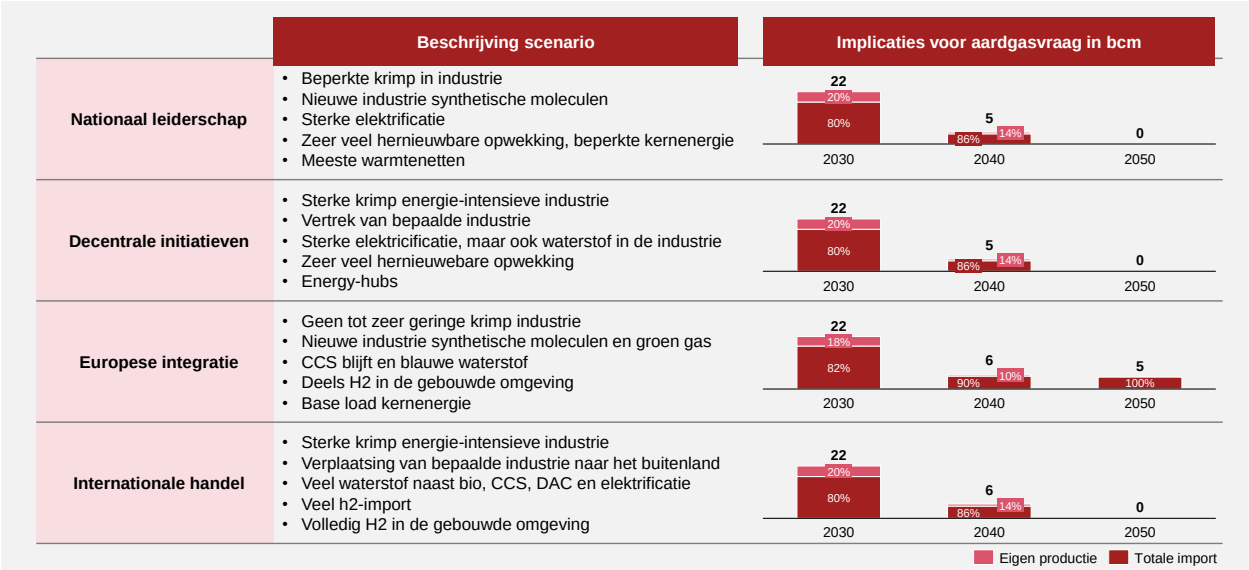
[31] Bruegel (2024), *European natural gas imports (Fig. 5, https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports).*
[32] Van den Beukel, J. & van Geuns, L. (2023), *Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat, HCSS,* p. 17.
[33] S&P Global (2024) *Most likely no Russian gas transit via Ukraine from 2025 (https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/110923-most-likely-no-russian-gas-transit-via-ukraine-from-2025-industry-chief)*
[34] Bruegel (2024), *European natural gas imports (*Fig. 5*, https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports).*
[35] European Commission (2019a), *2050 long-term strategy (https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en).*
[36] IEA (2023d), *Global Energy and Climate Model,* Tabel 1.1 en p. 6 - 16.

gaan uit van verschillende aannames over beleid, doelstellingen, marktdynamiek en technologische vooruitgang. Figuur 6 laat zien hoe volgens de scenario's APS en STEPS de aardgasvraag in EU geleidelijk afneemt, maar tot en met 2050 niet volledig verdwijnt.



Figuur 6: Gasvraag in de EU-27 tot 2050 – STEPS/APS.[37]

Voor Nederland is de verwachting dat de vraag naar aardgas richting 2050 daalt naar 0-5 bcm. Netbeheer Nederland heeft in het kader van de Integrale Energieverkenning 2030-2050 scenario's opgesteld voor het energiesysteem van 2050,[38] elk met een andere impact op de energie-infrastructuur.[39] Dit levert de volgende scenario's op: decentrale initiatieven, nationaal leiderschap, Europese integratie en internationale handel (zie figuur 7). De scenario's laten zien dat er in Nederland in 2040 nog voor 5-6 bcm aan aardgasvraag zou zijn en in 2050 nog maximaal 5 bcm.



Figuur 7: II3050 scenario's Nederlandse aardgasvraag[40]

[37] IEA (2023d), *World Energy Outlook 2023,* Tabel A.13*, (https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed1e4c42-5726-4269-b801-97b3d32e117c/WorldEnergyOutlook2023.pdf)*.
[38] Netbeheer Nederland (2023), *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's,* Grafiek a*. Energievraag.*
[39] De scenario's zijn opgebouwd uit een kruising van de volgende factoren:(1) de mate waarin de overheid stuurt en keuzes maakt of juist ruimte geeft aan (vrije) marktwerking binnen de energiemarkt, (2) hoe de energietransitie meer nationaal (landelijk of regionaal) of internationaal georganiseerd wordt, (3) de invloed op hoe het energiesysteem eruit komt te zien door de keuze van het type energiedrager dat in verschillende sectoren wordt ingezet.
[40] Netbeheer Nederland (2023), *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's,* Tabel 2 en Figuur 3.

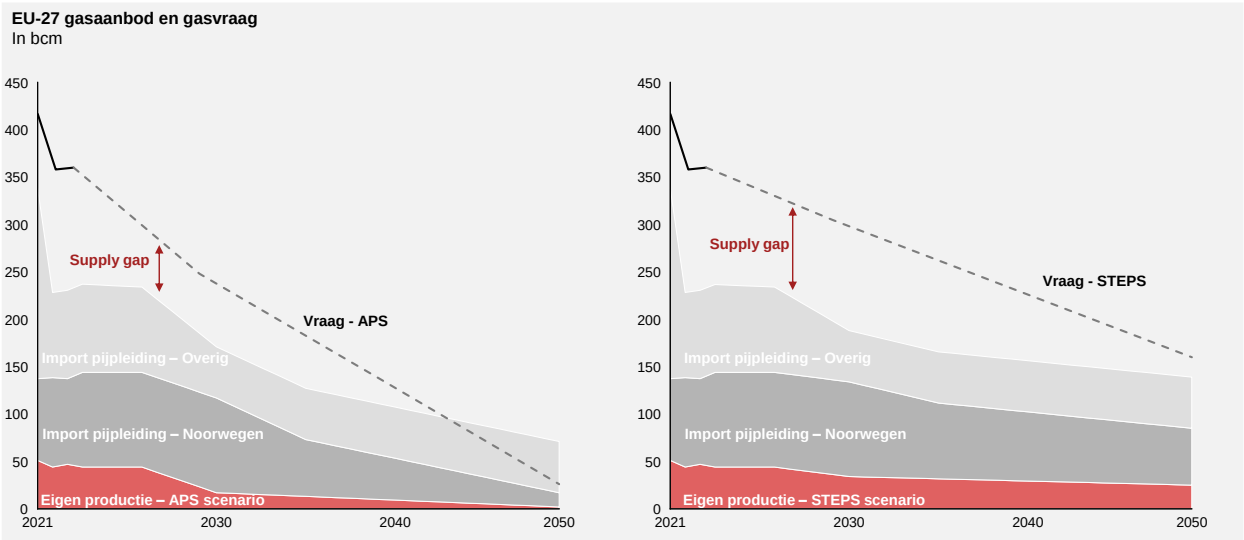
Importbehoefte van LNG

Nederland en de EU zullen afhankelijk van de vraag- en aanbodscenario's in ieder geval nog twee decennia afhankelijk zijn van LNG-import wanneer de eigen productie van aardgas bij de vraag achterblijft en de aanvoer via pijpleidingen onvoldoende is om het verschil te overbruggen.

Nederland heeft zoals hiervoor besproken in alle scenario's nog 5-6 bcm aardgas nodig in 2040 en in één scenario in 2050 nog steeds 5 bcm. De verwachting over de Nederlandse eigen productie aan aardgas (kleine velden) is 3-6 bcm in 2040 en 1-2 bcm in 2050.[41] Ook Nederland heeft daarom naar verwachting in 2040 en 2050 mogelijk nog een importbehoefte. De ontwikkeling in de LNG-importbehoefte van Nederland kan voor de periode 2024-2050 niet gedetailleerd worden ingeschat. Aangezien we uit kunnen gaan van een Europese markt voor de aardgasstromen en een voorzichtige gedetailleerder inschatting op Europees niveau wel is te maken, beoordelen we de behoefte aan LNG verder aan de hand van EU-gegevens.

Voor de EU geven de APS en STEPS scenario's over de ontwikkeling van de aardgasvraag in combinatie met verwachtingen over het aanbod van aardgas uit eigen productie en import via pijpleidingen, een beeld van de LNG-volumes die in de toekomst nog nodig zullen zijn. Deze scenario's verschillen in de aannames over de ontwikkeling van het energiesysteem zowel voor de vraag als het aanbod. Het verschil tussen de vraag naar aardgas en het aanbod via eigen productie en pijpleiding import bepaalt de behoefte aan LNG-import. Het aandeel van de vraag die door LNG-import dient te worden gedekt is gedefinieerd als de *supply gap*. De onderliggende aanname is dat de kostprijs van eigen productie en import via pijpleiding lager is dan de kostprijs voor LNG en daarmee eerst wordt benut. LNG kan dan worden ingevoerd om de resterende vraag te dekken. De *supply gap* geeft daarmee een beeld van de totale behoefte aan LNG over tijd, en dit staat los van de manier waarop de volumes worden ingekocht of deels al ingekocht zijn (bijvoorbeeld via spotmarkt of langetermijncontracten).

Deze *supply gap* is voor de scenario's STEPS en APS weergegeven in figuur 8,[42] waaruit blijkt dat de EU in beide scenario's nog ten minste twee decennia afhankelijk zal zijn van LNG-import.



Figuur 8: Toekomstige gasvraag en aanbod in de EU per scenario (STEPS en APS) en resulterende supply gap.[43]

[41] NLOG (2019), *Instemmingsbesluit winningsplan Diever*.
[42] De ontwikkeling in de EU-aardgasvraag is de lineaire extrapolatie van de volumegegevens uit Figuur 6.
[43] Vraag en eigen productie voor beide scenario's op basis van IEA (2023), World Energy Outlook. Pijpleiding overig op basis van Bruegel (2023) en Oxford Institute for Energy Studies (2023). Productie Noorwegen op korte termijn op basis van Norwegian Offshore Directorate en op de lange termijn o.b.v. IEA (2023) World Energy Outlook.

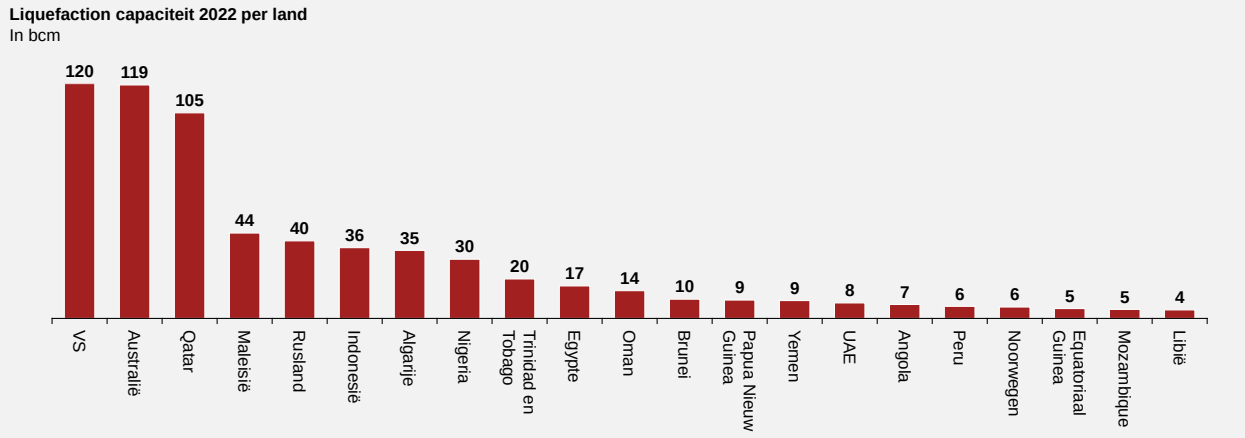
Hoewel uit de APS- en STEPS-gasvraagscenario's blijkt dat LNG-import voor de EU nog langere tijd noodzakelijk is, verschillen ze aanzienlijk in hun uitkomsten. Daarenboven zijn het toekomstscenario's zodat de feitelijke ontwikkeling in de aardgasvraag hoger of lager kan uitvallen, met een grotere *supply gap* als gevolg. Gegeven de geschatte *supply gaps* in de beide scenario's is het de vraag of er ook in kan worden voorzien door voldoende LNG-import. De *supply gap* bedraagt ongeveer 130 bcm in 2023 en neemt voor de STEPS en APS scenario's af over tijd doordat de vraag naar aardgas sneller daalt dan de daling in eigen productie en import via pijpleiding. Als de LNG-regassificatiecapaciteit in ten minste 130 bcm kan voorzien, is er in deze scenario's voldoende aanbod van aardgas in de EU.

4. Toegang tot betaalbaar aardgas

Gegeven de behoefte vanuit Europa (en Nederland) om LNG te importeren om in de aardgasbehoefte te voorzien, is het van belang om te kijken naar de mate waarin voldoende betaalbare LNG beschikbaar is op de markt en of deze volumes ook daadwerkelijk geïmporteerd kunnen worden. In de onderstaande secties geven we eerst een beschrijving van de verwachte beschikbaarheid van LNG-volumes wereldwijd in de komende jaren. Vervolgens gaan we in op de verhandelbaarheid van de internationale volumes LNG en de beschikbare infrastructuur om LNG aan te landen en te transporteren naar eindgebruikers. Tot slot wordt prijsvolatiliteit behandeld.

4.1. Internationaal aanbod van LNG

Wereldwijd is de productie van aardgas ca. 4.100 bcm[44] op jaarbasis, voornamelijk afkomstig uit de VS, Rusland en Iran. Hiervan wordt ca. 14% omgezet naar LNG. Om aardgas om te zetten naar LNG is liquefactiecapaciteit nodig. Omdat LNG-volumes wereldwijd worden verhandeld is het belangrijk om naar vraag en aanbod van LNG te kijken vanuit een globaal perspectief. De maximaal verhandelbare hoeveelheid LNG per periode wordt grotendeels bepaald door de wereldwijde liquefactiecapaciteit. In 2022 was de wereldwijd beschikbare LNG-liquefactiecapaciteit ongeveer 648 bcm, voornamelijk afkomstig uit de VS, Australië en Qatar, zie figuur 9. In 2023 is hier wereldwijd in totaal 10 bcm aan capaciteit bijgekomen[45].



Figuur 9: Huidige liquefactie (LNG export-)capaciteit per land[46].

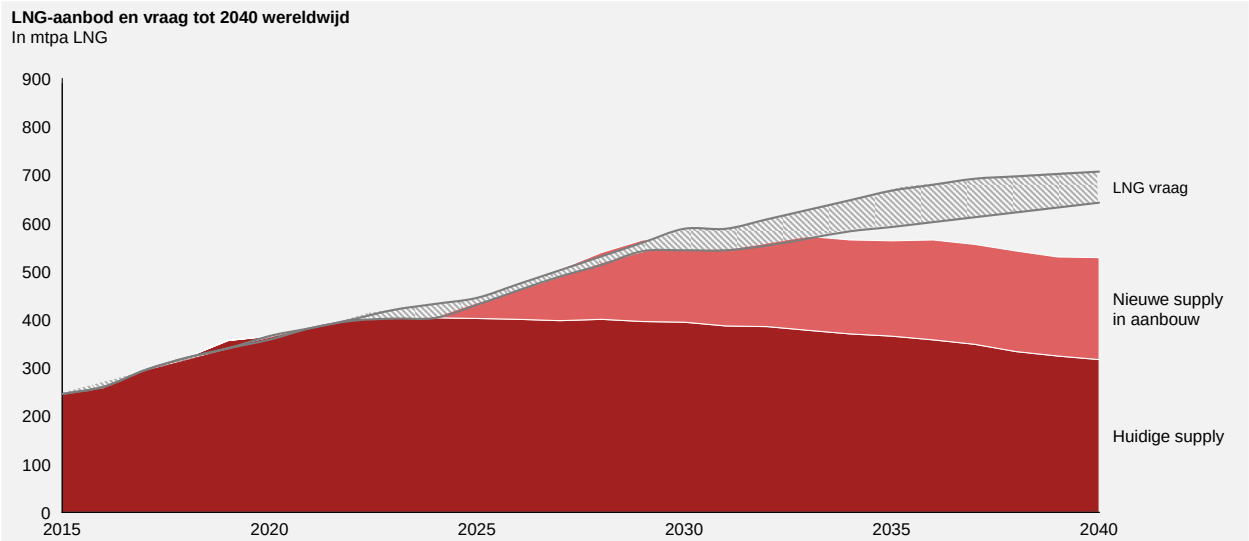
Wereldwijd wordt momenteel veel geïnvesteerd in LNG-liquefactiecapaciteit, met name in Qatar en de Verenigde Staten. Deze investeringen zijn voornamelijk gedreven door de verwachte groei in de vraag naar LNG. De verwachting is dat de LNG-liquefactiecapaciteit tussen nu en 2030 met ongeveer 35% zal groeien ten opzichte van de huidige volumes, doordat diverse LNG-liquefactieprojecten in aanbouw zijn.[47] Tabel 1 geeft een overzicht van de capaciteit van de betreffende projecten in aanbouw (goed voor ongeveer 165 bcm op jaarbasis).[48]

[44] IEA (2023) *World Energy Outlook 2023, p. 152 (*https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf)
[45] IEA (2023) Liquificatio capacity and utilization (*https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lng-liquefaction-capacity-and-utilisation-2013-2023)*
[46] Incorrys (2022) Liquification capacity by country
[47] Dat wil zeggen: projecten met een FID (*Financial Investment Decision*): het moment waarop de financiering van het project rond is. Het kan een aantal jaren aan voorbereidende werkzaamheden duren voordat dit moment is bereikt, met een additionele 4-5 jaar na FID tot LNG capaciteit in gebruik wordt genomen, zie PwC (2014), *The progression of a LNG project,* p. 7.
[48]Het komt vaak voor dat LNG-projecten vertraging oplopen, wat kan betekenen dat de exportcapaciteit later op de markt komt dan aangegeven in de tijdlijn (IEA (2023c), *Gas Market Report, Q4-2023,* p. 72*).*

Land	Producent	Tijdlijn	Toename liquefactiecapaciteit
Qatar	Qatar Petroleum	2025-2027	47 mtpa (63.9 bcm)
VS	Golden Pass	2025	18 mtpa (24.5 bcm)
VS	Plaquemintes	2024-206	20 mtpa (27.2 bcm)
VS	Sempra	2027-2028	13 mtpa (17.7 bcm)
VS	NextDecade	2027-2028	17.6 mtpa (23.9 bcm)
VS	Cherniere	2025	10 mtpa (13.6 bcm)
Canada	Kitimat	2023-2027	13.2 mtpa (17.9 bcm)
Canada	Woodfibre	2023-2027	2.1 mtpa (2.9 bcm)
Mexico	Enegia Costa Azul	2023-2027	3.25 mtpa (4.4 bcm)
Mexico	Altamira	2023-2027	4.2 mtpa (5.7 bcm)
Senegal	Greater Tortue Ahmeyim	2023-2027	2.4 mtpa (3.3 bcm)
Congo	Tango	2023-2027	1.4 mtpa (1.9 bcm)
Mozambique	TotalEnergies	2028	12.9 mtpa (17.6 bcm)

Tabel 1: Huidige geplande nieuwe LNG-projecten met FID.[49]

De benuttingsgraad van deze liquefactiecapaciteit lag in 2023 op ongeveer 85%[50]: het totale aanbod aan LNG was in 2023 ca. 560 bcm[51]. Voor de komende jaren is de verwachting dat het wereldwijde aanbod van LNG voldoende is om in reguliere scenario's in de wereldwijde vraag te voorzien. In figuur 10 is de ontwikkeling van het wereldwijde LNG aanbod afgezet tegen de ontwikkeling van de wereldwijde vraag. Specifiek voor de komende 2-3 jaar is de verwachting dat er weinig additioneel LNG-volume beschikbaar komt.



Figuur 10: LNG supply en -vraag tot 2040 wereldwijd, op basis van huidige beschikbare informatie – additionele nieuwe productie is mogelijk.[52]

De periode na 2030 is onzeker. Indien de LNG-vraag de komende jaren verder toeneemt, heeft de markt nieuwe liquefactie capaciteit nodig met FID vanaf 2024 om rond 2030 in operatie te kunnen gaan. Hiervoor worden wereldwijd nieuwe LNG-projecten opgestart om aan te sluiten bij de verwachte toename in de vraag naar LNG. Omdat deze projecten (met hun geplande capaciteit) nu nog niet definitief bekend zijn, zijn ze

[49] The Oxford institute for energy studies (2023) A brave new world? P27. O.b.v. conversiefactor mpta naar bcm van 1.36 (in lijn met o.a. BP conversion factors)
[50] Een 100% benutting op jaarbasis is niet realistisch, gedreven door door meerdere factoren zoals weer-gerelateerde disrupties, onderhoud, productieschemas voor nieuwe faciliteiten en seizoensgebonden importmarkten. EIA (2017) *U.S. Liquefied natural gas exports have increased as new facilities come online (https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34032)*
[51] IEA (2020) *LNG trade and liquefaction utilization rate, 2015 – 2025 (https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lng-trade-and-liquefaction-utilisation-rate-2015-2025)*
[52] Shell (2023), *Shell LNG Outlook 2024,* p. *27*

niet opgenomen in tabel 2 en figuur 10. Als deze projecten niet op tijd van start zullen gaan blijft de ontwikkeling van het aanbod mogelijk achter bij die van de vraag.[53]

Wereldwijd lijkt er dus in principe voldoende te worden geïnvesteerd in liquefactiecapaciteit (ook gezien het huidige aanbod van LNG, ca. 560bcm per jaar) om in normale omstandigheden in de verwachte vraag naar LNG (de *supply gap* van ~130bcm per jaar) te voorzien. Daarbij is er een afhankelijkheid van beslissingen van andere landen en private partijen om te investeren in additionele capaciteit. Dat wil echter niet zeggen dat de markt statisch is. Als de vraag naar LNG in bepaalde regio's sterk toeneemt, is de verwachting dat het aanbod, met een bepaalde vertraging, zich hier op aanpast door middel van nieuwe investeringen in LNG-liquefactiecapaciteit.

4.2. Verhandelbaarheid internationaal aanbod LNG

Historisch gezien werd de LNG-markt gedomineerd door LTC's: bilaterale, op maat gemaakte, lange termijn, *point-to-point* afspraken tussen verkoper en koper van LNG. Dit is logisch aangezien een liquide spotmarkt ontbrak. Prijzen werden om diezelfde reden veelal gekoppeld aan olie en olieproducten. Producenten van LNG zochten afzetzekerheid en namen het prijsrisico op zich, en afnemers van LNG – veelal grote internationale energieconcerns en handelaren – verzekerden zich van aanvoer en namen het volumerisico op zich. Een LTC draagt daarmee bij aan het ondersteunen van investeringen (in nieuwe liquefactiecapaciteit). Europa importeerde historisch weinig LNG omdat er voldoende andere bronnen van aardgas waren, zoals eigen productie (waaronder het Nederlandse Groningenveld) en import per pijpleiding vanuit Noorwegen, Rusland en andere omliggende gebieden. Aardgas via een pijpleiding kent een lagere kostprijs dan LNG waarvoor relatief kostbare conversie (het vloeibaar maken van aardgas en omgekeerd) nodig is. LNG kwam daarmee vooral naar Europa als *back-up* en op het moment dat de (spot)prijzen gunstig waren.

Een LTC is een commerciële overeenkomst tussen twee private partijen waarin afspraken worden gemaakt over de levering van LNG over een bepaalde periode op een bepaalde locatie of locaties tegen een bepaalde prijs(formule).[54] De contractduur is vaak tussen de 10 en 20 jaar. Er is een grote verscheidenheid aan LTC's, met variaties in prijsmechanismen (olie-, hub-, spotindexering of een combinatie daarvan), bestemmingsflexibiliteit, aanpassing in prijs en volume, en ontbindende voorwaarden. Van oudsher werden er door Europese private partijen relatief weinig LTC's voor LNG afgesloten, in tegenstelling tot Azië waarin dergelijke LTC's een veel groter aandeel in het aardgasaanbod hadden. Tussen de jaren '80 en '00 was ca. 70% van het totale volume aan LNG bestemd voor de Aziatische markt[55]. Inmiddels is het gebruik van LTC's en het betrokken volume door Europese partijen aan het toenemen: in 2023 met ruim 30% ten opzichte van 2022.[56]

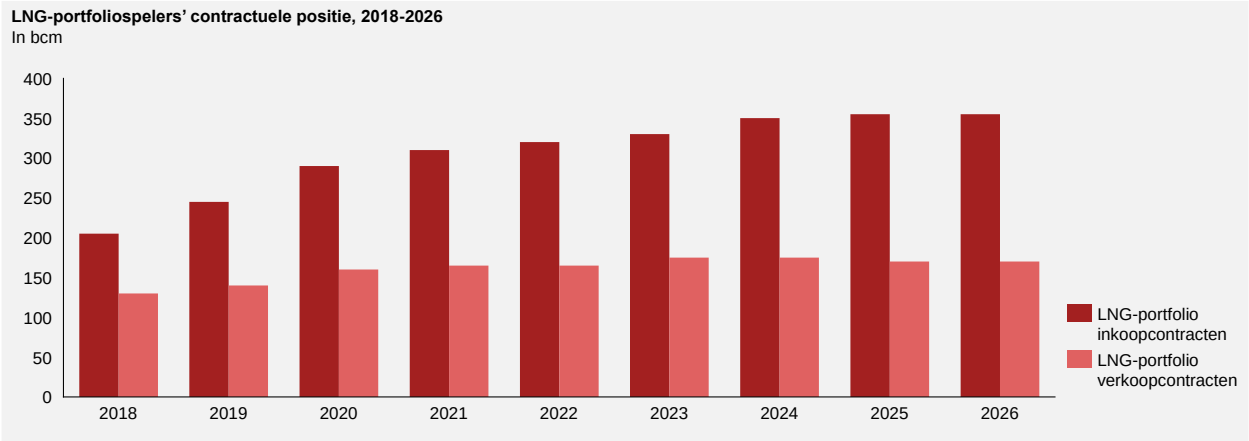
Door de gestage groei van de LNG-markt in het afgelopen decennium, zijn er goed werkende, liquide markten ontstaan. Naast LTC's kunnen afnemers van LNG ook inkopen via korte termijnmarkten en de spotmarkt. Op de spotmarkt worden LNG-volumes verhandeld voor levering op korte termijn, meestal binnen 3 maanden, maar de meeste transacties worden binnen enkele dagen afgehandeld. Kortetermijncontracten betreffen LNG-leveringsovereenkomsten die bestaan uit meerdere ladingen over

[53] Fulwood, M. (2023), *A New Global Gas Order? (Part 1): The Outlook to 2030 after the Energy Crisis*, Oxford Institute of Energy. Een voorbeeld van de onzekerheid in de totstandkoming van nieuwe LNG-productiecapaciteit is het recente besluit vanuit de Verenigde Staten om een tijdelijke pauze in te lassen op LNG-exportlicenties die nog in behandeling zijn (The White House (2024), *Statement from President Joe Biden on Decision to Pause Pending Approvals of Liquefied Natural Gas Exports*). Deze beslissing heeft geen directe impact op het huidige LNG-aanbod vanuit de Verenigde Staten, evenals voor de reeds geplande projecten in tabel 1, maar kan wel tot vertraging of afstel leiden voor projecten die momenteel nog in een pre-FID stadium zijn en toekomstige groei van het aanbod LNG moeten faciliteren (Daly, M. (2024), *What to Know About Biden's Move to Pause New LNG Export Terminals, Time*).
[54] Prijsmechanismen verschillen per LTC maar bevatten vaak een prijsformule waarin een bepaalde index wordt gebruikt en bedragen voor inflatie en transportkosten wordt toegevoegd (zie bijvoorbeeld Ason, A. (2022), *International Gas Contracts, Oxford Institute for Energy Studies*).
[55] Stern & Koyama (2016) *Looking back at history: the early development f LNG supplies and markets*, page 38
[56] IEA (2024), *Gas Market Report Q1-2024,* p.11, 14.

een kortere periode, meestal variërend van enkele maanden tot vijf jaar. Het aandeel LNG dat wordt verhandeld op de spotmarkt is toegenomen van ongeveer 5% in 2000 naar ongeveer 40% in 2022.[57] Het inkopen van LNG-volumes via de spotmarkt biedt de afnemer meer flexibiliteit in vergelijking met andere opties, bijvoorbeeld LTC's, waar de afnemer verplicht is bepaalde volumes af te nemen op bepaalde momenten (en soms locaties) tegen overeengekomen prijzen of prijsformules.

Er is geen universele handelsprijs voor aardgas en LNG. Of LNG naar een specifieke LNG-terminal wordt verscheept, hangt af van afspraken die in contracten zijn vastgelegd en van regionale prijzen. De regionale prijzen worden bepaald op (virtuele) handelsplaatsen (hubs) zoals de Title Transfer Facility (TTF), de Japan Korea Marker (JKM) en de Henry Hub (HH). In de EU zijn aardgasprijzen voornamelijk gebaseerd op hub-prijzen zoals de TTF. Aardgas kan direct of zeer snel voor levering worden verhandeld (aangeduid als de spotmarkt), maar een aanzienlijk deel wordt verhandeld via derivaten die voor verschillende langere periodes worden afgesloten. Hierdoor is er niet één enkele prijs die op de TTF tot stand komt, maar een systeem van onderling verbonden prijzen. Een belangrijk concept hier is de forward curve, die de prijzen weergeeft waarvoor aardgas vandaag op de TTF kan worden gekocht voor levering op verschillende momenten in de toekomst. Deze leveringsmomenten kunnen variëren van de komende uren tot jaren vooruit. De prijsverschillen tussen hubs kunnen verklaard worden door vraag en aanbod op regionaal niveau, gedreven door de beperkte geografische reikwijdte van fysieke aardgas- en LNG-infrastructuur (bijv. verschillen in transportkosten via pijpleidingen (aardgas) en schepen (LNG), geografische verschillen, beperkingen in infrastructuur van LNG-terminals, pijpleidingen en interconnectoren).

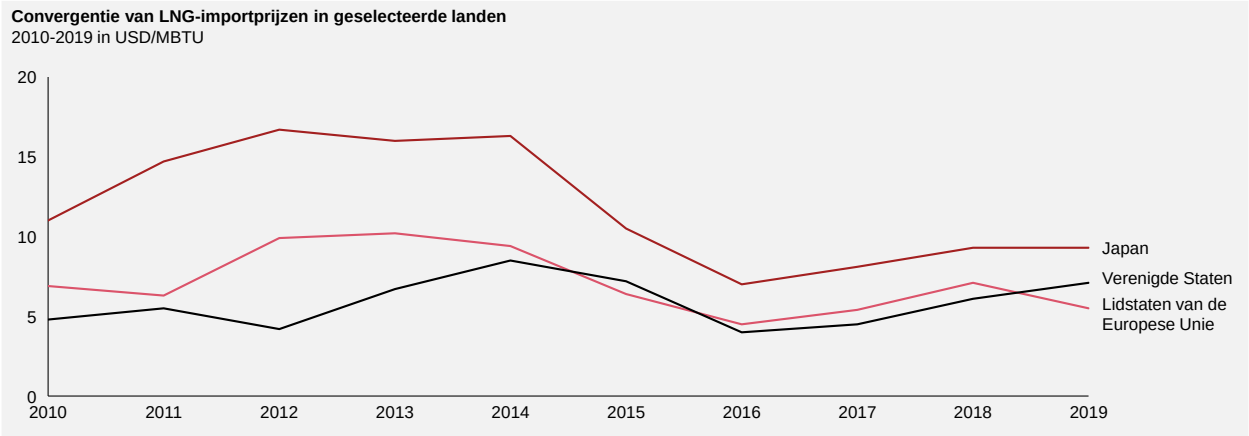
De afgelopen jaren is de diversiteit van marktpartijen die een LTC afsluiten toegenomen. Hierbij kunnen tussenhandelaren zoals portfoliospelers of *aggregators* (bijv. BP, Naturgy, Shell, TotalEnergies), energiehandelaren (bijv. Glencore, Gunvor, Trafigura, Vitol) en grote nutsbedrijven met leveringsverplichtingen aan binnenlandse eindgebruikers betrokken zijn.[58] Met name de rol van portfoliospelers is sterk toegenomen. Portfoliospelers bieden flexibiliteit en liquiditeit aan de markt door zelf in verschillende regio's LTC's af te sluiten voor LNG-volumes en die vervolgens grotendeels via de wereldwijde spotmarkten voor LNG door te verkopen. Veel van hun ingekochte volumes (bijna 50% in 2023) zijn nog niet vastgelegd in contracten voor verdere doorverkoop, waardoor deze spelers de spotmarkt kunnen gebruiken om hun beschikbare LNG-volumes te verkopen (zie figuur 11 voor het verschil tussen ingekochte volumes en verkoopcontracten). Ze hebben dus een *long* positie op LNG – ze verwachten dat de waarde van het product omhoog zal gaan – en transporteren de LNG-volumes uiteindelijk naar de regio waar de prijs het hoogst is.[59] Er geldt dus dat met LTC's ingekochte volumes niet per definitie ook via LTC's worden verkocht.



Figuur 11: LNG-portfoliospelers' contractuele positie, 2018-2026.[60]

[57] IEA (2023e), *Global Gas Security Review,* p. 15 (share of LNG in EU natural gas demand 2001-23).
[58] Ason, A. (2022), *International Gas Contracts, Oxford Institute for Energy Studies, p.1* .
[59] ACER – CEER (2023), *ACER-CEER Annual Report Monitoring the Internal Gas Market in 2022 and 2023,* p.51.
[60] IEA (2023e), Global Gas Security Review, p.56 *(LNG portfolio players' contractual position 2018-2026).*

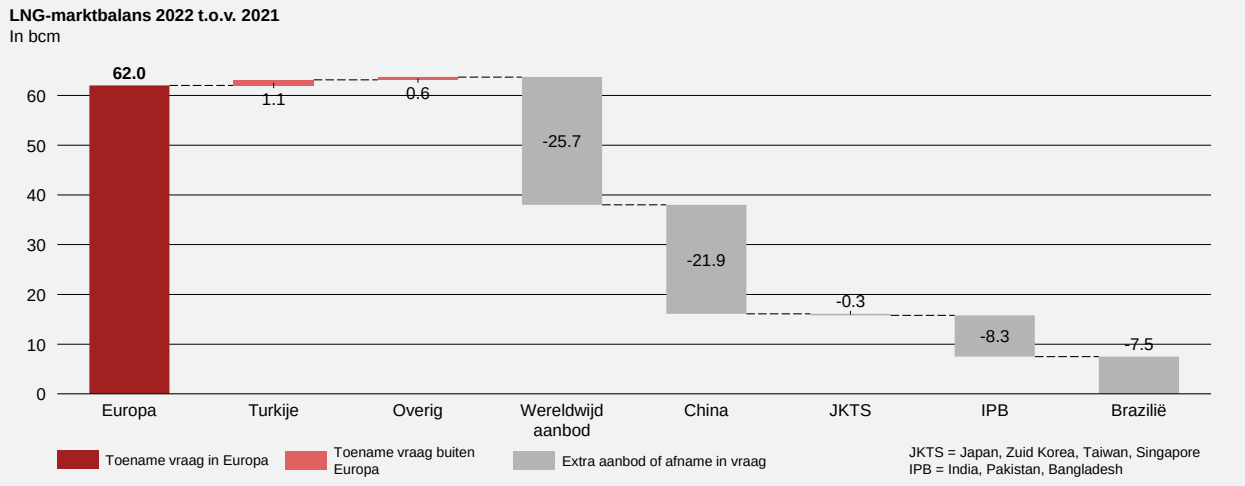
Het aanbod van LNG volgt in principe de vraag en volumes worden getransporteerd naar de regio waar de betalingsbereidheid het hoogst is. Als een markt steeds verder globaliseert, is de verwachting dat er internationale prijsconvergentie plaats zal vinden. Zoals figuur 12 laat zien, is dat ook wat er de afgelopen jaren is gebeurd tussen de regionale gashubs van Japan, de VS en de EU.



Figuur 12: Convergentie van LNG-importprijzen in geselecteerde landen, 2010-2019[61]

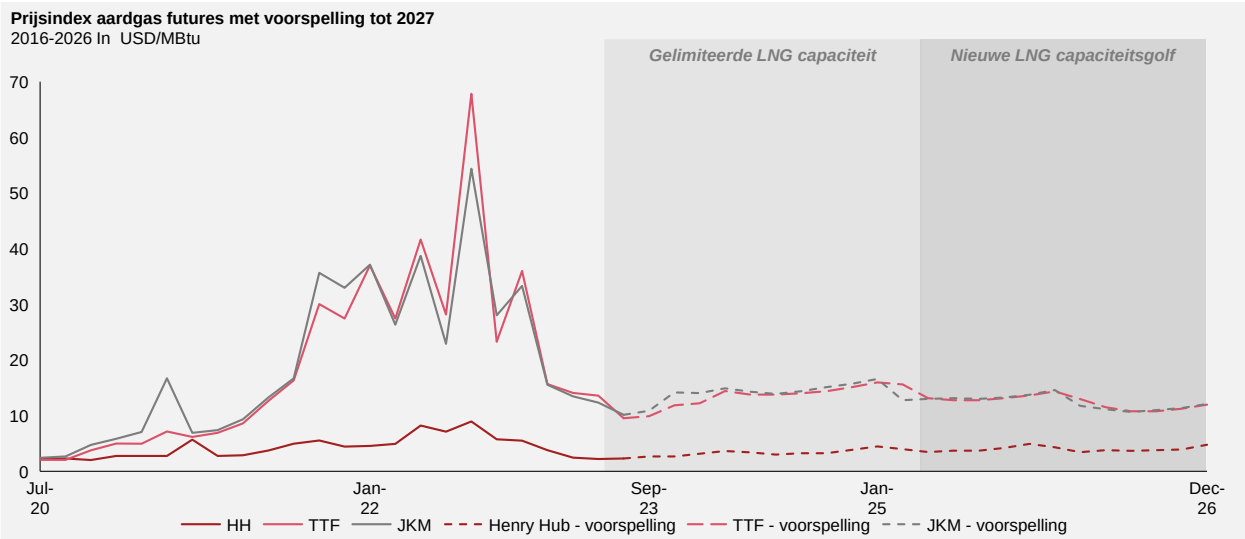
Een recent voorbeeld uit de praktijk dat het aanbod de vraag volgt is terug te zien in 2022. Toen de aanvoer van Russisch pijpleidinggas naar Europa verminderde en uiteindelijk helemaal wegviel, resulteerde dit in hoge gasprijzen op de Europese gasmarkt. Als reactie op deze hogere prijzen kwam er in relatief korte tijd veel LNG-volume naar Europa. Het totale LNG-importniveau groeide met ca. 60% in 2022 ten opzichte van 2021.[62] Deze LNG-volumes betroffen grotendeels bestemmingsvrije volumes, waardoor deze partijen de leveringslocatie van hun ingekochte volumes konden aanpassen naar bestemmingen met hogere prijzen.[63] Tegelijkertijd werden volumes die gecontracteerd waren door Aziatische landen niet geleverd aan deze landen. Hoewel het niet bevestigd is dat deze ladingen vervolgens in Europa voor een hogere prijs zijn verkocht, is het wel een feit dat LNG-leveranciers in 2021 en 2022 minimaal elf langetermijn-gecontracteerde LNG-ladingen niet aan Pakistan hebben geleverd,[64] en dat het aantal ladingen dat in 2022 naar de EU werd omgeleid toenam.[65] Bovendien waren er ook landen die de LNG-volumes niet meer nodig hadden. China's LNG-vraag lag in 2022 bijna 20% lager dan in 2021,[66] waarna voor China gecontracteerde LNG-ladingen aan Europa, Japan en Zuid-Korea verkocht.[67] Zie Figuur 13 voor een samenvatting van deze gegevens.

[61] IEA (2019), *IEA releases new edition of global historical data series for all fuels, all sectors and energy balances*.
[62] Bruegel (2024), *European natural gas imports*, Figure 4.
[63] ACER – CEER (2023), *ACER-CEER Annual Report Monitoring the Internal Gas Market in 2022 and 2023,* p.83.
[64] IEEFA (2022), *LNG in Pakistan is not cheap, reliable, or clean (https://ieefa.org/articles/pakistans-dependence-imported-lng-exacerbates-energy-insecurity-and-financial-instability).*
[65] ACER – CEER (2023), *ACER-CEER Annual Report Monitoring the Internal Gas Market in 2022 and 2023*, p.52-53.
[66] Zhang, Nie & Downs (2023), *Inside China's 2023 Natural Gas Development Report, Center on Global Energy Policy at Columbia,* Figure 1 *(https://www.energypolicy.columbia.edu/inside-chinas-2023-natural-gas-development-report/).*
[67] Hua, S. (2022) *China Is Rerouting U.S. Liquefied Natural Gas to Europe at a Big Profit, WSJ.* In totaal importeerde Europa in 2022 32% van alle opnieuw geëxporteerde LNG-ladingen (ACER – CEER (2023), *ACER-CEER Annual Report Monitoring the Internal Gas Market in 2022 and 2023,* Figure 41).



Figuur 13: LNG-markbalans in 2022 t.o.v. 2021[68]

De prijzen van LNG kunnen tijdelijk wel heel erg hoog worden in periodes van schaarste. Hoewel de prijzen na de gascrisis weer zijn gedaald, zijn ze nog niet teruggekeerd naar het niveau voor de Russische inval (zie figuur 14). De verwachting is dat de prijzen in de toekomst iets zullen dalen met het vrijkomen van additionele LNG-liquefactiecapaciteit in 2025 en 2026, wat gereflecteerd wordt in lagere prijzen voor TTF forward prijzen vanaf 2025.[69]



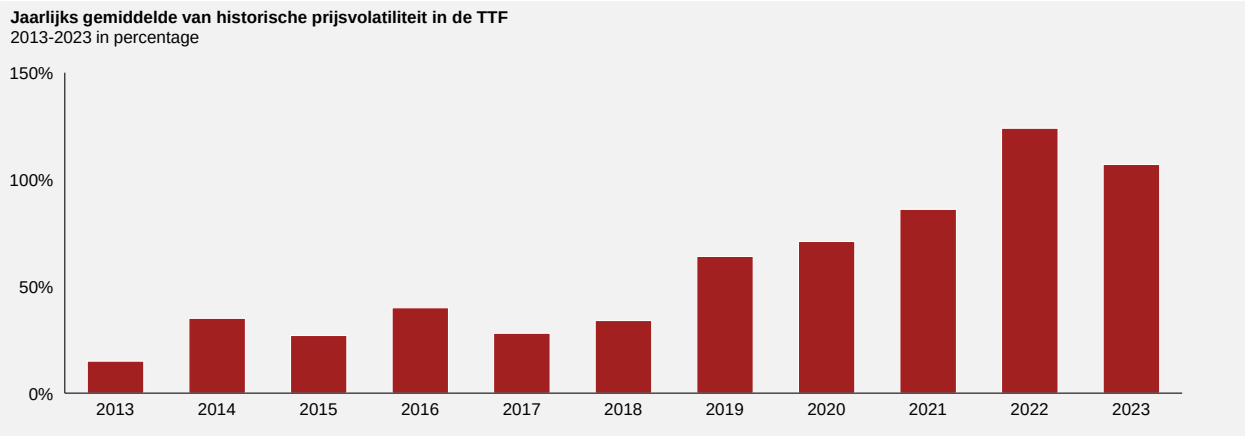
Figuur 14: Prijsindex gas[70]

De volatiliteit van de TTF is in de loop van de tijd toegenomen: in 2023 was de volatiliteit ruim acht keer hoger dan de volatiliteit in 2013 (zie figuur 15). In de toekomst kunnen volatiliteit en hoge prijzen worden gedreven door een fluctuerende vraag, zoals een sterk toenemende vraag in Azië of in de EU, of door het wegvallen van aanbod, bijvoorbeeld door geopolitieke ontwikkelingen zoals het stoppen van invoer via de Ukraine Transit, sabotage aan pijpleidingen in Europa, leveringsproblemen van LNG en beperkingen in doorvoerroutes. Het huidige contract tussen Rusland en Oekraïne (Ukraine Transit) loopt tot eind 2024. Als dit contract niet verlengd wordt, leidt dit tot een vermindering van het aanbod aan Europa. De gecontracteerde capaciteit bedraagt 40 bcm per jaar, waarbij het daadwerkelijke doorvoervolume in 2023

[68] Sharples, J. (2023), *A Brave New World? LNG Contracts in the Context of Market Turbulence and an Uncertain Future, Oxford Institute for Energy Studies*
[69] IEA (2023c), *Gas Market Report Q4-2023,* p.12 .
[70] *Actuals tot eind september, voorspellingen tot 2026 zijn gebaseerd op forward curves eind september 2023 en vertegenwoordigen geen prijsvoorspelling* IEA (2023g), *Medium-Term Gas Report 2023,* p.5 (*Historical monthly price volatility on the TTF month-ahead contract 2016 – 2023).*

op 13,6 bcm lag. Een Australische staking heeft gezorgd voor prijspieken in augustus en september 2023 op de TTF en JKM. Daarnaast wordt de leveringszekerheid van aardgas sterk beïnvloed door de beschikbaarheid van pijpleiding- en LNG-infrastructuur, bijvoorbeeld in het geval van sabotage of interrupties (bijv. verstoringen in de Golf van Mexico, escalatie van het Israël-Hamas conflict, of storingen in de VS bij Freeport). Sabotage aan de Noorse pijpleidingen kan in theorie een groot gedeelte van pijpleidinggas doen wegvallen. De escalatie van het Israël-Hamas conflict zou vaarroutes kunnen bedreigen (Straat van Hormuz) en 23% van de wereldwijde LNG-stromen kunnen beïnvloeden: alle export van Qatar en Abu Dhabi gaat door deze Straat.[71]

In dergelijke scenario's waarin aardgas weer veel duurder wordt is de verwachting dat er vraagdestructie – momenten waarop het voor industrie, elektriciteitsproductie, maar in zekere mate ook huishoudens niet meer aantrekkelijk is om gas te gebruiken – optreedt. Zo daalde de aardgasvraag tussen 2021 en 2022 met 12-13% als gevolg van schaarsteprijzen door het wegvallen van Russisch gas.



Figuur 15: Gemiddelde prijsvolatiliteit per jaar[72]

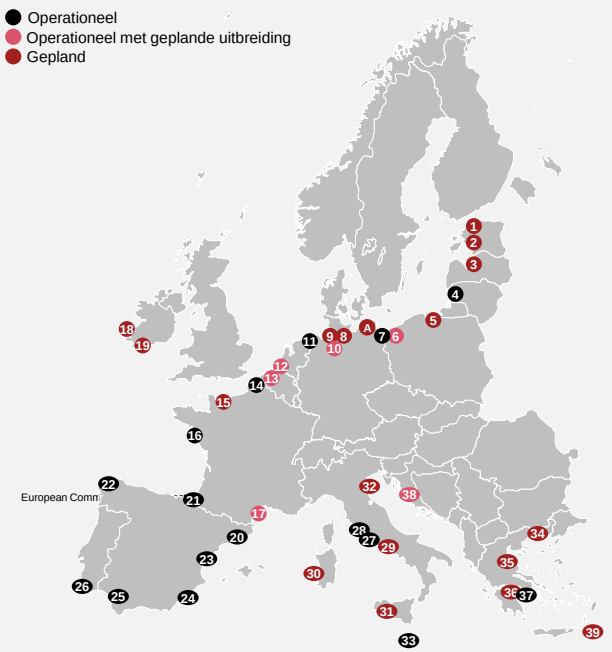
Eén en ander betekent dat er door het beschikbaar komen van nieuwe LNG-liquefactiecapaciteit na 2025 (zie Figuur 10) naar verwachting voldoende wereldwijde LNG-liquefactiecapaciteit is om in de wereldwijde vraag te voorzien zonder grote prijsstijgingen, maar er afhankelijk van vraag- en aanbodschokken, nog wel (grote) prijsfluctuaties mogelijk zijn. Op de kortere termijn van ongeveer twee of drie jaar is er, door nog niet volledig gerealiseerd wereldwijde LNG-liquefactiecapaciteit, naar verwachting sprake van aanbod dat achterblijft bij de vraagontwikkeling wat tot prijsstijgingen zal leiden.

4.3. Import-, transport- en opslagcapaciteit

Op dit moment is er in de EU een LNG-regassificatiecapaciteit van ca. 180 bcm[73] om LNG-volumes aan te landen. Dit staat gelijk aan ongeveer 1,4 maal de *supply gap* (ca. 130 bcm in 2023). De meeste capaciteit staat in Nederland, België, Duitsland en Frankrijk voor Noord-Europa en Spanje, Italië en Griekenland voor Zuid-Europa. Buiten de EU heeft ook het Verenigd Koninkrijk relatief veel LNG-regassificatiecapaciteit, ca. 48 bcm op jaarbasis.[74] Nederland heeft twee LNG-importterminals, GATE en EET met een totale regassificatiecapaciteit van 20-24 bcm, waar met de uitbreiding van EET[75] en GATE nog 5 bcm aan wordt toegevoegd.

[71] Cutright, A. & Palti-Guzman, L. (2023), *Fragile Equilibrium: LNG Trade Dynamics and Market Risks, IEF & SynMax (https://www.ief.org/focus/ief-reports/fragile-equilibrium-lng-trade-dynamics-and-market-risks#charts).*
[72] IEA (2024), Gas Market Report Q1-2024, p.10
[73] European Council (2023b), *Infographic - Liquefied natural gas infrastructure in the EU.* Dit omvat de capaciteit van alle EU-27 terminals die begin 2023 operationeel zijn (incl. FSRU/offshore GBS en overige tijdelijke faciliteiten)
[74] UK Department for Energy Security & Net Zero (2023) *Supply of Liquefied Natural Gas in the UK*
[75] EZK (2023), Update gasleveringszekerheid

Terminal capaciteit in de EU-27 (excl. VK)
In bcm



	Land	Huidige capaciteit	Geplande capaciteit
1 2	Estland		6.5 bcm
3	Letland		1.5 bcm
4	Litouwen	4 bcm	
5 6	Polen	6.2 bcm	8.2 bcm
7 8 9 10 A	Duitsland	12 bcm	22.2 bcm
11 12	Nederland	20[1] bcm	5 bcm
13	België	11.4 bcm	5.7 bcm
14 15 16 17	Frankrijk	31.5 bcm	>5 bcm
18 19	Ierland		10.4 bcm
20 21 22 23 24 25	Spanje	60.1 bcm	
26	Portugal	7.6 bcm	
27 28 29 30 31 32	Italië	16 bcm	18.0 bcm
33	Malta	0.7 bcm	
34 35 36 37	Griekenland	7 bcm	13.2 bcm
38	Kroatië	2.6 bcm	2.6 bcm
39	Cyprus		2.4 bcm
Totale capaciteit		**~180 bcm**	**~100 bcm**

1) GATE heeft 4 bcm afschakelbare capaciteit, waardoor de totale capaciteit 16 bcm bedraagt

Figuur 16: LNG Terminals en capaciteit in Noord- en Zuid-Europa[76]

Nederland is via pijpleidingen goed verbonden met omringende landen en kan daardoor ook profiteren van de LNG-regassificatiecapaciteit in die landen. Interconnectiecapaciteit lijkt daarom voor Nederland geen problemen met de aardgasvoorziening op te leveren. Er is althans geen informatie die op het tegendeel wijst. De Europese Gasverordening en Gasrichtlijn benadrukken de noodzaak van grensoverschrijdende, non-discriminatoire toegang tot gasinfrastructuur (interconnectie), en het waarborgen van eerlijke concurrentie op de interne gasmarkt.[77] Interconnectiecapaciteit is dus onontbeerlijk voor het functioneren van een Europese markt die vrijelijk aardgas via pijpleidingen kan laten stromen en daarmee ook de LNG-terminals met elkaar verbindt.[78] Zie figuur 17 voor een overzicht van de grensoverschrijdende pijpleidinginfrastructuur die Nederland verbindt met omringende landen.

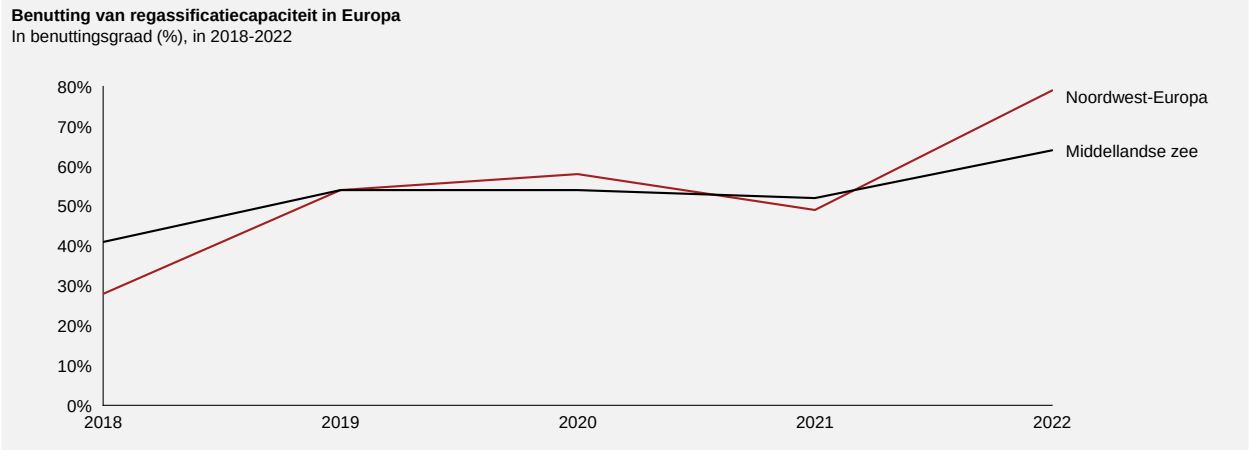
Het kan echter voorkomen dat interconnectiecapaciteit tussen landen via pijpleidingen niet toereikend is en er congestie plaatsvindt waardoor het gas niet of vertraagd naar de bestemming wordt vervoerd.[79] Hierdoor is de locatie van LNG-importterminals van belang om aardgas alsnog binnen het Europese netwerk te kunnen alloceren. In dit opzicht is Nederland goed gepositioneerd – 20-24 bcm van de totale LNG-regassificatiecapaciteit in de EU van 180 bcm (in 2023) staat in Nederland.

[76] European Council (2023) *Infographic – Liquefied natural gas infrastructure in the EU; Voor LNG terminal A in Mukran zie* Reuters (2023) *Germany builds up LNG import terminals*
[77] Zie hierover verder paragraaf 3.1.
[78] Zie bijvoorbeeld de brief van de Minister voor Klimaat en Energie van 22 maart 2022, p. 2.
[79] Historisch gezien was het transportnetwerk ingericht op gasstromen van Oost naar West. Doordat de stroom is veranderd van West naar Oost – onder andere door transport van in Noordwest-Europa aangeland LNG – kan congestie kan ontstaan doordat de transportcapaciteit te beperkt is (bijv. België-Nederland, België-Duitsland), maar ook omdat aardgasuitwisseling soms technisch onmogelijk is (bijv. Frankrijk-Duitsland door een verschillende behandeling (aromatiseren) van de in die landen gebruikt aardgas). Zie over verbeteringen in de interconnectiecapaciteit ook Gasunie Transport Services (2023a), *Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024,* p.11.

Figuur 17: Verbondenheid van Nederland met omringende landen via pijpleidinginfrastructuur

Binnen de EU is de verwachting dat – gezien de huidige plannen voor capaciteitsuitbreiding – er nieuwe terminals worden gerealiseerd en huidige terminals worden uitgebreid tot een totale capaciteit van ca. 280 bcm in 2030.[80] De investeringen in deze terminals weerspiegelen de verwachting dat LNG voor de lange termijn onderdeel zal zijn van de gasmix.[81] De importterminals in Europa in 2022 (Figuur 18) hadden een gemiddelde benuttingsgraad[82] van rond de 70-80%. De GATE-importterminal in Rotterdam (GATE) draaide toen zelfs op vrijwel de volledige capaciteit,[83] maar in 2023 was er alweer een afname in de benutting van GATE te zien van ca. 90% in januari naar ca. 70% in september.[84] Dat verschil kan onder andere verklaard worden door nieuwe beschikbare LNG-regassificatiecapaciteit in Duitsland.[85] Daarenboven is de interconnectorcapaciteit met het Verenigd Koninkrijk aangepast om bi-directionele gasstromen mogelijk te maken, waardoor ook toegang wordt verkregen tot de LNG-regassificatiecapaciteit in het Verenigd Koninkrijk.

[80] IEEFA (2023a), *Europe's LNG capacity buildout outpaces demand,* p.3.
[81] IEEFA (2023b), *European LNG Tracker.* Een belangrijke nuance hierbij is dat de capaciteit voor het importeren van LNG niet moet worden bepaald op basis van verwachte te importeren volumes, maar op basis van capaciteit die nodig is in piek- of crisissituaties (Van den Beukel, J. & van Geuns, L. (2023), *Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat, HCSS,* p. 18).
[82] Benuttingsgraad is gedefinieerd als het totale volume dat op jaarbasis wordt ingevoerd t.o.v. de capaciteit. De benuttingsgraad staat los van de geboekte capaciteit. De capaciteit van een LNG-regasificatieterminal kan volledig volgeboekt zijn met een lage benuttingsgraad indien de geboekte capaciteit niet wordt gebruikt.
[83] Van den Beukel, J. & van Geuns, L. (2023), *Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat, HCSS,* p.18.
[84] IEEFA (2023b), *European LNG Tracker.*
[85] ACER – CEER (2023), *ACER-CEER Annual Report Monitoring the Internal Gas Market in 2022 and 2023,* p.22



Figuur 18: De benutting van LNG-regassificatiecapaciteit in Noordwest-Europa en rondom de middellandse zee[86]

Naast voldoende LNG-regassificatiecapaciteit is naar verwachting ook voldoende transportcapaciteit (LNG tankers) beschikbaar om volumes wereldwijd te transporteren. Naar verwachting (op basis van het huidige *orderboek*) zal het aantal LNG-carriers (schepen) om de LNG-volumes te verschepen de komende jaren groeien met 46% in lijn met de verwachte groei van de wereldwijde LNG-liquefactiecapaciteit. Naar verwachting is daarmee sprake van voldoende fysieke capaciteit om LNG-volumes op korte en lange termijn over de wereld te transporteren.[87]

De noodzaak om LNG-regassificatiecapaciteit te hebben wordt ook bepaald door opslagmogelijkheden. Hoe meer opslagmogelijkheden er zijn, hoe minder LNG-regassificatiecapaciteit nodig is om tijdelijke volumetekorten op te vangen. Nederland heeft momenteel 4 gasopslagen[88] met een totale capaciteit van 14,3 bcm[89]. Indien opslagen goed gevuld zijn is voldoende opslagcapaciteit beschikbaar om seizoensfluctuaties in de gasvraag op te vangen en is de huidige LNG-terminal capaciteit in principe voldoende.

Concluderend is er in reguliere scenario's in principe voldoende LNG-regassificatiecapaciteit beschikbaar om aan de verwachte LNG-vraag te voldoen. Analyses van ENTSOG en GTS wijzen echter uit dat, gegeven de opslagmogelijkheden, het in minder vaak voorkomende scenario's kan voorkomen dat de LNG-regassificatiecapaciteit ontoereikend is om vraag- en aanbodschokken op te vangen. ENTSOG heeft berekend dat, in het geval van een koude winter gecombineerd met een laag aandeel LNG-import, er in de EU gastekorten kunnen ontstaan (zie tabel 2) indien de gasopslagen na een koude winter onvoldoende gevuld zullen zijn (minder dan 30%).[90] Dit leidt tot problemen bij het opnieuw vullen van de opslagen om de leveringszekerheid voor het volgende jaar te garanderen.

[86] Shell (2023), *Shell LNG Outlook 2024,* p.17.
[87] Er is althans geen informatie die op het tegendeel wijst.
[88] Nederland heeft momenteel 5 op Nederlands grondgebied gelegen gasopslagen (PGI Alkmaar, Norg, Grijpskerk, Bergermeer, Energystock), waarvan er vier worden ingezet voor seizoensopslag (PGI Alkmaar, Norg, Grijpskerk en Bergermeer)
[89] CBS (2024a) *Natural gas balance sheet; supply and consumption*
[90] Entsog (2023), *Winter Supply Outlook 2023-2024*, Tabel 3.1. Een piekdag of 2 weken kou worden gedefinieerd als een dag/2 weken met uitzonderlijk hoge vraag (statistical probability van ééns in de 20 jaar). Het tekort dat wordt weergegeven is op basis van maximum capaciteit op basis van regasification capacity

Type winter	Russsich gas	Opslagdoel	LNG aandeel	Tekort tijdens winter	Tekort tijdens 2 weken kou	Tekort op een piek dag	Opslagdoel na de winter
Normale winter	Minimaal	30%	39%	Nee	Nee	11%	32%
		30%	29%	Nee	2%	11%	23%
	Gestopt	30%	39%	Nee	Nee	14%	32%
		30%	31%	Nee	6%	14%	12%
Koude winter	Minimaal	30%	39%	7%	3%	16%	9%
		30%	29%	17%	9-11%	16%	9%
		30%	Maximaal	Nee	*geen data beschikbaar*		13%
	Gestopt	30%	39%	9%	5%	18%	9%
		30%	29%	21%	13%	18%	9%
		30%	Maximaal	3%	*geen data beschikbaar*		9%
Koude winter met 15% vraag reductie	Minimaal	30%	42%	Nee	Nee	Nee	32%
		30%	29%	3%	Nee	Nee	9%
	Gestopt	30%	43%	Nee	0%	4%	27%
		30%	31%	7%	0%	4%	9%
		30%	Maximaal	Nee	*geen data beschikbaar*		32%

Tabel 2: De impact van verschillende scenario's op de gasopslag en gastekort in de EU tijdens de winter 202320/24

Deze bevinding is eveneens relevant voor Nederland. Uit een recente studie van de nationale gasnetbeheerder GTS blijkt dat er bij een koude winter in 2024/2025 ca. 6 bcm volumetekort zou ontstaan dat in de zomer van 2025 bijgevuld zou moeten worden om een vulgraad van 90% te bereiken voor de winter daarop. Zonder additionele LNG-regassificatiecapaciteit zal dit mogelijke volumeprobleem zich de komende gasjaren kunnen blijven voordoen.[91] Waar in voorgaande jaren in een dergelijke situatie het Groningenveld kon worden ingezet, is deze flexibiliteit door de sluiting ervan niet meer beschikbaar. Mogelijke maatregelen zijn het verhogen van de opslagcapaciteit, het realiseren van een extra LNG-terminal of het verminderen van de vraag door in te zetten op verdere gasbesparing en energietransitie of door industrieën tijdelijk stil te leggen. Experts bevelen aan te overwegen om de EET als importterminal voor LNG na 2027 beschikbaar te houden om het eventuele wegvallen van Norg te kunnen opvangen.

Gegeven de hoge benuttingsgraad van de huidige LNG-terminals is er in de nabije toekomst weinig marge om vraag- en aanbodschokken op te vangen. Maar door de combinatie van uitbreiding van de LNG-regassificatiecapaciteit in Nederland en omringende landen en een dalende vraag naar aardgas is de verwachting dat er op termijn in principe genoeg LNG-regassificatiecapaciteit beschikbaar is voor de meeste reguliere scenario's. Experts geven in de interviews wel aan dat er de komende twee jaar sprake kan zijn van een mogelijk LNG-regassificatie capaciteitsknelpunt voor Nederland waardoor niet alle afnemers beleverd zouden kunnen worden. Dit zou het gevolg kunnen zijn van het wegvallen van de grootste gasopslag (Norg) zoals de NAM beoogt.[92] De mate waarop de sluiting van Norg daadwerkelijk impact heeft op de LNG-vraag is nog te betwijfelen, doordat Norg een seizoenspatroon volgt van L-gas levering in zomermaanden, waar LNG voornamelijk H-gas levert wanneer de aardgas vraag hoog is. De LNG-regassificatiecapaciteit van GATE en de EemsEnergyTerminal (EET) in de Eemshaven kunnen die capaciteit niet leveren omdat ze al volledig zijn volgeboekt door leveranciers.[93,94] Eventueel zouden extra

[91] GTS (2024), *Benodigde capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25*, p2. Zie ook Gasunie Transport Services (GTS, 2023b), *Analyse stand van zaken op de gasmarkt en leveringszekerheid in het volgende gasjaar,* p.7-8 en het Centraal Planbureau (2023), *Centraal Economisch Plan 2023,* p.8.
[92] Zie: NAM (2023) NAM dient Winningsplan Norg in | Nederlandse Aardolie Maatschappij. De opslagfunctie wordt dan vervangen door aardgaswinning (met het doel om uiteindelijk de hele productie- en opslagfunctie op te heffen). Het is nog niet duidelijk of en wanneer dit zou gebeuren en ook niet of de winning kan voorzien in de mogelijke *supply gap*, maar de verwachting is dat dit voornemen op de korte termijn geen grote impact heeft.
[93] Gate terminal (2024), *Capaciteit.* EET is een *floating terminal* die na afloop van haar contracten vanaf 2027 elders heen kan. In principe is het mogelijk om EET langer in de Eemshaven te houden om het eventuele wegvallen van Norg op langere termijn te compenseren (zie hierover paragraaf 4.2.2).
[94] Elliott, S. (2022), *Dutch LNG terminal at Eemshaven to reach full capacity by end-Nov or early Dec: Gasunie, S&P Global Commodity Insights.*

benodigde LNG-volumes nog via handelaren en portfoliospelers gecontracteerd kunnen worden, bijvoorbeeld via de Duitse terminals.[95]

[95] Stemler, D. (2023), *Total, MET Claim Capacity at Germany's Lubmin FSRU, Energy Intelligence.*

5. Mogelijke overheidsinterventies

In de vorige hoofdstukken hebben we gezien dat het wereldwijde aanbod van LNG in reguliere scenario's in principe voldoende is om op betaalbare wijze in de Europese *supply gap* (ca.130bcm in 2023) te voorzien. Ook de totale capaciteit aan importterminals in de EU is met ca. 180 bcm per jaar (ongeveer 1,4 maal de *supply gap*) voldoende om in reguliere scenario's te voldoen in de vraag. Het is niet uit te sluiten dat er desondanks de komende twee jaren een (tijdelijk) tekort is aan LNG op wereldniveau. Ook kan er in Europa en Nederland een aanbodtekort ontstaan indien er twee of meer achtereenvolgende zeer koude winters optreden. In dergelijke minder vaak voorkomende scenario's zullen Europese en Nederlandse bedrijven de komende jaren op een krappe markt moeten inkopen, wat tot hoge en mogelijk sterk fluctuerende prijzen voor LNG kan leiden.

De relevante vraag die we in dit hoofdstuk beantwoorden is in hoeverre aanvullende overheidsinterventie kan bijdragen aan het beter borgen van de publieke belangen, in dit geval toegang tot betaalbaar aardgas, en welke beleidsinstrumenten hiervoor kunnen worden ingezet. Uit de interviews en literatuur komen twee potentiële redenen voor overheidsinterventie naar voren die we hierna als eerste bespreken. Vervolgens bespreken we verschillende beleidsopties en een afwegingskader en gaan we dieper in op de vraag of LTC's een rol kunnen spelen in de borging van betaalbare toegang tot aardgas.

5.1. Mogelijke redenen voor overheidsinterventie

De interviews en de literatuur geven de volgende twee potentiële redenen voor overheidsinterventie in de LNG- en aardgasmarkt: (1) beleidsonzekerheid die leidt tot onvoldoende investeringen in LNG-importterminalcapaciteit (voor regassificatie) en (2) onvoldoende investeringen in diversificatie of reservecapaciteit.

Beleids- en transitieonzekerheid leidt tot onvoldoende investeringen in LNG

De eerste genoemde reden voor overheidsinterventie is dat de markt onvoldoende zou leiden tot investeringen in LNG-regassificatiecapaciteit als gevolg van onduidelijkheid over Europees CO_2-beleid. Er zou marktfalen kunnen zijn door beleidsonzekerheid en/of door fundamentele onzekerheid rondom de energietransitie. De energietransitie vraagt om snelle en vergaande decarbonisatie, maar zorgt bijvoorbeeld ook voor veel onzekerheid over tot wanneer aardgas nog nodig zal blijven. Deze onzekerheid leidt tot (te grote) onzekerheid over de vraag of nieuwe investeringen in aardgas(infrastructuur) kunnen worden terugverdiend,[96] waardoor ondernemingen te weinig zouden investeren in LNG-regassificatiecapaciteit.

Empirisch is er, zoals uit de vorige hoofdstukken blijkt, weinig bewijs dat (beleids)onzekerheid tot suboptimale marktuitkomsten in de vorm van te weinig investeringen over de hele keten leidt. Er is wereldwijd ruimschoots voldoende aardgas. Op de wereldwijde markt voor LNG zijn er weinig aanwijzingen dat er te beperkt wordt geïnvesteerd in nieuwe productiecapaciteit (LNG-liquefactiecapaciteit) en transportmogelijkheden: het totale aanbod van LNG is gegroeid in de afgelopen jaren en lijkt op signalen van schaarste (hogere prijzen) te reageren met verdere investeringen. Dit geldt ook voor de transportcapaciteit per schip om LNG wereldwijd te kunnen afzetten: de verwachte groei van transportcapaciteit ligt op basis van het huidige *orderboek* in lijn met de wereldwijde toename in het aanbod van LNG.

Er zijn liquide internationale markten ontstaan waarop LNG-volumes goed verkrijgbaar zijn. De rol van diverse soorten handelaren is sterk toegenomen en er is sprake van internationale prijsconvergentie. Hierdoor ontstaat er één LNG-prijs (behoudens transportkostenverschillen) waartegen wereldwijd kan

[96] Van den Beukel, J. & van Geuns, L. (2023), *Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat, HCSS,* p.11.

worden ingekocht. Door de toegenomen liquiditeit en flexibiliteit heeft Europa sinds 2022 ondanks het wegvallen van Russisch aardgas toch toegang tot voldoende aardgas weten te behouden via de LNG-spotmarkt.

Aan de importkant wordt EU-breed geïnvesteerd in importterminals. De verwachting is dat – met de huidige plannen – in 2030 de totale LNG-regassificatiecapaciteit ruim voldoende is om te kunnen voorzien in de vraag naar LNG. De totale LNG-regassificatiecapaciteit in de EU is groter dan de verwachte vraag naar LNG (*supply gap*) en de Europese investeringen lijken zich aan te passen aan de vraagontwikkeling.

Tot slot zijn er ook geen signalen dat er in Nederland te weinig zou worden geïnvesteerd in de benodigde LNG-regassificatiecapaciteit- en transportinfrastructuur. In 2022 is EET versneld gerealiseerd en gecontracteerd tot 2027, en bij GATE is geïnvesteerd in 4 bcm additionele capaciteit (op afschakelbare basis) en staat een uitbreiding van 4 bcm gepland per 2025. Additionele LNG-importcapaciteit kan wenselijk zijn om in minder vaak voorkomende scenario's, zoals twee zeer koude winters achter elkaar, eventuele tekorten op te vangen[97]. Ook wat betreft transport zijn er investeringen gedaan. Zo is bijvoorbeeld de interconnector met het Verenigd Koninkrijk aangepast om bi-directionele gasstromen mogelijk te maken, waardoor ook toegang wordt verkregen tot de LNG-regassificatiecapaciteit in het Verenigd Koninkrijk.

Het is dus niet aannemelijk dat onzekerheid over beleid leidt tot zo'n negatieve impact op investeringen dat de vraag naar LNG in reguliere scenario's niet, of slechts tegen zeer hoge kosten, kan worden gedekt. Dat neemt niet weg dat de overheid risico's kan afdekken door zoveel mogelijk beleidszekerheid te bieden. Dat wil zeggen: duidelijke lange termijn klimaatdoelen stellen, robuuste beprijzing- en subsidieinstrumenten gebruiken en daar zoveel mogelijk ondersteunend beleid bij vormgeven.

Onvoldoende investeringen in reservecapaciteit

Een tweede mogelijke reden voor overheidsinterventie is dat de markt onvoldoende zou leiden tot investeringen in reservecapaciteit en daarmee tot onvoldoende prijsstabiliteit.[98] Aardgas- en LNG-prijzen worden bepaald door vraag en aanbod en kunnen aanzienlijk schommelen. Deze prijsschommelingen kunnen grote gevolgen hebben voor de energierekening van bedrijven en consumenten, afhankelijk van de mate waarin zij zijn blootgesteld aan dergelijke tijdelijke prijsschommelingen. In principe kan verwacht worden dat private commerciële partijen op grond van hun verwachtingen over vraag- en aanbodontwikkelingen zullen investeren in voldoende regassificatie- en gasopslagcapaciteit om seizoensfluctuaties op te vangen.

Marktpartijen zullen uit commerciële overwegingen volume- en prijsrisico's beheren. Ze kunnen bijvoorbeeld gebruik maken van instrumenten zoals LTC's, die zorgen voor meer prijszekerheid. Daarnaast kunnen marktpartijen zichzelf, indien gewenst, tegen prijsvolatiliteit beschermen door gebruik te maken van verschillende energiebronnen en -leveranciers (diversificatie). Gedacht kan worden aan levering vanuit verschillende regio's wereldwijd en extra regassificatiecapaciteit.[99] De overheid kan een rol spelen om regassificatiecapaciteit te (doen) vergroten. Een alternatieve manier voor marktpartijen om tegen prijsvolatiliteit te beschermen, is door te investeren in aardgasreserves. Marktpartijen doen dit echter meestal niet ten behoeve van de gevolgen van extreme marktomstandigheden.[100] Hier zou dus een taak voor de overheid kunnen liggen, hoewel het wel de vraag is of publieke investeringen in zulke faciliteiten efficiënt zouden zijn.[101] Het vergroten van opslagcapaciteit vergt een investering en zal naar verwachting meerdere jaren duren terwijl de vraag naar aardgas naar verwachting daalt.

Echter, die commerciële risicobeheersing kan onvoldoende zijn vanuit een maatschappelijk perspectief. Het is denkbaar dat door informatiegebreken, risicoaversie of onvoldoende verwachte winstgevendheid

[97] Staatssecretaris van Economische Zaken en Klimaat (2024) *Kamerstuk: Advies GTS raming gasjaar 2024-2025*
[98] Strategy& (2023), *Onderzoek publieke belangen Nederlandse energievoorziening*, p. 37.
[99] Zie verder CIEP (2016), *Prospects for Sustainable Diversification of the EU's Gas Supply,* p. 21-23 .
[100] De kans op die extreme omstandigheden kan te klein zijn om een investering in de betrokken capaciteit rendabel te maken.
[101] Mulder, M. & Zwart, G. (2006), *Market failures and government policies in gas markets, CPB Memorandum*, p. 32.

private investeringen in reservecapaciteit niet of niet in voldoende mate tot stand komen: energiemarkten hoeven immers niet uit zichzelf automatisch voldoende rekening te houden met publieke belangen zoals prijsstabiliteit en leveringszekerheid. In minder vaak voorkomende omstandigheden kan dit ertoe leiden dat publieke belangen in het geding komen, zoals prijsstabiliteit of zelfs leveringszekerheid. Een voorbeeld hiervan is dat de huidige regassificatiecapaciteit in Europa en in Nederland tot en met 2026 tekort kan schieten als er twee zeer koude winters achterelkaar zouden plaatsvinden.

Het is echter niet zo dat overheidsinterventie gericht op voldoende capaciteit en prijszekerheid in de minder vaak voorkomende scenario's, zoals twee zeer koude winters achter elkaar, per definitie de welvaart verhogen. Beleidsinterventie gericht hierop heeft het karakter van een verzekering: er wordt (nog) meer zekerheid gecreëerd, maar dat kost geld en gaat (ook) ten koste van de betaalbaarheid van de gasvoorziening. Of de investeringen in een dergelijke verzekering lonen en op de langere termijn bijdragen aan betaalbaarheid, is ex ante niet te bepalen omdat het afhangt van de onzekere prijsontwikkeling en wat de gevolgen daarvan zijn waartegen de verzekering zou moeten dienen. Het bepalen van de gewenste mate van zekerheid, en de afruil tussen de publieke belangen van structurele betaalbaarheid en prijsstabiliteit, is aan de politiek. In sectie 5.2.2. schetsen wij een kader hoe de politiek deze afweging kan maken.

5.2. Beleidsinstrumenten en afwegingskader

5.2.1. Beleidsinstrumenten tegen hoge prijzen of prijsschommelingen

In de minder vaak voorkomende scenario's waarin meer schaarste ontstaat kan betaalbare toegang tot aardgas onder druk komen te staan, als gevolg van een tekort aan fysieke (terminal) capaciteit en hogere prijzen. De overheid kan – als voldoende reden hiervoor wordt gezien – verschillende beleidsinstrumenten inzetten om de druk op betaalbaarheid en toegankelijkheid van aardgas te verzachten. We bespreken hierbij twee specifieke type beleidsinstrumenten: vergroten van de reservecapaciteit en vergroten van het aandeel LTC's. Naast zelf reservecapaciteit op te bouwen kan de overheid ook de markt stimuleren om capaciteit op te bouwen.

Beleidsinstrumenten gericht op het vergroten van de reservecapaciteit

Door volumes of capaciteit achter de hand te houden kan reservecapaciteit worden opgebouwd voor gebruik tijdens tijdelijke periodes van zeer grote schaarste. Dit gaat om volumes of capaciteit waarin de markt zichzelf niet voorziet, maar waar de overheid intervenieert door te investeren in additionele capaciteit boven de marktniveau's.

Reservecapaciteit in de opslag houdt in dat gasopslagen tot een gewenst niveau gevuld worden. De overheid kan bijvoorbeeld via subsidies een prikkel geven voor marktpartijen om gasopslagen te vullen indien marktwerking tot een maatschappelijk ongewenst niveau van opslag leidt. Een dergelijke subsidieregeling omvat bijvoorbeeld een garantie voor het afdekken van prijsrisico's en een vergoeding voor operationele kosten. Bedrijven kunnen met elkaar concurreren voor subsidie, waarbij geldt dat hoe lager de gevraagde subsidie, hoe hoger de kans op toekenning. Onder normale omstandigheden kan het verschaffen van deze subsidies tegen belemmeringen oplopen vanuit het EU-staatssteun kader. Onder uitzonderlijke omstandigheden, zoals de energiecrisis als gevolg van de Russische invasie in Oekraïne, kunnen er enkele staatssteun zaken door de Europese Commissie worden goedgekeurd[102]. Naast een subsidieregeling heeft de Nederlandse overheid sinds 2022 Energie Beheer Nederland (EBN) de opdracht gegeven tot het inkopen van gas en het vullen van de gasopslag Bergermeer, voor zover marktpartijen dit niet doen.

[102]Bijvoorbeeld: European Commission (2022) *State Aid: Commission approves Dutch scheme to support the filling of the gas storage facility Bergermeer in context of Russia's invasion of Ukraine* (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_4324)

Reservecapaciteit aan aardgas (strategische reserve) houdt in dat volumes aardgas worden ingekocht en buiten de markt worden gehouden. Bij een fysieke strategische reserve wordt een deel van de beschikbare opslagcapaciteit aan aardgas buiten de markt gehouden totdat een bepaald niveau van schaarste zich voordoet en er beroep op wordt gedaan. Italië is een voorbeeld van een land met een strategische gasreserve, waarbij 4,6 bcm buiten de markt wordt gehouden. Deze volumes kunnen alleen worden ingezet bij extreme leveringsproblemen en kunnen alleen worden gebruikt voor levering aan huishoudens. In Italië is gedurende de energiecrisis echter geen aanspraak gemaakt op de strategische reserve. De Nederlandse overheid maakt zelf op dit moment geen gebruik van een strategische gasreserve. De reden hiervoor zijn de hoge kosten voor het aanleggen en de potentieel marktverstorende werking.[103] Voor olie is dit wel het geval, waarbij een strategische voorraad voor olie wordt aangehouden die kan worden ingezet om de voorzieningszekerheid bij olietekorten te garanderen. Olievoorraden zijn echter makkelijker en goedkoper aan te leggen dan gasvoorraden gegeven de opslagvorm.[104]

In Japan legt de overheid een strategische buffer aan door in de wintermaanden (december tot en met februari) private bedrijven aan te wijzen om strategische reserves op te bouwen. Deze bedrijven beschikken over significante LNG-inkoopcapaciteit, waardoor zij dit naar verwachting efficiënter zullen kunnen doen dan de overheid. De bedrijven mogen de LNG-volumes verkopen op lokale en internationale markten, maar bij een leveringsnoodgeval kunnen de importeurs door het Ministerie van Economie, Handel en Industrie worden opgedragen om aan Japanse nutsbedrijven te leveren. Als de importeurs hierbij verlies maken, worden ze vanuit een fonds daarvoor gecompenseerd. Dit lijkt het land een efficiënte oplossing te bieden gegeven de beperkte mogelijkheden voor grootschalige ondergrondse gasopslag gegeven geografische limitaties.[105]

Naast een fysieke strategische reserve kan de overheid ook kiezen voor een optiecontract voor de invoer van gas. De overheid kan dan wanneer nodig of gewenst over de afgesproken volumes beschikken en betaalt voor deze optie een prijs. In de praktijk worden degelijke optiecontracten al afgesloten. DEPA Commercial, een Grieks energiebedrijf, heeft bijvoorbeeld een contract gesloten met TotalEnergies voor de levering van LNG-volumes in de wintermaanden.[106] De Grieken hebben echter de mogelijkheid om tegen een betaling van een *cancellation fee* af te zien van deze volumes. Hiermee wordt het volumerisico beperkt, en voor deze flexibiliteit wordt een premium betaald.

Aangezien de tegenpartij bij de overeenkomst de afgesproken volumes volgens het contract zal moeten leveren wanneer gewenst moet deze hier zelf weer in voorzien, bijvoorbeeld door middel van het zelf aanhouden van (gevulde) reservecapaciteit. In deze zin kan een optiecontract als een vorm van (opslag)reservecapaciteit worden gezien. Voor LNG geldt dat de voorwaarde voor een dergelijk optiecontract is dat de transportcapaciteit (tankers) en LNG-regassificatiecapaciteit (terminals) om LNG-volumes aan te laten landen te allen tijde beschikbaar moeten zijn. Voor pijpleidinggas geldt dat er te allen tijde voldoende capaciteit op de entrypunten moet zijn van het land waar het gas wordt geïmporteerd. In beide gevallen dienen de achterliggende netwerken voldoende vrije capaciteit te hebben om het gas af te voeren naar de eindgebruikers, die ook in andere landen kunnen zijn gevestigd.

Los van reservecapaciteit kan beleid gericht op het faciliteren van infrastructuur op de lange termijn leiden tot het vergroten van import- en opslagcapaciteit die voldoende gedimensioneerd is om vraag en aanbodschokken (gedeeltelijk) op te vangen. De overheid heeft al diverse instrumenten tot haar beschikking om ontwikkeling van infrastructuur te bevorderen. EBN is deels eigenaar van gasopslagen en Gasunie heeft een aandeel in de LNG-importterminals GATE en heeft in zeer korte tijd een tweede terminal (FSRU) EET in de Eemshaven ontwikkeld. De overheid kan additionele prikkels introduceren voor partijen om te investeren in importterminalcapaciteit en daarmee te zorgen voor de juiste dimensionering (waarbij mogelijk een zekere mate van overcapaciteit gewenst kan zijn). Daarnaast heeft de overheid een rol in het

[103] EZK (2021), *Antwoorden op Kamervragen over hoge aardgasprijzen en leveringszekerheid,* p.5.
[104] Algemene Rekenkamer (2022) *Focus op strategische voorraden*
[105] IEA (2023e), *Global Gas Security Review 2023,* p.71-72.
[106] Reuters, (2022), Greek utility clinches winter LNG deal with TotalEnergies (https://www.reuters.com/business/energy/greek-utility-clinches-winter-lng-deal-with-totalenergies-2022-09-29/).

coördineren van vergunningen en het efficiënt doorlopen van (vergunning)procedures voor nieuwe initiatieven vanuit de markt. Het faciliteren van infrastructuurontwikkeling biedt echter geen oplossing voor de korte termijn gegeven de duur die nodig is voor het realiseren van een investering.

Beleidsinstrumenten gericht op het vergroten van het aandeel LTC's

In het Strategy& rapport[107] over de borging van publieke belangen in de Nederlandse energievoorziening is een aantal beleidsopties uitgelicht ten behoeve van het inbouwen van langetermijn zekerheid, waaronder LTC's, met de aanbeveling verder onderzoek te doen naar de voor- en nadelen hiervan. In de motie Erkens van 20 december 2022 is sprake van een verzoek aan de regering om in te zetten op LTC's met betrouwbare partners (in het bijzonder Noorwegen).[108]

LTC's kunnen in principe bijdragen aan het verlichten van de druk op betaalbare toegang in minder vaak voorkomende situaties van grote schaarste. De reden is dat LTC's in vergelijking met inkoop op de korte termijnmarkt wat meer prijsstabiliteit biedt – afhankelijk van de precieze contractvorm. Meer LTC's leidt tot stabielere prijzen en minder grote schokken in tijden van schaarste, zo is het idee.

Echter, dat effect moet niet worden overschat, om een aantal redenen. Ten eerste is er vaak wel degelijk een koppeling tussen de prijsvorming in een LTC en de prijsvorming op de korte termijnmarkten – de prijzen zijn vaak geïndexeerd (olie-, hub-, spotindexering of een combinatie) via een bepaalde prijsformule en bewegen mee. Ten tweede beschermt een LTC de houder van dat LTC, de private partij die het gas inkoopt, tegen prijsvolatiliteit en niet de achterliggende afnemers van het gas of de consumenten in de markt waarvoor de LTC wordt afgesloten. LTC-houder kan besluiten om de LNG door te verkopen (als hij deze elders voor beter prijs kan verkopen) en eventuele verschillen tussen de contractprijs en de korte termijnmarkt prijs worden niet automatisch doorgegeven aan de klant.

Wij zien niet per se aanwijzingen dat de markt leidt tot een te beperkt aantal LTC's. In Europa waren er altijd relatief weinig LTC's maar dat kwam doordat we een *swing buyer* waren (afhankelijk van prijzen), in tegenstelling tot bijvoorbeeld Japan die een *baseload buyer* is. In de markt zien we nu dat er weer meer LTC's voor Europese terminals worden afgesloten, wat ook te verwachten is nu het vooruitzicht is dat EU structureel nog 10 tot 20 jaar LNG nodig heeft.

De vraag is of er beleidsmatige interventie nodig is op het gebied van LTC's. Daarbij moet worden bedacht dat een LTC op zichzelf geen beleidsinstrument is. Het zijn private contracten die door marktpartijen worden gesloten. Het effect op betaalbaarheid van dergelijke contracten hangt af van de prijzen en voorwaarden in het contract. Gunstige voorwaarden worden primair afgedwongen door marktkennis- en positie. Een overheid kan geen gunstigere condities afdwingen dan marktpartijen.

De overheid kan – als voldoende reden wordt gezien voor beleid gericht op het vergroten van het aandeel LTC's – op hoofdlijnen twee instrumenten inzetten: 1) LTC's via een Staatsdeelneming als marktpartij afsluiten, 2) een bepaald aandeel LTC's of strategische reserve verplichten

De overheid koopt als marktpartij LTC's via staatsdeelneming

De overheid kan als marktpartij LTC's afsluiten op de markt. Dat gaat dan meestal via een staatsdeelneming. Hierbij handelt een onderneming in principe 'marktconform', dus wijkt dit niet wezenlijk af van hoe ondernemingen zouden handelen die niet in overheidshanden zijn.

Dit is een vorm die in het buitenland vaak voorkomt.[109] Wereldwijd wordt een aanzienlijk deel van de LNG LTC's afgesloten door partijen die de Staat als aandeelhouder hebben. Voorbeelden hiervan zijn de National Oil Companies in China, maar ook partijen zoals SEFE in Uniper in Duitsland. Het is niet goed vast te stellen of dergelijke bedrijven in opdracht van de overheid 'reserves' inkopen of dat zij dezelfde

[107] Strategy& (2023), Onderzoek publieke belangen Nederlandse energievoorziening, p.11
[108] Het gaat uitdrukkelijk over langetermijncontracten voor de inkoop van aardgas uit andere landen die nodig zouden zijn om de leveringszekerheid te verstevigen.
[109] Zie ook de Appendix onder "Internationale vergelijking".

typen commerciële contracten afsluiten als zij hadden gedaan met private aandeelhouders. Voor zover zij gunstige lange termijn condities hebben uitonderhandeld komt dat voort uit hun marktkennis en -positie en niet uit het feit dat zij in overheidshanden zijn. Deze bedrijven opereren vaak internationaal en verkopen de gunstig ingekochte LNG evengoed als private bedrijven door buiten Europa als de prijzen daar hoog genoeg zijn. De Nederlandse overheid heeft een 50% aandeel in Gasterra, en een 100% aandeel in EBN. Verder heeft de Nederlandse overheid geen aandelen (meer) in energiebedrijven die actief zijn in de productie en levering van energie. Dat is indertijd bij de liberalisering en splitsing van de markt, in een netwerk en productie/levering deel, een bewuste keuze geweest.

Het feit dat een staatsdeelneming in feite een marktpartij is betekent ook dat de speelruimte om 'extra' reserves te creëren, bovenop wat de markt toch al levert, beperkt is. Als het doel is om dergelijke reserves (en daarmee prijsstabiliteit) te creëren, dan is bekostiging vanuit de overheid nodig en dan is bijvoorbeeld een strategische reserve een effectiever instrument dan het als marktpartij kopen van LTC's.

Bovendien is er een relatief hoog risico op overheidsfalen (dat de overheid een slechte deal sluit), zeker als de overheid nog niet beschikt over de juiste marktkennis en -positie.

Verplicht aandeel LTC's of strategische reserve

Naast dat de overheid staatsdeelnemingen LTC’s kan laten inkopen kan de overheid ook de markt verplichten om een bepaald percentage van de inkoop langetermijn te contracteren of als reserve aan te houden. In de literatuur is weinig geschreven over verplichtingen rond het aandeel LTC voor het bedienen van de LNG-vraag. Wel hebben diverse landen reserveverplichtingen geïntroduceerd. In Spanje geldt bijvoorbeeld een verplichting voor gasleveranciers om 20 dagen aan gaslevering voor eindgebruikers in opslag te hebben. In theorie is dat een middel om respectievelijk LTC's of reserves te verhogen.

Voor beide vormen van verplichtingen geldt een aantal nadelen. Ten eerste is een nationale verplichting op een internationale markt ineffectief. Bij voorkeur dient een verplichting op EU-niveau te worden vormgegeven en niet nationaal. Daarnaast geldt dat dergelijke verplichtingen disproportioneel grote impact kunnen hebben op bepaalde typen spelers in de markt, zoals niche spelers of kleinere spelers, waardoor de concurrentie intensiteit kan worden aangetast, wat een negatief effect op de markt heeft.

Een verplichting voor LTC’s zal waarschijnlijk kostenverhogend werken, terwijl de impact beperkt is. Een verplichting werkt kosten opdrijvend omdat er meer LTC’s moeten worden afgesloten tegen voorwaarden die marktpartijen op commerciële basis niet zouden hebben genomen en dus niet rendabel worden geacht. Daarnaast zal de prijs van LTC’s stijgen omdat de vraag ernaar toeneemt als gevolg van de verplichting. Bovendien kan er een negatief effect ontstaan op allocatieve efficiëntie omdat er minder kortetermijn volume beschikbaar is. Het effect op prijsstabiliteit wordt ook beperkt doordat Nederland niet de gehele EU-markt kan verplichten – dit kan betekenen dat spelers in de markt die niet onder de verplichting vallen zich aanpassen door minder LTC’s af te sluiten, waardoor de totale (NW)EU hoeveelheid LTC’s niet per se hoeft te stijgen. Daar komt bij dat LTC's dus niet per definitie beschermen tegen prijsvolatiliteit – dat doen vooral reserves. Tot slot geldt ook bij een verplicht aandeel LTC’s dat voor het afsluiten van een LTC door een marktpartij, de beschikbaarheid van meerjarige vaste (*firm*) importterminal(regassificatie)capaciteit een randvoorwaarde is.

5.2.2. Afwegingskader reservecapaciteit

Een vraagontwikkeling van LNG die achterblijft op de aanbodontwikkeling leidt tot stijgende prijzen. Ook kunnen vraag- en aanbodschokken leiden tot prijsfluctuaties.

De beste manier om in de toekomst hoge prijzen en prijsfluctuaties te vermijden, is door de afhankelijkheid van gas te verminderen en de energiemix te vergroenen zoals internationaal afgesproken: per 2050 moet aardgas als energiebron in principe zijn verdwenen en zal het nog alleen beschikbaar blijven als er geen alternatieven voor zijn. Bij een verminderde vraag kan de aanbodontwikkeling zich daar makkelijker op

aanpassen, waardoor prijsstijgingen vermeden kunnen worden of prijsdalingen zelfs mogelijk zijn. Prijsfluctuaties, als ze optreden, hebben dan ook een minder negatief effect. Dit zal echter op de korte termijn geen oplossing zijn en daarnaast is deze optie al in uitvoering. Mogelijk kan het vergroenen van de energiemix worden versneld, maar ook dat is al in politiek beraad.

De overheid zou er verder in theorie voor kunnen kiezen om de eigen aardgasproductie te verhogen[110]. Door het aanbod van aardgas binnen Europa te vergroten, kan de aanbodontwikkeling beter en sneller bij de vraagontwikkeling aansluiten en tot het vermijden van hoge prijzen of zelfs lagere prijzen leiden. Het is ook vanuit kosten- en duurzaamheidsoogpunt wenselijk om zo veel mogelijk bestaande eigen aardgasbronnen te gebruiken om in de vraag te voorzien. Eigen productie van aardgas vermindert immers de afhankelijkheid van relatief dure import van LNG. Eigen productie betekent voor Nederland het behouden en/of vergroten van de eigen productie uit de kleine velden. Of dit een optie is voor de korte termijn is echter zeer de vraag, omdat deze optie afhangt van de productiegrenzen van de kleine velden en vergunningen voor productieverhoging (inclusief door het openen van nieuwe velden).

Voor zover eigen productie een oplossing kan zijn, geldt voor de kosten-batenafweging dat voor het verhogen van de eigen productie dient te worden vastgesteld hoeveel volumes nodig zijn om de negatieve (prijs)effecten van externe afhankelijkheid te mitigeren. Voor andere oplossingen geldt daarnaast dat moet worden vastgesteld waar de volumes vandaan zouden kunnen komen, bijvoorbeeld uit het Verenigd Koninkrijk of Noorwegen.[111] De kosten van de diverse oplossingen zouden in principe goed berekenbaar moeten zijn.

We hebben hiervoor geconcludeerd dat er van marktfalen geen sprake is. Daarenboven zijn er al de nodige reservecapaciteitsmaatregelen genomen om in buffers ten behoeve van prijsstabiliteit te voorzien. Waar het nu om gaat is of er ten behoeve van mogelijke prijsschommelingen als gevolg van extreme omstandigheden, zoals bijvoorbeeld twee zeer koude winters achterelkaar, interventies nodig of gewenst zijn.

In hoeverre blootstelling van de eindgebruiker aan tijdelijk hoge prijzen of prijsschommelingen (on)wenselijk wordt gevonden (als gevolg van omstandigheden waarin met de huidige reeds genomen reservecapaciteitsmaatregelen nog niet is voorzien) is vooral een politieke vraag. Een politieke beslissing hierover zal mede afhankelijk zijn van de mate waarin de overheid gevolgen van hoge of sterk fluctuerende prijzen ongewenst vindt en wat de kosten en baten van de mogelijke opties zijn om die gevolgen te beperken of vermijden.

Als de kosten van een interventie hoger zijn dan de baten, is het duurder (en dus vanuit betaalbaarheidsperspectief slechter voor huishoudens) om te interveniëren dan om de prijsstijgingen of -schommelingen te accepteren (de *default*). Als er één of meer interventies lagere kosten hebben dan de baten, dan is er per saldo een voordeel ten opzichte van de *default* en zou de interventie met het grootste voordeel gekozen moeten worden.

Gegeven onderliggende vraag, aanbod en schaarste, kan een MKBA gemaakt worden voor de wenselijkheid van eventuele reserves. We bespreken de verschillende interventies in een (conceptueel) afwegingskader.

Vermijden van verwachte schade: de baten

In het afwegingskader dient eerst te worden vastgesteld welk prijsniveau en welke prijsfluctuaties overheidsinterventie zouden behoeven. De gevolgen voor Nederlandse huishoudens (bijvoorbeeld in de vorm van hogere uitgaven aan aardgas en op aardgas gebaseerde producten) kunnen daarmee worden vastgesteld.

[110] Onder de voorwaarde dat het gas er fysiek wel is. In 2022 is een versnellingsplan voor gaswinning op de Noordzee geïntroduceerd waarin verschillende maatregelen worden genomen om de verwachte afname van gasproductie op de Noordzee te beperken.
[111] Heropening van het Groningenveld lijkt praktisch geen optie. In theorie zou het betekenen dat de kosten van heropening ook de (verwachte toekomstige) aardbevingsschade zouden moeten omvatten.

Vervolgens zou moeten worden ingeschat wat de risico's zijn op de beleidsmatig 'ongewenste' prijzen en prijsfluctuaties. Hiermee kan de verwachte schade (kans op realisatie van het risico vermenigvuldigd met de gevolgen voor huishoudens) worden berekend. Als overheidsinterventie deze schade weet te beperken of te vermijden, is de vermeden schade de bate van de overheidsinterventie.[112]

Niet interveniëren door de overheid betekent dat de huishoudens de financiële gevolgen zelf moeten dragen (de *default*).

Overheidsinterventie: de kosten

De kosten van de overheidsinterventie hangen af van de kosten van het inzetten van mogelijke instrumenten om de schade te vermijden (interventies). Hierbij moet telkens rekening worden gehouden met de afname in het gebruik van aardgas vanwege de klimaatdoelen. Onderscheid kan worden gemaakt tussen het (1) voorkomen van hoge prijzen of prijsfluctuaties door het creëren van reservecapaciteit en het (2) compenseren van huishoudens in geval van onacceptabel hoge prijzen of prijsfluctuaties. De interventies sluiten elkaar niet uit en kunnen dus ook worden gecombineerd.[113]

Voor het creëren van reservecapaciteit dient te worden vastgesteld hoeveel volumes nodig zijn om de vermijding van schade te kunnen realiseren en welke opslagcapaciteit daarvoor benodigd is. Eventueel zal nieuwe opslagcapaciteit moeten worden bijgebouwd[114] omdat het reserveren van bestaande opslagcapaciteit betekent dat deze niet commercieel kan worden ingezet: de compensatie hiervoor moet tegen de kosten van de bouw van nieuwe opslagcapaciteit worden afgewogen.

Het accepteren van prijsstijgingen en prijsfluctuaties is altijd een mogelijkheid die, als de gevolgen van de prijsstijgingen/-schommelingen uit de hand dreigen te lopen, tot compensatie van huishoudens of bepaalde bedrijven kan leiden.

Consumenten kunnen bijvoorbeeld tijdelijk worden gecompenseerd voor uitzonderlijk hoge energieprijzen. De gesubsidieerde prijsplafonds van 2022 zijn hiervan een voorbeeld.[115] Zoals de Europese Commissie ook heeft geadviseerd, is beleid gericht op voorlichting over en transparantie van retailcontracten belangrijk zodat consumenten een goed geïnformeerde keuze kunnen maken.[116] Ook heeft de overheid in 2022 en 2023 financiering beschikbaar gesteld om energiearmoede tegen te gaan door middel van het isoleren van woningen, zodat deze woningen minder energie hoeven te gebruiken en daardoor ook een minder grote impact ervaren van tijdelijke prijsschommelingen.[117]

Voor het compenseren van de negatieve gevolgen voor huishoudens en bedrijven bestaan de kosten voor de overheid uit het bedrag aan compensatie. Onderdeel van de afweging over deze compensatie moet zijn welke huishoudens en welke bedrijven in welke mate ondersteund zullen worden.

Tot slot moet overwogen worden dat voor elke overheidsinterventie uiteindelijk de beschermde huishoudens zelf zullen bijdragen aan de middelen voor de interventie.[118] Hoe de bescherming en de financieringsgevolgen daarvan voor individuele huishoudens uitpakken, is daarmee ook een overweging.

---

[112] Aangezien het beperken van (verwachte) schade kosten met zich meebrengt en het vaak steeds meer zal kosten om die schade te beperken, is het vanuit kosten-batenperspectief in het algemeen gesproken niet optimaal om alle schade te beperken.

[113] De inventarisatie van de kosten is op hoofdlijnen. In de praktijk kunnen er meer kosten zijn, onder meer de kosten van uitvoering en de kosten van overheidsfalen.

[114] Het bijbouwen van opslagcapaciteit is geen oplossing voor de korte termijn. De doorlooptijd zal snel 4-5 jaar bedragen en kan zeer kostbaar zijn, zeker als ook kussengas moet worden gekocht.

[115] Rijksoverheid (2022), *Kabinet draagt maximaal 50 miljoen euro bij aan privaat energienoodfonds voor kwetsbare huishoudens.*

[116] Ministerie van Buitenlandse Zaken (2023), Nieuwe Commissievoorstellen en initiatieven van de lidstaten van de Europese Unie, Fiche: Aanbeveling energiearmoede, p.2: Essentie voorstel (https://www.eumonitor.eu/9353000/1/j9vvik7m1c3gyxp/vm8nr4o253yq).

[117] Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties (2024), Toolkit energiearmoede (https://www.volkshuisvestingnederland.nl/onderwerpen/toolkit-programma-verduurzaming-gebouwde-omgeving/alle-toolkits/toolkit-energiebesparing/toolkit-energiearmoede).

[118] Als de kosten van de interventie lager zijn dan de baten, hebben huishoudens als geheel een voordeel. De verdeling over de huishoudens van het (eventuele) voordeel kan van tussen interventies verschillen.

Appendix

Appendix 1: Langetermijncontracten

Langetermijncontracten (LTC's) zijn de meest voorkomende handelsmethode in de internationale aardgas- en LNG-handel. Private kopers en verkopers onderhandelen enkele maanden (tussen de zes en twaalf) over de verschillende contractonderdelen. De identiteit, eigendommen, financiële positie, en concurrentiepositie op de binnenlandse en internationale energiemarkten van marktpartijen beïnvloeden de contractonderhandelingen. Dit resulteert uiteindelijk in een selectie van wederzijds aanvaardbare keuzes voor koper en verkoper.

Hoewel er geen standaard-LTC voor LNG is – elk contract is specifiek opgesteld tussen de koper en verkoper – is er een aantal onderdelen dat altijd terugkomt in een contract: contractduur, prijs, bestemmingsvrijheid, volume, leveringsproblematiek, kwaliteit en regulering. Terwijl contractduur, prijs en bestemmingsvrijheid een beperkt aantal contractopties hebben (zie Tabel A1), kunnen volume, leveringsproblematiek, kwaliteit en regulering vrijer worden ingevuld.[119]

Contractduur, prijs en bestemmingsvrijheid

De contractduur is traditioneel gekoppeld aan de aanzienlijke investeringen die nodig zijn om de financiering van nieuwe gas- en LNG-infrastructuur te ondersteunen. Het was dan ook niet uitzonderlijk dat LTC's een duur langer dan 20 of zelfs 30 jaar hadden. Hoewel de link tussen financiering en minimale contractduur grotendeels over de jaren is aangehouden, heeft de opkomst van nieuwe financieringsopties en de uitbreiding van spot-, korte- en middellange termijnmarkten de noodzaak van contracten van meer dan 10 jaar verkleind. Desalniettemin zijn aanzienlijke contracttermijnen de norm gebleven voor leveringen aan Azië. Dit in tegenstelling tot Europa, waar afnemers de voorkeur geven aan contracten met een kortere looptijd vanwege onder meer de huidige onzekerheid rond de afbouw van fossiele brandstoffen als een gevolg van de decarbonisatie richting *net-zero*.

Traditioneel gezien werd LNG geprijsd door indexering aan olie of andere mogelijke brandstoffen, maar over tijd zijn er meer prijsindexeringen beschikbaar gekomen. Tegenwoordig indexeert men in Europa LNG vaak aan de spotmarkt of een regionale marktindex; in 2022 gold dit voor 76% van de LNG-import.[120] Door de toegenomen diversiteit in prijsmechanismes wordt er ook intensiever gebruik gemaakt van *hedging tools* zoals *futures* en *swaps* om te beschermen tegen prijsvolatiliteit. Het specifieke prijsmechanisme dient vastgelegd te worden in een LTC, inclusief een marge om de kosten voor liquefactie, transport en regassificatie te dekken. Dit staat bekend als de 'TTF minus'-prijs. Ook de valuta en betalingsvoorwaarden worden vastgesteld in het contract.

Bij het transport van LNG is het de verwachting dat een lading van de exportterminal naar een vooraf bepaalde importterminal wordt vervoerd. Het is aan de betrokken partijen om te bepalen of de lading wordt verkocht volgens de voorwaarden van *free on board* (FOB) of dat deze aan de koper wordt geleverd *ex-schip* (DES), met verschillende commerciële implicaties in flexibiliteit. Daarnaast hebben kopers door de jaren heen steeds meer flexibiliteit omtrent de bestemming van de lading in hun contracten weten te bedingen, wat meer mogelijkheden biedt om in te spelen op marktomstandigheden en om ladingen om te leiden. Deze flexibiliteit stelt afnemers in staat om zich in te dekken tegen risico's die voortvloeien uit regionale marktdynamiek en regelgeving. Indien de prijzen in de oorspronkelijk beoogde markt niet aantrekkelijk zijn, biedt de vrijheid om de bestemming te wijzigen de mogelijkheid om de LNG-lading naar een rendabelere markt te vervoeren. Dit verhoogt niet alleen de flexibiliteit voor de koper, maar kan ook de winstgevendheid van de transactie aanzienlijk verbeteren.

[119] Ason, A. (2022), *International Gas Contracts, Oxford Institute for Energy Studies* (hoofdstuk 2*).*
[120] Sharples, J. (2023), *A Brave New World? LNG Contracts in the Context of Market Turbulence and an Uncertain Future, Oxford Institute for Energy Studies,* p.15.

Contractonderdeel	Beschrijving	Contractoptie	Beschrijving
Contractduur	• Duur van het contract tussen de koper en verkoper van LNG	4-20 jaar looptijd op basis van het contract	• Contracten met een duur van 10 tot 20 jaar, benodigd voor de verkoper voor het verkrijgen van FID voor nieuwe productiecapaciteit • Aziatische kopers hebben traditioneel de voorkeur voor 15-20 jaar durende contracten • Europese kopers hebben de voorkeur voor 10-12 jaar durende contracten, oa gedreven door de onzekerheid van duurzaamheidsambities
Prijsopbouw	• Prijsmechanisme dat is opgenomen in het contract tussen de koper en verkoper	Op basis van de regionale markt	• Prijs van LNG is geïndexeerd op basis van de TTF (Europa), de HH (VS), of JKM (Azië)
		Op basis van een type fossiele brandstof	• Prijs van LNG is geïndexeerd op basis van de gas of olie prijs
Bestemmingsvrijheid	• Vrijheid van de koper om de bestemming van het gekochte LNG te bepalen	Free on Board (FOB)	• Het risico wordt overgedragen aan de koper zodra de LNG op het schip geladen wordt en de koper heeft hierbij het recht op vrije bestemming
		Delivered Ex Ship (DES) of Delivered at Terminal (DAT)	• Het risico wordt overgedragen aan de koper als de LNG wordt afgeladen bij de afgesproken haven en de koper heeft hierbij geen bestemmingsvrijheid

Tabel A1: Onderdelen en opties voor LNG langetermijncontracten

Volume, leveringsproblematiek, kwaliteit en wet- en regelgeving

In aanvulling op bovenstaande overzicht (Tabel A1), moeten afnemer en producent ook nog overeenstemming vinden over volumes, leveringsvoorwaarden en kwaliteit. Bij volumeafspraken is het gebruikelijk dat er enige flexibiliteit wordt ingebouwd met betrekking tot de afnameverplichting (meestal maximaal 10%). Daarnaast wordt ook vaak een *take-or-pay* clausule toegevoegd, die de producent een garantie op afname biedt; indien de afnemer de afgesproken hoeveelheid LNG niet afneemt, heeft deze alsnog een betalingsverplichting. Deze verplichting kan een percentage zijn van het jaarlijkse contract volume, waarbij het percentage vaak hoger ligt bij nieuwe LNG-projecten met hoge investeringslasten. Afnemers met toegang tot alternatieve gasbronnen (eigen productie of import via pijpleiding) hebben historisch gezien een sterkere onderhandelingspositie om de *take-or-pay* clausule te versoepelen.

Leveringsproblematiek kan zich voordoen door operationele ongevallen of overmachtssituaties, zoals brand in de fabriek. De consequenties in zulke gevallen verschillen per contract, maar het is niet ongebruikelijk om een aansprakelijkheidslimiet te laten opnemen (bijvoorbeeld 50% van het afgesproken volume). In lijn met dergelijke bepalingen bevatten contracten vaak ook een “force majeure” clausule, waarin gespecificeerd wordt onder welke onvoorziene externe omstandigheden nakoming van het contract wordt belemmerd en of deze kunnen leiden tot het niet hoeven nakomen van de contractverplichtingen. De afgelopen drie jaar is er een opmerkelijke toename in force majeure meldingen door producenten en afnemers geweest.

De kwaliteitsstandaarden hebben voor LNG voornamelijk betrekking op de samenstelling van de gasmix (methaan, zwavel, ethaan) en de temperatuur bij levering. Als laatste speelt heersende wet- en regelgeving een fundamentele rol in het contract. Gezien LNG op de wereldmarkt verhandeld wordt, moeten partijen overeenkomen onder welke nationale wet- en regelgeving het contract valt. De keuze valt vaak op het Engelse of Amerikaanse rechtssysteem, vanwege de sterke precedentwerking die een grotere voorspelbaarheid biedt in het geval van juridische geschillen tussen de partijen.[121]

Contractaanpassingen na het tekenen van het contract

Omdat LTC’s een relatief lange periode beslaan, worden toekomstige contractaanpassingen ook vastgelegd. Deze hebben met name betrekking op marktveranderingen of de beëindiging van de overeenkomst. Marktveranderingen kunnen invloed hebben op de prijsstelling van LNG, daarom wordt in het contract een prijsherzieningsclausule opgenomen. Deze clausule beschrijft de voorwaarden waaronder een prijsherziening kan plaatsvinden, inclusief de triggers voor een herziening, het proces van herziening en de methodologie die gebruikt wordt om de nieuwe prijs vast te stellen. Naast prijsaanpassingen kunnen

[121] Ason, A. (2022), *International Gas Contracts, Oxford Institute for Energy Studies*, p.16.

marktveranderingen ook aanleiding geven tot de herziening van andere contractuele afspraken – deze onderhandelingsmogelijkheden worden eveneens vastgelegd in het contract.

Ook de voorwaarden voor volledige beëindiging van het contract worden vastgelegd. Hoewel contractbeëindiging meestal niet de voorkeur heeft vanwege mogelijke reputatieschade, kan het soms toch noodzakelijk zijn. Dit kan gaan om situaties zoals contractbreuk, insolventie, fraude, het niet leveren van LNG voor een bepaalde datum, of het niet voldoen aan bepaalde kwaliteitsstandaarden. Indien een partij overgaat tot contractbeëindiging, zijn er een aantal procedures die gevolgd moeten worden. Zo vereist dit kennisgeving van de beëindiging binnen een bepaalde termijn (bijvoorbeeld 90 dagen) en moet de reden voor beëindiging gedetailleerd worden omschreven.

De rol van duurzaamheid in LTC's

In de context van gascontracten is duurzaamheid een steeds belangrijker thema geworden – er worden nu ook LNG-ladingen met CO_2 compensatie afgeleverd.[122] Hoewel LNG levering die CO_2 neutraal is momenteel nog als controversieel kan worden beschouwd, is het aannemelijk dat door de significante volumes die vastgelegd worden in LTC's, CO_2-compensatie en -neutraliteit een grotere rol zullen spelen in toekomstige LNG-contractonderhandelingen.[123]

[122] Chevron (2022), c*hevron delivers first offset-paired LNG cargo (https://www.chevron.com/newsroom/2022/q3/chevron-delivers-first-offset-paired-lng-cargo#:~:text=San%20Ramon%2C%20California%2C%20September%2029,natural%20gas%20(LNG)%20cargo.).*
[123] Ason, A. (2022), *International Gas Contracts, Oxford Institute for Energy Studies,* p.17 (3.2 Response to decarbonization).

Appendix 2: Internationale vergelijking

Van oudsher werden er door Europese partijen relatief weinig LTC's voor LNG afgesloten, in tegenstelling tot Azië waarin dergelijke LTC's een veel groter aandeel in het aardgasaanbod hadden. Inmiddels is het gebruik van LTC's en het betrokken volume door Europese partijen aan het toenemen: in 2023 met ruim 30% ten opzichte van 2022.[124] In Tabel A2 is een overzicht opgenomen van Europese inkopers, portfoliospelers en downstream energieleveranciers, die recent een LTC voor LNG hebben afgesloten.

Koper	Hoofdkantoor	NL afnemers	Verkoper	Volume (in mpta)	Start	Eind	Duur (in jaren)	Type
Engie	Frankrijk	✓	Cheniere	1	2022	2042	20	FOB
Uniper	Duitsland	✓	Venture Global	0.8	2023	2038	15	FOB
Uniper	Duitsland	✓	Woodside	1	2023	2038	15	DES
SEFE	Duitsland	✓	Venture Global	4.25	2024	2044	20	FOB
Equinor	Noorwegen	✓	Energy	2	2026	2041	15	FOB
Engie	Frankrijk	✓	Next Decade	2	2026	2041	15	FOB
Shell	Verenigd Koninkrijk	✓	Qatar Energy	3.5	2026	2053	26	DES
Total Energies	Frankrijk	✓	Qatar Energy	3.5	2026	2054	27	DES
Engie	Frankrijk	✓	Sempra	1	2027	2042	15	FOB
RWE	Duitsland	✓	Sempra & Cheniere	2.5	2027	2042	15	FOB
EnBW	Duitsland	×	Venture Global	1	2026	2046	20	FOB
PGNiG	Polen	×	Sempra	1	2027	2047	20	FOB
EnBW	Duitsland	×	Venture Global	1	2028	2048	20	FOB

Tabel A2: Overzicht van Europese spelers die in 2022 langetermijncontracten voor LNG hebben afgesloten[125]

In hoeverre LNG-volumes worden afgesloten via LTC's verschilt per regio en kan beïnvloed worden door de historische beschikbaarheid van alternatieve energiebronnen en regionaal beleid. Om lessen te kunnen trekken van andere regio's op het gebied van potentieel beleid is het dan ook belangrijk om een compleet beeld te krijgen van de energiemix en context in deze regio's. De geselecteerde regio's betreffen Japan (van oudsher de grootste wereldwijde LNG-importeur), China (sinds 2023 als land de grootste wereldwijde LNG-importeur) en de EU met een focus op Duitsland (zie tabel A3 voor overzicht).

Gasmarkt per regio in 2022
In bcm

Regio	Aardgasconsumptie	Aardgasproductie	Pijpleiding-import	LNG-import	LNG-import vastgelegd in LTC's in 2022	Aandeel van wereld-wijde LNG import
EU-27[125]	358	42	235	130	Ca. 35%	24%
China[1] 25	369	222	63	93	Ca. 95%	17%
Japan	101	2		98	Ca. 105%	18%

Tabel A3: Overzicht van de gasmarkt per regio in 2022[126]

[124] IEA (2024), *Gas Market Report Q1-2024,* p.11, 14.
[125] Fox, T. (2023), *Has natural gas secured its place in the energy transition? NexantECA.*
[126] EU cijfers zijn excl. VK, CH, TR en NO. Voor deze landen zin de consumptie en LNG-import respectievelijk: UK: 72/25, CH: 3/-, TR: 51/15, NO: 4/-. China is excl. Hong Kong SAR. Voor alle data is waar mogelijk IEA (2023) *World*

De EU, met een focus op Duitsland

Historisch gezien was het logisch dat het aandeel LTC's in de EU lager was ten opzichte van andere regio's, aangezien de behoefte aan dergelijke contracten minder was toen de EU nog als *swing buyer* optrad. Bovendien kunnen marktpartijen terughoudend zijn om zich voor termijnen van 15 tot 20 jaar te binden aan LNG-contracten gezien de onzekerheid over de decarbonisatiepaden van de EU en de doelstelling om in 2050 netto nul uitstoot te bereiken.[127] Desondanks is van alle contacten uit 2023, 31% afgesloten door Europese partijen. In het licht van de *net zero* ambities is, als onderdeel van het Europese decarbonisatiepakket, 2049 vastgesteld als uiterste einddatum voor dergelijke LTC's.[128]

Duitsland, voorheen de grootste importeur van Russisch gas,[129] had bij aanvang van de gascrisis niet de benodigde infrastructuur (zoals LNG-terminals en interconnectoren) om over te schakelen op LNG als *baseload* en om de verandering in gasstromen – *reverse flows* – van West naar Oost op te vangen.[130] Na het wegvallen van Russisch pijpleidinggas is de Duitse overheid voor 100% en 99% aandeelhouder geworden van respectievelijk SEFE (voorheen Gazprom Germania GmbH) en Uniper.[131,132] Hoewel deze bedrijven LTC's hebben afgesloten, staat hun eigendomsstructuur los van deze contracten; ze blijven in essentie private entiteiten die commercieel handelen. Om LNG te importeren, maakt Duitsland gebruik van bestaande Europese importterminals (in Nederland en België) en heeft het de bouw van eigen LNG-terminals versneld, waarbij geldt dat na 2043 alleen nog maar klimaat neutrale (groene) waterstof gebruikt mogen worden.[133] Binnen de decarbonisatiepaden richting net-zero heeft de Duitse overheid bepaald dat LTC's met een looptijd tot na 2043 niet zijn toegestaan.[134] In december 2023 werd bekend dat SEFE een LTC heeft afgesloten met Equinor voor de levering van aardgas via pijpleiding en op termijn ook waterstof. Per jaar zal Equinor ca. 10 bcm aardgas leveren – dit is het equivalent van ongeveer eenderde van het jaarlijkse verbruik van de Duitse industrie. Dit contract is vastgelegd tot 2034, met een optie tot verlenging tot 2039. Naast aardgas omvat de overeenkomst een niet-bindende intentieverklaring waarin staat dat SEFE vanaf 2029 tot 2060 ook een langdurige afnemer van waterstof kan worden. Equinor speelt hiermee in op de vraag naar een langdurige en betrouwbare levering, met een realistische route naar grootschalige decarbonisatie. SEFE en Equinor verwachten dat de samenwerking in de toekomst zal bijdragen aan de succesvolle ontwikkeling van de waterstofmarkt en beide partijen kansen biedt op het gebied van productie, transport en opslag van waterstof in de toekomst. De geproduceerde waterstof is bedoeld om in de toekomst aan de Europese industrie geleverd te worden.[135] Aangezien SEFE ook actief is op de Nederlandse markt is de kans aanwezig dat dit contract ook wordt ingezet voor het klantenportfolio binnen Nederland.

Als verdere maatregel voor leveringszekerheid, heeft de Duitse overheid de regionale gashub, Trading Hub Europe (THE), een dochteronderneming van alle gaspijplijnexploitanten in Duitsland, tot april 2027 verplicht

---

Energy Outlook data gebruikt (ter aansluiting op de STEPS/APS scenario's), aangevuld door Energy Institute (2023) *Statistical Review of World Energy Data* voor import en productie.

[127] Losz, A., Cyong, K. & Joseph, I. (2023), *Beyond Spot vs. Long Term: Europe's LNG Contracting Options for an Uncertain Future, Center on Global Energy Policy at Columbia,* p.1.

[128] European Council (2023a), *Gas package: member states set their position on future gas and hydrogen market (https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/28/gas-package-member-states-set-their-position-on-future-gas-and-hydrogen-market/)*

[129] Corbeau, A. & Merz, A. (2023), *Understanding Germany's Gas Price Brake: Balancing Fast Relief and Complex Politics, Center on Global Energy Policy at Columbia*, p.1.

[130] Waldholz, R., Wehrmann, B. & Wettengel, J. (2023), *Ukraine war pushes Germany to build LNG terminals, Clean Energy Wire* (https://www.cleanenergywire.org/factsheets/liquefied-gas-does-lng-have-place-germanys-energy-future).

[131] SEFE (2024), *Corporate structure* (https://www.sefe-group.com/en/who-we-are/corporate-structure).

[132] Uniper (2024), *Shareholder structure* (https://www.uniper.energy/investors/share/shareholder-structure).

[133] Die Bundesregierung (2022), *LNG Acceleration Act, Securing national energy supplies* (https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/secure-gas-supply-2038906).

[134] Eckert, V. & Steitz, C. (2023), *Explainer: Where does Germany stand on gas supply? Reuters* (https://www.reuters.com/business/energy/where-does-germany-stand-gas-supply-2023-01-20/).

[135] Equinor (2023), *Equinor and Germany's SEFE enter long-term gas sales agreements and pursue large scale hydrogen supplies* (https://www.equinor.com/news/20231219-equinor-sefe-gas-sales-agreements-hydrogen-supplies).

om de gasopslag geleidelijk te vullen.[136] In een poging om de aardgasvraag te verminderen, heeft Duitsland in 2022 een steunpakket geïntroduceerd voor consumenten die zwaar getroffen zijn door hoge energieprijzen, waarbij het verbruik boven 80 procent van het niveau van het voorgaande jaar duurder werd gemaakt.[137]

EU Energy Platform

Voor 2022 was Europa *swing buyer*: als de prijzen voor LNG laag waren, importeerde Europa meer LNG en gebruikte minder steenkool (en andersom).[138] Europa had deze positie in de markt omdat het destijds (1) toegang had tot de flexibiliteit van Russisch aardgas, (2) potentieel had voor overschakeling van kolen naar gas in de energiesector, (3) een ruime capaciteit voor de omzetting van LNG naar aardgas (*regassification*) had, (4) beschikte over ruime gasopslagcapaciteit, (5) open, non-discriminatoire toegang tot de infrastructuur voor aardgas bood aan derden en (6) zeer liquide gasbeurzen had.[139] Door het wegvallen van het Russische aardgas heeft Europa een groter beroep op LNG moeten doen.

De Europese Commissie heeft het EU Energy Platform opgezet met als doel om marktpartijen de mogelijkheid te geven om gezamenlijk aardgas (zowel aardgas als LNG) in te kopen en afspraken te maken met internationale aanbieders van gas. Het platform speelt een belangrijke rol in het leggen van contacten met internationale aanbieders van aardgas en LNG. Lidstaten zijn hierbij verplicht om minstens 15% van de gasopslagvereiste uit te zetten via gezamenlijke tender. Het is vervolgens aan energiebedrijven om met aanbieders te onderhandelen en tot een inkoopbeslissing over te gaan. Het matchen van vraag en aanbod vindt plaats via het AggregateEU platform.

In 2023 hadden 150 bedrijven zich ingeschreven op het EU Energy Platform. Het is niet openbaar welke bedrijven meedoen en in welke Europese landen zij actief zijn.[140]

EU-landen hebben gezamenlijk afgesproken om hun gasopslagen te vullen tot minimaal 80% voor 1 november 2022. Vanaf 2023 zal het jaarlijkse doel 90% (voor 1 november) zijn – doelen die de afgelopen twee jaar op tijd en ruim gehaald werden. Daarnaast hebben de Lidstaten toegezegd om vrijwillig hun gasverbruik over de gehele EU met 15% te reduceren in de winters van 2022 en 2023 om afhankelijkheid van gas te verminderen. Ook hebben landen een limiet afgesproken voor gas-piekprijzen om de kleinverbruikers en de economie te beschermen – dit prijsplafond kan tot februari 2024 worden toegepast als gasprijzen exceptioneel hoog worden. Dit niveau is tot nog toe niet bereikt.

Om verdere afhankelijkheid van aardgas te verkleinen en de energietransitie te versnellen, heeft de EU strengere wetgeving afgesproken om de capaciteit van hernieuwbare energie te verdubbelen naar 42,5-45% in 2030 – bijna een verdubbeling van het huidige aandeel van hernieuwbare energie in de EU.

China

In 2022 werd ca. 24% van China's aardgasbehoefte gedekt door LNG-import[141], waarvan ongeveer 95% via LTC's is vastgelegd. In de jaren hiervoor was dit ca. 70%, maar door de vraagafname in 2022 (ca. 20%) kocht China in 2022 minder LNG-volumes in op de spotmarkt.[142] Diverse landen, waaronder Australië,

[136] BMWK (2022), *Gas Storage Act enters into force tomorrow - important contribution to security of supply https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/04/20220429-gas-storage-act-enters-into-force-tomorrow.html).*
[137] Corbeau, A. & Merz, A. (2023), *Understanding Germany's Gas Price Brake: Balancing Fast Relief and Complex Politics, Center on Global Energy Policy at Columbia* p.4 & 6.
[138] Van den Beukel, J. & van Geuns, L. (2023), *Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat, HCSS*, p.9.
[139] IEA (2023e), *Global Gas Security Review 2023,* p.16.
[140] EC (2023), *EU Energy Platform – Joint gas purchasing to increase energy security for Europe.*
[141] Zhang, Z., Nie, S. & Downs, E. (2023), *Inside China's 2023 Natural Gas Development Report, Center on Global Energy Policy at Columbia,* Table 2.
[142] Shell (2023), *Shell LNG Outlook 2023,* p.8.

Qatar, Maleisië, Rusland, Indonesië, Papua Nieuw-Guinea en de VS, leveren LNG aan China.[143] Tabel A2 illustreert dat China's binnenlandse productie het land minder afhankelijk maakt van LNG-import. Ook werd er in 2022 meer pijpleidinggas vanuit Rusland geïmporteerd, waardoor China minder afhankelijk van LNG was.[144] Desondanks wendt China zich snel tot kolen als goedkoper alternatief voor LNG, ondanks klimaatdoelstellingen.[145] Dit alternatief is beperkter voor Europa, waar veel kolenmijnen en -centrales het afgelopen decennium zijn gesloten.[146]

Naast de toegang tot deze alternatieve energiebronnen, hebben (staats)bedrijven in 2021 en 2022 veel nieuwe LTC's gesloten, goed voor 52 bcm LNG.[147] Dit is een aanzienlijke toename ten opzichte van de 67 bcm vastgelegd tot 2021. Hoewel China voorheen maar 11% van haar LNG-volumes uit de VS importeerde, komt van de nieuw getekende contracten ongeveer de helft van het volume uit de VS.

Chinese kopers vinden LTC's uit de Verenigde Staten om meerdere redenen aantrekkelijk. De meeste Amerikaanse LTC's zijn *free-on-board*, wat Chinese kopers meer handelsmogelijkheden en flexibiliteit ten aanzien van de bestemming geeft vergeleken met de *ex-ship* contracten die hun portfolio domineren. De HH-geïndexeerde LTC's bieden prijsdiversificatie voor de spotmarkt. Dat dit voordelig kan zijn bleek toen Aziatische spotprijzen in 2021 sterk stegen terwijl HH-prijzen stabiel bleven. Echter, er is geen garantie dat HH-prijzen op de lange termijn structureel lager zullen zijn, in 2020 was de HH-index juist duurder dan spot LNG. Desalniettemin lijken Chinese kopers te verwachten dat HH-indexatie een kostenvoordeel zal opleveren en speculeren ze hierop door deze LTC's met de VS af te sluiten. Lage kosten voor het vloeibaar maken van aardgas voor Amerikaanse aanbieders hebben mogelijk ook bijgedragen aan de lagere kosten van deze LTC's en hun aantrekkelijkheid voor Chinese kopers. Daarnaast beschikt de Verenigde Staten over het grootste aantal LNG-projecten dat bijna een definitieve investeringsbeslissing (FID) heeft bereikt. Door langetermijncontracten (LTC's) af te sluiten voor deze projecten, naast de reeds bestaande initiatieven, ondersteunen Chinese kopers de realisatie van de FID. Dit stelt hen vervolgens in staat om zich te verzekeren van LNG-volumes die op middellange termijn beschikbaar zullen zijn.

Daarnaast is de Chinese gasmarkt het afgelopen decennium een hervorming doorgegaan, waarbij de *upstream* sector gedeeltelijk is opengesteld, waardoor derden toegang hebben gekregen tot gaspijpleidingen en LNG-infrastructuur. Hoewel voorheen LTC's voornamelijk door staatsoliemaatschappijen werden afgesloten, is in 2021 en 2022 40% van het volume waarvoor LTC's zijn afgesloten door niet-staatsoliemaatschappijen ondertekend. Dit werd ondersteund door de versnelde bouw van LNG-terminals.[148] Daarnaast biedt de versnelde bouw alle marktpartijen meer flexibiliteit, onafhankelijk van hun eigenaarschap en de keuze om de bestemming van hun ladingen te wijzigen. Verder heeft China in haar veertiende vijfjarenplannen het ambitieuze doel gesteld om de gas- en LNG-opslagcapaciteit te verdubbelen voor 2025.[149]

Japan

In Japan wordt bijna 100% van de vraag naar aardgas gedekt door de import van LNG. Deze importvolumes zijn grotendeels vastgelegd in LTC's.[150] Dit LNG wordt voornamelijk geïmporteerd uit Australië, gevolgd door met name Maleisië, Qatar en Rusland. Japans afhankelijkheid van LNG-import is een direct gevolg van de beperkte binnenlandse productiecapaciteit en het feit dat het land, vanwege zijn geografische

[143] Corbeau, A. & Yan, S. (2022), *Implications of China's unprecedented LNG-contracting activity, Center on Global Energy Policy at Columbia.*
[144] Zhang, Z., Nie, S. & Downs, E. (2023), *Inside China's 2023 Natural Gas Development Report, Center on Global Energy Policy at Columbia,* Figure 1.
[145] IEA (2023b), *Gas Market Report Q1-2023,* p.34.
[146] European Commission (2023a), *EU coal regions in transition* (https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions-transition_en).
[147] IEEFA (2023c), *Global LNG Outlook 2023-27,* p.26.
[148] Corbeau, A. & Yan, S. (2022), *Implications of China's unprecedented LNG-contracting activity, Center on Global Energy Policy at Columbia,* p.10, 27.
[149] OGJ (2023), *IEA: Global natural gas, LNG storage capacity set to expand 10% in next 5 years (https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14298306/iea-global-natural-gas-lng-storage-capacity-set-to-expand-10-in-next-5-years).*
[150] Shell (2023), *Shell LNG Outlook 2023* p.12.

ligging, geen gas kan importeren via pijpleidingen. De opties voor alternatieve energiebronnen zijn eveneens beperkt, vooral nadat na de ramp in Fukushima alle kerncentrales werden gesloten.[151] Hierdoor is Japan sterk afhankelijk van LNG om in haar energievraag te voorzien. Japan importeert al LNG-volumes sinds 1969.[152] Destijds was de LNG-markt veel minder liquide en gebaseerd op LTC's tussen partijen. Het is dan ook logisch dat Japan, met zijn lange geschiedenis van LNG-import, nog steeds voornamelijk vertrouwt op LNG-import via LTC's.

Hoewel LTC's in Azië van oudsher weinig bestemmingsflexibiliteit hadden, zijn bestemmingsbeperkingen in FOB-contracten sinds 2017 door de Japan Fair Trade Commission niet langer toegestaan.[153] Voor DES contracten zijn bestemmingsbeperkingen nog steeds acceptabel, mits de verkoper elk verzoek tot omleiding redelijk en billijk overweegt.[154] Dit is een significante ontwikkeling voor Japan, aangezien het nationale gasdistributienetwerk gefragmenteerd is, wat betekent dat de leveringslocatie van LNG een aanzienlijke impact kan hebben op de beschikbaarheid van gas in het nationale netwerk.[155] Door meer flexibiliteit in LTC's te introduceren, kan LNG efficiënter worden gedistribueerd binnen het netwerk, afhankelijk van waar de vraag het hoogst is. Verder is Japan van plan om de samenwerking met andere Aziatische LNG-importeurs te versterken, met name op het gebied van inkoop. Dit omvat gezamenlijke inspanningen voor seizoensgebonden vraagfluctuaties en noodsituaties.[156] De Japanse overheid stimuleert dergelijke samenwerkingsverbanden, waarbij JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metals National Corporation) financiële ondersteuning kan bieden aan Japanse ondernemingen die deelnemen aan LNG-liquefactieprojecten waarbij ook aan andere landen wordt geleverd.[157]

Japans beperkte mogelijkheden voor grootschalige ondergrondse gasopslag en de tijdelijke aard van LNG-opslag noodzaken het land om alternatieve reserve- en buffermechanismen te ontwikkelen, steunend op de flexibiliteit binnen de LNG-waardeketen. Het Ministerie van Economie, Handel en Industrie (METI) heeft in 2022 het Strategic Buffer LNG (SBL) initiatief geïntroduceerd, waarbij private bedrijven met significante LNG-inkoopcapaciteit strategische reserves opbouwen. Deze bedrijven mogen LNG verkopen op lokale en internationale markten, maar bij een leveringsnoodgeval kunnen ze door de overheid worden opgedragen om aan Japanse nutsbedrijven te leveren, met compensatie voor eventuele verliezen door JOGMEC.

Japan benut verder publieke financiering om deel te nemen in buitenlandse LNG-projecten, met als doel gedeeltelijk eigenaarschap van gasvelden of liquefactieprojecten te verwerven. Dit strategische streven is gericht op het veiligstellen van toegang tot LNG-reserves.[158] Hierbij steunt JOGMEC Japanse ondernemingen met investeringen in gasveldontwikkeling en liquefactieprojecten.[159] Sinds 2022 kan JOGMEC, op verzoek van METI, LNG inkopen voor bedrijven die inkoopproblemen ervaren.[160] Dit gaat voornamelijk om situaties waarin private bedrijven moeilijkheden ondervinden bij de normale inkoop van LNG-volumes, waarna JOGMEC de inkoop – op verzoek van METI – namens de private bedrijven kan doen.[161] Financiële steun voor LNG-projecten en -aankopen wordt ook geboden door de staatsbedrijven Japan Bank for International Cooperation en Nippon Export and Investment Insurance (NEXI), bijvoorbeeld

[151] IEA (2022b), *Japan Natural Gas Security Policy* (https://www.iea.org/articles/japan-natural-gas-security-policy).
[152] JERA (2019), *50th Year Anniversary of LNG (liquefied natural gas) to Japan* (https://www.jera.co.jp/en/news/information/20191101_419).
[153] Rowley QC, J.W. (2019), *Destination Restrictions and Diversion Provisions in LNG Sale and Purchase Agreements, Global Arbitration Review,* p.225.
[154] Japan Fair Trade Commission (2017), *Survey on LNG Trades,* p.10-11.
[155] IEA (2022b), *Japan Natural Gas Security Policy* (https://www.iea.org/articles/japan-natural-gas-security-policy).
[156] LNG-PCC 2023 (2023), *LNG Strategy for the World,* p.23.
[157] METI (2020), *Japan's New International Resource Strategy for Enhancing LNG Security* (https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/special/article/detail_162.html).
[158] IEA (2023e), *Global Gas Security Review 2023,* p.71.
[159] METI (2020), *Japan's New International Resource Strategy for Enhancing LNG Security (https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/special/article/detail_162.html).*
[160] METI (2022), *Cabinet Decision on the Bill for Partial Revision of the Gas Business Act and the Act on Japan Organization for Metals and Energy Security* (https://www.meti.go.jp/english/press/2022/1014_003.html).
[161] Battersby, A. (2022), Japan's government to buy LNG if utilities hit hurdles, upstream *(https://www.upstreamonline.com/politics/japan-s-government-to-buy-lng-if-utilities-hit-hurdles/2-1-1335727).*

door leningen te verstrekken aan Japanse bedrijven voor aankopen bij hoge prijzen of aan internationale partijen voor nieuwe projecten, zoals het Freeport-project in de VS.[162]

Om de vraag naar aardgas te beperken, heeft METI de bevoegdheid om bepaalde grootverbruikers van gas te bevelen hun verbruik te reduceren wanneer de gasvoorziening krap is en een tekort de nationale economie en het dagelijks leven negatief zou beïnvloeden als de vraag niet wordt aangepast.[163]

[162] JBIC (2014), Project Financing for Freeport LNG Project in U.*S (https://www.jbic.go.jp/en/information/press/press-2014/1030-31716.html)*
[163] METI (2022), *Cabinet Decision on the Bill for Partial Revision of the Gas Business Act and the Act on Japan Organization for Metals and Energy Security (https://www.meti.go.jp/english/press/2022/1014_003.html).*

Referentielijst

ACER – CEER (2023), *ACER-CEER Annual Report Monitoring the Internal Gas Market in 2022 and 2023 – 2023 Market Monitoring Report*

ACER (2022), *Report on Gas Storage Regulation and Indicators*

ACER (2023), *Addressing congestion in North-West European gas markets – Special Report*

Algemene Rekenkamer (2022) *Focus op strategische voorraden*

Ason, A. (2022). *International Gas Contracts*, Oxford Institute for Energy Studies

Battersby, A. (2022), *Japan's government to buy LNG if utilities hit hurdles,* upstream, Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.upstreamonline.com/politics/japan-s-government-to-buy-lng-if-utilities-hit-hurdles/2-1-1335727

BBL Company (2023), *Increase BBL Company Implicit Allocation Reverse Flow capacity SUM '24,* Geraadpleegd op 12 februari 2024, van https://www.bblcompany.com/news/increase-bbl-company-implicit-allocation-reverse-flow-capacity-sum-24

Blijkens CBS (2023), *Gasverbruik Nederland in 2022 laagste in 50 jaar* (*https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2023/07/gasverbruik-nederland-in-2022-laagste-in-50-jaar#:~:text=Grote%20industri%C3%ABle%20bedrijven%20die%20normaal,industrie%20en%20de%20chemische%20industrie)*

BMWK (2022), *Gas Storage Act enters into force tomorrow - important contribution to security of supply,* Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/04/20220429-gas-storage-act-enters-into-force-tomorrow.html

Bruegel (2024), *European Natural Gas Imports*, Datasets, van https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports

BuZa (2023), *Nieuwe Commissievoorstellen en initiatieven van de lidstaten van de Europese Unie, Fiche: Aanbeveling energiearmoede*, Brief van de Minister van Buitenlandse Zaken

BZK (2024), *Toolkit energiearmoede,* Geraadpleegd op 9 februari 2024, van https://www.volkshuisvestingnederland.nl/onderwerpen/toolkit-programma-verduurzaming-gebouwde-omgeving/alle-toolkits/toolkit-energiebesparing/toolkit-energiearmoede

CBS (2023), *Gasverbruik Nederland in 2022 laagste in 50 jaar*, Geraadpleegd op 23 januari 2024, van https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2023/07/gasverbruik-nederland-in-2022-laagste-in-50-jaar

CBS (2024) *Gasverbruik Nederland opnieuw lager*

CBS (2024a) Natural gas balance sheet; supply and consumption

Centraal Planbureau (2023), *Centraal Economisch Plan 2023*

Chevron (2022), *chevron delivers first offset-paired LNG cargo,* Geraadpleegd op 15 januari 2024, van https://www.chevron.com/newsroom/2022/q3/chevron-delivers-first-offset-paired-lng-cargo

CIEP (2016), *Prospects for Sustainable Diversification of the EU's Gas Supply,* CIEP perspectives on EU gas market fundamentals – CIEP Paper 2016

Corbeau, A. & Merz, A. (2023), *Understanding Germany's Gas Price Brake: Balancing Fast Relief and Complex Politics*, Center on Global Energy Policy at Columbia

Corbeau, A. & Yan, S. (2022), *Implications of China's unprecedented LNG-contracting activity*, Center on Global Energy Policy at Columbia

Cutright, A. & Palti-Guzman, L. (2023), *Fragile Equilibrium: LNG Trade Dynamics and Market Risks, IEF & SynMax (https://www.ief.org/focus/ief-reports/fragile-equilibrium-lng-trade-dynamics-and-market-risks#charts).*

Daly, M. (2024), *What to Know About Biden's Move to Pause New LNG Export Terminals*, Time, Geraadpleegd op 1 februari 2024, van https://time.com/6589664/biden-lng-export-terminal-pause-what-to-know/

Die Bundesregiering (2022), *LNG Acceleration Act, Securing national energy supplies*, Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/secure-gas-supply-2038906

Eckert, V. & Steitz, C. (2023), *Explainer: Where does Germany stand on gas supply?*, Reuters, Geraadpleegd op 20 januari 2024, van https://www.reuters.com/business/energy/where-does-germany-stand-gas-supply-2023-01-20/

EIA (2017) *U.S. Liquefied natural gas exports have increased as new facilities come online, van* https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34032

Elliott, S. (2022), *Dutch LNG terminal at Eemshaven to reach full capacity by end-Nov or early Dec: Gasunie*, S&P Global Commodity Insights, Geraadpleegd op 8 februari 2024, van https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/090922-dutch-lng-terminal-at-eemshaven-to-reach-full-capacity-by-end-nov-or-early-dec-gasunie

Energie Nederland (2020), *Leveringszekerheid elektriciteitsvoorziening,* Overlegtafel Energievoorziening

Energy Institute (2023) *Statistical Review of World Energy Data*

Entsog (2023), *Winter Supply Outlook 2023-2024*

Equinor (2023), *Equinor and Germany's SEFE enter long-term gas sales agreements and pursue large scale hydrogen supplies*, Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.equinor.com/news/20231219-equinor-sefe-gas-sales-agreements-hydrogen-supplies

European Commission (2018), *Antitrust: Commission opens investigation into restrictions to the free flow of gas sold by Qatar Petroleum in Europe*, Geraadpleegd op 30 januari 2024, van https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_4239

European Commission (2019a), *2050 long-term strategy*, Geraadpleegd op 16 januari 2024, van https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en

European Commission (2019b), *Case M.9175 – Total / Chevron Denmark*, REGULATION (EC) No 139/2004 MERGER PROCEDURE, Article 6(1)(b) NON-OPPOSITION

European Commission (2022) *State Aid: Commission approves Dutch scheme to support the filling of the gas storage facility Bergermeer in context of Russia's invasion of Ukraine (*https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_4324*)*

European Commission (2023a), *EU coal regions in transition*, Geraadpleegd op 5 februari 2024, van https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions-transition_en

European Commission (2023b), *Liquified natural gas*, Geraadpleegd op 30 januari 2024, van https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#

European Commission (2023c), *REPowerEU,* Geraadpleegd op 16 januari 2024, van https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_enEuropean Council (2023a), *Gas package: member states set their position on future gas and hydrogen market*, Geraadpleegd op 16 januari 2024, van https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/28/gas-package-member-states-set-their-position-on-future-gas-and-hydrogen-market/

European Council (2023b), *Infographic - Liquefied natural gas infrastructure in the EU*, Geraadpleegd op 12 februari 2024, van https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/lng-infrastructure-in-the-eu/

Eurostat (2023), *Supply, transformation and consumption of gas,* Dataset

EZK (2021), *Antwoorden op Kamervragen over hoge aardgasprijzen en leveringszekerheid*, Rijksoverheid

EZK (2023), *Update gasleveringszekerheid*

Fox, T. (2023), *Has natural gas secured its place in the energy transition?*, LNG2023 Final Paper, NexantECA

Fulwood, M. (2023), *A New Global Gas Order? (Part 1): The Outlook to 2030 after the Energy Crisis,* Oxford Institute of Energy

Gasunie Transport Services (2023a), *Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024*, Brief aan de Staatssecretaris Mijnbouw

Gasunie Transport Services (2023b), *Analyse stand van zaken op de gasmarkt en leveringszekerheid in het volgende gasjaar*, Brief aan de Minister voor Klimaat en Energie en de Staatssecretaris Mijnbouw

Gaswet (2024), *Artikel 18h*.

GTS (2024), *Benodigde capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25*, p2.

Gate terminal (2024), *Capaciteit*, Geraadpleegd op 9 februari 2024, van https://www.gateterminal.com/commercial/capaciteit/

GIE (2022), *GIE LNG Map*

Rowley QC, J.W. (2019), *Destination Restrictions and Diversion Provisions in LNG Sale and Purchase Agreements,* Global Arbitration Review, Third edition

Hall, M. (2021), *Dutch Gas Production from the Small Fields: Why extending their life contributes to the energy transition*, Oxford Institute for Energy Studies

Hua, S. (2022) *China Is Rerouting U.S. Liquefied Natural Gas to Europe at a Big Profit, WSJ*, Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.wsj.com/articles/china-is-rerouting-u-s-liquefied-natural-gas-to-europe-at-a-big-profit-11664772384

IEA (2019), *IEA releases new edition of global historical data series for all fuels, all sectors and energy balances,* Geraadopleegd op 2 februari 2024, van https://www.iea.org/commentaries/iea-releases-new-edition-of-global-historical-data-series-for-all-fuels-all-sectors-and-energy-balances

IEA (2020) *LNG trade and liquefaction utilization rate, 2015 – 2025 (https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lng-trade-and-liquefaction-utilisation-rate-2015-2025)*

IEA (2022a), Gas Market Report Q4-2022

IEA (2022b), *Japan Natural Gas Security Policy*, Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.iea.org/articles/japan-natural-gas-security-policy

IEA (2023) *World Energy Outlook 2023, p. 152 (*https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf)

IEA (2023a), *Baseline European Union gas demand and supply in 2023*

IEA (2023b), *Gas Market Report Q1-2023*

IEA (2023c), *Gas Market Report Q4-2023*

IEA (2023d), *Global Energy and Climate Model, Documentation – 2023*

IEA (2023e), *Global Gas Security Review 2023*

IEA (2023f), *How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023*

IEA (2023g), *Medium-Term Gas Report 2023*

IEA (2023h) Liquification capacity and utilization (*https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lng-liquefaction-capacity-and-utilisation-2013-2023)*

IEA (2024), *Gas Market Report Q1-2024*

IEEFA (2022), *LNG in Pakistan is not cheap, reliable, or clean, Fact Sheet (https://ieefa.org/articles/pakistans-dependence-imported-lng-exacerbates-energy-insecurity-and-financial-instability).*

IEEFA (2023a), *Europe's LNG capacity buildout outpaces demand,* Geraadpleegd op 15 januari 2024, van https://ieefa.org/articles/europes-lng-capacity-buildout-outpaces-demand#

IEEFA (2023b), *European LNG Tracker,* Geraadpleegd op 2 februari 2024, van https://ieefa.org/europe-lng-tracker

IEEFA (2023c), *Global LNG Outlook 2023-27*

Cutright, A. & Palti-Guzman, L. (2023), *Fragile Equilibrium: LNG Trade Dynamics and Market Risks,* IEF & SynMax

IHS Markit (2018), *The swing in Dutch gas: From autonomy to full dependence, The role of long-term contracts*

Incorrys (2022) *Liquification capacity by country*

Japan Fair Trade Commission (2017), *Survey on LNG Trades,* Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.jftc.go.jp/en/pressreleases/yearly-2017/June/170628_files/170628-1.pdf

JBIC (2014), *Project Financing for Freeport LNG Project in U.S.,* Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.jbic.go.jp/en/information/press/press-2014/1030-31716.html

JERA (2019), *50th Year Anniversary of LNG (liquefied natural gas) to Japan*, Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.jbic.go.jp/en/information/press/press-2014/1030-31716.html

Kenniscentrum Europa Decentraal (2024) *Criteria Staatssteun*

LNG-PCC 2023 (2023), *LNG Strategy for the World*

Losz, A., Cyong, K. & Joseph, I. (2023), *Beyond Spot vs. Long Term: Europe's LNG Contracting Options for an Uncertain Future,* Center on Global Energy Policy at Columbia

METI (2020), *Japan's New International Resource Strategy for Enhancing LNG Security,* Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/special/article/detail_162.html

METI (2022), *Cabinet Decision on the Bill for Partial Revision of the Gas Business Act and the Act on Japan Organization for Metals and Energy Security,* Geraadpleegd op 7 februari 2024, van https://www.meti.go.jp/english/press/2022/1014_003.html

Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties (2024), Toolkit energiearmoede (https://www.volkshuisvestingnederland.nl/onderwerpen/toolkit-programma-verduurzaming-gebouwde-omgeving/alle-toolkits/toolkit-energiebesparing/toolkit-energiearmoede).

Ministerie van Buitenlandse Zaken (2023), *Nieuwe Commissievoorstellen en initiatieven van de lidstaten van de Europese Unie*

Motie van het lid Erkens, *Voorzienings- en leveringszekerheid energie*, 20 december 2022

Mulder, M. & Zwart, G. (2006), *Market failures and government policies in gas markets,* CPB Memorandum

NEA (2022), *Verplichtingen Energie voor Vervoer 2022-2030,* Geraadpleegd op 9 februari 2024, van https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/verplichtingen#

Netbeheer Nederland (2023), *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*

Nederlandse aardolie maatschappij (2023) NAM dient Winningsplan Norg in

NLOG (2019), *Instemmingsbesluit winningsplan Diever*.

OECD (2022), *Market definition in the Gas Sector*

OGJ (2023), *IEA: Global natural gas, LNG storage capacity set to expand 10% in next 5 years*, Geraadpleegd op 1 februari 2024, van https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14298306/iea-global-natural-gas-lng-storage-capacity-set-to-expand-10-in-next-5-years

Oxera (2022), *The European gas market – Report prepared for ICE*

PBL (2022), *Klimaat- en Energieverkenning 2022*

PwC (2014), *The progression of an LNG project,* Geraadpleegd op 1 februari 2024, van https://www.pwc.com/gx/en/mining/publications/assets/pwc-lng-progression-canada.pdf

Reynolds, S. & Jaller-Makarewicz, A.M. (2024), *The U.S. pause on LNG export permits does not threaten energy security in Europe and Asia,* IEEFA, Geraadpleegd op 9 februari 2024, van https://ieefa.org/resources/us-pause-lng-export-permits-does-not-threaten-energy-security-europe-and-asia

Reuters (2023) *Germany builds up LNG import terminals*

Rijksoverheid (2022), *Kabinet draagt maximaal 50 miljoen euro bij aan privaat energienoodfonds voor kwetsbare huishoudens,* Geraadpleegd op 9 februari 2024, van https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2022/11/28/kabinet-draagt-maximaal-50-miljoen-euro-bij-aan-privaat-energienoodfonds-voor-kwetsbare-huishoudens

EZK (2023), *Kamerbrief met appreciatie onderzoek Strategy& over publieke belangen*

SEFE (2024), *Corporate structure*, Geraadpleegd op 8 februari 2024, van https://www.sefe-group.com/en/who-we-are/corporate-structure

Sharples, J. (2023), *A Brave New World? LNG Contracts in the Context of Market Turbulence and an Uncertain Future, Oxford Institute for Energy Studies*

Shell (2023), *Shell LNG outlook 2023*

Snam, IGU & Rystad Energy (2023), *Global Gas Report 2023*

Staatscourant van het Koninkrijk der Nederlanden (2023a), *Besluit ontheffing op grond van artikel 18h Gaswet Gate Terminal B.V., Ministerie van Economische Zaken en Klimaat*

Staatscourant van het Koninkrijk der Nederlanden (2023b), *Ontheffingverlening aan EemsEnergy Terminal voor LNG-installatie, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat*

Staatssecretaris van Economische Zaken en Klimaat *(2024) Kamerstuk: Advies GTS raming gasjaar 2024-2025*

Statista (2023a), *Countries with largest liquefied natural gas (LNG) export capacity in operation worldwide as of October 2023*, Geraadpleegd op 15 januari, van https://www.statista.com/statistics/1262074/global-lng-export-capacity-by-country/

Statista (2023b), *Liquefied natural gas import market share worldwide in 2022, by country/territory*, Geraadpleegd op 12 februari 2024, van https://www.statista.com/statistics/1262074/global-lng-export-capacity-by-country/

Statista (2023c), *Natural gas in Europe*

Stemler, D. (2023), *Total, MET Claim Capacity at Germany's Lubmin FSRU, Energy Intelligence*

Stephenson Harwoord (2019), *LNG Contracts: Avoiding the traps of competition law*

Steuer, C. (2019), *Conditions Essential to Reaching FID on an LNG Project*, Oxford Institute for Energy Studies

Stern & Koyama (2016) *Looking back at history: the early development of LNG supplies and markets*,

Strategy& (2023), *Onderzoek publieke belangen Nederlandse energievoorziening*

S&P Global (2024) *Most likely no Russian gas transit via Ukraine from 2025 (https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/110923-most-likely-no-russian-gas-transit-via-ukraine-from-2025-industry-chief*

The Oxford institute for energy studies *(2023) A brave new world?*

The White House (2024), *Statement from President Joe Biden on Decision to Pause Pending Approvals of Liquefied Natural Gas Exports*

Tweede Kamer *(2023) Debat over de Klimaatnota 2023 en de klimaat- en energieverkenning (https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/plenaire_verslagen/kamer_in_het_kort/debat-over-de-klimaatnota-2023-en-de-klimaat-en).*

Tweede Kamer (2024) Gewijzigde motie lid Erkens 32813-1326 dd. 16 januari 2024 (https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/moties/detail?id=2024Z00308&did=2024D00820).

UK Department for Energy Security & Net Zero (2023) *Supply of Liquefied Natural Gas in the UK*

Uniper (2024), *Shareholder structure*

Van den Beukel, J. & van Geuns, L.. (2023). *Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat, HCSS*

Vijlbrief, J.A. (2023), *Kamerbrief over reactie op motie over in Nederland gewonnen gas*

Waldholz, R., Wehrmann, B. & Wettengel, J. (2023), *Ukraine war pushes Germany to build LNG terminals, Clean Energy Wire*

Zhang, Nie & Downs (2023), *Inside China's 2023 Natural Gas Development Report, Center on Global Energy Policy at Columbia*

Geïnterviewde organisaties

Autoriteit Consument & Markt (ACM)

het Clingendael International Energy Programme (CIEP)

N.V. Nederlandse Gasunie

Technische Universiteit Delft

De Mijnraad

Energie Beheer Nederland

Gate Terminal

Equinor

Uniper

The Hague Centre for Strategic Studies (HCSS)

Shell plc

KYOS Energy Consulting BV

Gasunie Transport Services

International Energy Agency (IEA)

NexantECA

Independent Commodity Intelligence Services

Europese Commissie

Over dit rapport

Onze Reikwijdte

Dit rapport heeft als doel om een bijdrage te leveren aan de maatschappelijke discussie in hoeverre de Nederlandse markt bediend wordt met langetermijncontracten, of het wenselijk is dat dit aandeel wordt vergroot en wat de mogelijkheden zijn om dit te bewerkstelligen.

Dit onderzoek richt zich primair op de marktordeningsaspecten die direct gerelateerd zijn aan de liberalisering van de gas- en elektriciteitssector. Marktordening wordt in dit onderzoek gedefinieerd in nauwe zin en verwijst naar de introductie van concurrentie en keuzevrijheid (*liberalisering*), de voorschriften ten aanzien van scheiding van delen van de waardeketen (*structuur*), en keuzes voor private versus publieke uitvoering (*eigendom*). Evaluatie van klimaatbeleid is geen onderdeel van de reikwijdte van dit onderzoek.

In het rapport worden marktordeningskeuzes van Nederland vergeleken met andere landen. Hierbij is met name, maar niet uitsluitend, gekeken naar Duitsland, China, en Japan.

De doorlooptijd van het onderzoek was ca. 10 weken. Het onderzoek heeft zich daarom gefocust op de belangrijkste inzichten en het geven van een doorkijk naar mogelijke beleidsalternatieven. Dit rapport kan dan ook niet gezien worden als een allesomvattend overzicht.

Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie

Deze stukken zijn bijvoorbeeld uitgegeven door Europese instanties (de Europese Commissie, ACER), Nederlandse beleidsmakers en toezichthouders (Ministeries, ACM) en kennisinstanties op nationaal en internationaal niveau (IEA). Voor dit rapport zijn interviews afgenomen met verschillende organisaties om een breed scala aan perspectieven te verkrijgen. De geïnterviewde organisaties zijn: de Autoriteit Consument & Markt (ACM), het Clingendael International Energy Programme (CIEP), N.V. Nederlandse Gasunie, Technische Universiteit Delft, de Mijnraad, Energie Beheer Nederland, Gate Terminal, Equinor, Uniper, The Hague Centre for Strategic Studies (HCSS), Shell plc, KYOS Energy Consulting BV, Gasunie Transport Services, International Energy Agency (IEA), NexantECA, Independent Commodity Intelligence Services, en de Europese Commissie.

Ons bronnenonderzoek is beëindigd op 14 maart 2024. Wij hebben op de verkregen informatie en inzichten uit de interviews geen kwaliteitscontrole, of andere activiteiten uitgevoerd die het karakter dragen van een *due diligence*.

Contactgegevens

Prof. dr. Gülbahar Tezel
Partner
Email: gulbahar.tezel@pwc.com

Robert Hensgens
Director
Email: robert.hensgens@pwc.com

Christian Swager
Manager
Email: christian.swager@pwc.com

Annabel Groen
Associate
Email: annabel.groen@pwc.com

Cathelijne Pallandt
Associate
Email: cathelijne.pallandt@pwc.com

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.
Thomas R. Malthusstraat 5
1066 JR Amsterdam
Postbus 9616, 1006 GC Amsterdam
T: +31 (0) 88 792 00 20

www.strategyand.pwc.com

strategyand.pwc.com
© 2023 PwC. All rights reserved. PwC refers to the PwC network and/or one or more of its member firms, each of which is a separate legal entity. Please see www.pwc.com/structure for further details. Mentions of Strategy& refer to the global team of practical strategists that is integrated within the PwC network of firms. For more about Strategy&, see www.strategyand.pwc.com. No reproduction is permitted in whole or part without written permission of PwC. Disclaimer: This content is for general purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.