



The Hague Centre
for Strategic Studies

Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat

Jilles van den Beukel en Lucia van Geuns
Juli 2023



Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat

Auteurs: Jilles van den Beukel en Lucia van Geuns

Juli 2023

Cover foto: Neptune Energy, Netherlands K12b

Deze rapportage is het resultaat van onafhankelijk onderzoek. De verantwoordelijkheid voor de inhoud ligt volledig bij de auteurs. Het onderzoek is gedaan in opdracht van EBN.

© *The Hague Centre for Strategic Studies* behoudt zich alle rechten voor. Geen enkel onderdeel van dit rapport mag gereproduceerd of gepubliceerd worden in welke vorm dan ook, in print, microfilm, fotografie, of op enig andere manier zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van HCSS. De rechten van de foto's zijn voorbehouden aan de auteurs.

HCSS
Lange Voorhout 1
2514 EA The Hague

Follow us on social media:
@hcssnl

The Hague Centre for Strategic Studies
Email: info@hcss.nl
Website: www.hcss.nl

Samenvatting

In deze studie worden twee mogelijke toekomstscenario's voor de Nederlandse gasproductie besproken:

1. Het basis scenario: Dit scenario houdt geen rekening met mogelijke verbeteringen in het investeringsklimaat en volgt de trend van de afgelopen 10 jaar, waarin de productie uit kleine velden snel is afgenomen. In dit scenario wordt het resterende geologisch potentieel niet benut.
2. Het stimulerings scenario: Dit scenario gaat uit van een aanzienlijke verbetering van het investeringsklimaat, met name door snellere en beter voorspelbare procedures, zoals geambeeerd in het Versnellingsplan Gaswinning Noordzee. Hierbij wordt een deel van het offshore geologisch potentieel benut. Het betreft de HCSS inschatting van wat er realistischerwijs nu nog van het totale offshore geologisch potentieel kan worden gerealiseerd.

Voor het stimulerings scenario wordt geschat dat er in 2040 ongeveer 60 miljard kubieke meter (bcm) extra gas wordt geproduceerd in vergelijking met het basis scenario.

De geschatte extra gasopbrengsten bedragen tussen de 6 en 12 miljard euro. Vanwege de grote onzekerheid in toekomstige gasprijzen en ontwikkelingskosten moet dit als een ruwe schatting worden beschouwd.

De 60 bcm extra gas die Nederland produceert tot 2040 in het stimulerings scenario leidt tot een vermindering van de CO₂-equivalent uitstoot van ongeveer 40-60 megaton ten opzichte van het basis scenario, waarin dit gas als vloeibaar gas (LNG) geïmporteerd zou worden.

De impact van de Nederlandse gasproductie op de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas is complex. Nederland maakt deel uit van de Europese gasmarkt, waar prijzen worden bepaald door vraag en aanbod op Europees niveau. De wereldwijde markt voor LNG is hierbij een belangrijke factor. Zolang de aanvoer van gas uit Noorwegen naar Noordwest-Europa functioneert, is betaalbaarheid de belangrijkste uitdaging, veel meer dan leveringszekerheid. De invloed van de toekomstige Nederlandse gasproductie op de Europese gasprijs is beperkt. De gezamenlijke Europese gasproductie, inclusief de Nederlandse productie, heeft echter wel een grote invloed. Noors gas was in 2022 voor Europa essentieel. Hoe lager de Europese gasproductie, des te groter de invloed van LNG-producenten op de gasprijs, vooral in tijden van schaarste wanneer Europese afnemers weinig langetermijncontracten hebben afgesloten.

Het resterende geologische potentieel is een constante factor, maar het potentieel dat nog benut kan worden, neemt geleidelijk af. Door het suboptimale investeringsklimaat van de afgelopen 10 jaar is al een deel van dit potentieel verloren gegaan. Zonder een snelle verbetering van de omstandigheden is het realistisch om aan te nemen dat offshore productie tegen 2030 grotendeels zal verdwijnen als de beperkte productie de operationele kosten van infrastructuur niet langer kan dekken.

1. Inleiding

In 2022 stond Nederland voor grote uitdagingen op het gebied van de betaalbaarheid en leveringszekerheid van energie, een kwestie die sinds de oliecrises in de jaren 70 niet meer zo'n belangrijke rol had gespeeld.

Deze studie onderzoekt de impact van de Nederlandse aardgasproductie in het algemeen, en meer specifiek ook die van het recente Versnellingsplan Gaswinning Noordzee (Ministerie EZK, 2022a), op leveringszekerheid, betaalbaarheid en klimaat. Hierbij worden ook de internationale ontwikkelingen op het gebied van geopolitiek en gasmarkten in beschouwing genomen.

De studie beschouwt zowel het internationale als het nationale speelveld:

- **Het internationale speelveld:** Hierin wordt eerst een beschrijving gegeven van de Europese gasmarkt en de wereldwijde vloeibaar gas (LNG) markt. Vervolgens wordt ingegaan op de recente gascrisis en de gevolgen daarvan voor gasmarkten en gasproducenten. Ook worden mogelijke ontwikkelingen op toekomstige gasmarkten geschetst in een wereld waarin de energietransitie voortgaat en de *license to operate* om gas te produceren steeds wankeler wordt. Nederland en de EU hebben te maken gehad met grote gas-gerelateerde ontwikkelingen, zoals de opkomst van schaliegas en LNG, het wegvallen van Russische gasexport naar Europa en de beperkte toekomst van gas in het licht van de energietransitie.
- **Het nationale speelveld:** Hierin ligt de focus op het geologisch potentieel voor toekomstige Nederlandse gasproductie, evenals de factoren die bepalen in hoeverre dit potentieel kan worden gerealiseerd. Er wordt een schatting gemaakt van de toekomstige Nederlandse gasproductie voor het Versnellingsplan Gaswinning Noordzee. Dit potentieel wordt vergeleken met de toekomstige Nederlandse gasconsumptie. Aangezien Nederland deel uitmaakt van de Europese gasmarkt, is het vergelijken van deze cijfers op Europees niveau daarbij ook relevant. Europa is sterk afhankelijk geworden van gasimport (vooral LNG), en dit zal zo blijven. Elke extra kubieke meter lokaal geproduceerd gas vermindert het prijszettingsvermogen van LNG-leveranciers.

Het voorspellen van gasprijzen, en energieprijzen in het algemeen, is moeilijk vanwege de grote invloed van politieke keuzes en de aanzienlijke impact van kleine schommelingen in vraag en aanbod op de prijzen. Een goed begrip van de werking van gasmarkten en de internationale gasindustrie kan echter helpen. Daarnaast is het mogelijk om verschillende scenario's te schetsen. De uitdaging ligt in het voorbereid zijn op verschillende scenario's, waarbij zowel het klimaat als de leveringszekerheid en betaalbaarheid, de drie elementen van het energie trilemma, voldoende worden meegenomen.

2. Het internationale speelveld

De Europese gasmarkt

Met het vrije verkeer van goederen (en grondstoffen) binnen de Europese Unie en een goed ontwikkelde pijpleidinginfrastructuur over de meeste Europese landsgrenzen, is er in feite één Europese gasmarkt. Het functioneren van deze markt wordt echter belemmerd door het beperkte aantal aanbieders.¹ De gasprijzen in Europa worden normaal gesproken bepaald door vraag en aanbod op Europees niveau.² Daarom begint deze studie over de toekomstige Nederlandse gasproductie en de gevolgen daarvan voor de betaalbaarheid en de leveringszekerheid van gas in Nederland met een beschrijving van het internationale speelveld, met name de Europese gasmarkt.

Gas verschilt fundamenteel van olie, waar de prijs wordt bepaald door vraag en aanbod op wereldwijd niveau, als gevolg van de grote hoeveelheid olietankers en de lage kosten voor het vervoer van olie over intercontinentale afstanden. De transportcapaciteit en -kosten hebben een grote invloed op gasmarkten, veel meer dan op oliemarkten.

De grootste virtuele handelsplaats voor gas in Europa is de Nederlandse TTF (Title Transfer Facility). Hier wordt ongeveer twee keer zoveel gas verhandeld als op alle andere gashandelsplaatsen in de EU samen, en daarmee zijn de TTF-prijzen (zowel voor de korte termijn als voor enkele maanden of jaren vooruit) maatgevend voor Europa (Gasunie, 2023).

Binnen Europa heeft er tussen 2000 en 2020 een geleidelijke verandering plaatsgevonden in de manier waarop het meeste gas wordt aangekocht (HCSS, 2021). Het is verschoven van langetermijncontracten, die gekoppeld waren aan de olieprijs en een looptijd hadden van bijvoorbeeld 20 jaar, naar aankopen op voornamelijk de TTF voor een termijn van enkele maanden tot 1-3 jaar vooruit.³ Dit is in tegenstelling tot Azië, waar het merendeel van het gas nog steeds wordt aangekocht via langetermijncontracten (naast olie-geïndexeerd vaak ook gekoppeld aan de Amerikaanse gasprijs (Columbia Global Center for Energy Policy, 2023)). Zelfs in gevallen waar Duitse contracten nog steeds langetermijncontracten waren qua volume, waren de prijscondities steeds meer gebaseerd op de korte termijn TTF-prijzen (Energeia, 2021).

Aan de aanbodzijde van de Europese gasmarkt is er een mix van pijpleidingtransport en LNG-import per tanker.⁴ Voor de EU27 is de eigen gasproductie inmiddels gedaald tot ongeveer 10% van het eigen verbruik, waarbij vooral de aanvoer per pijpleiding uit het Verenigd Koninkrijk en

¹ Zie voor een meer uitgebreide beschouwing van de Europese gasmarkt bij voorbeeld Bijlage 1 in het 2022 Mijnraad advies aangaande leveringszekerheid.

² Tijdens de 2022 gascrisis was dit niet altijd het geval en lag bij voorbeeld de Britse NBP gasprijs geruime tijd substantieel onder de TTF-gasprijs, als gevolg van de ruime Britse LNG importcapaciteit en de beperkte pijpleidingcapaciteit tussen Engeland en continentaal Europa.

³ Nederland was voorloper in deze ontwikkeling, zoals beschreven in de 2018 studie van IHS Markit: The swing in Dutch gas: from autonomy to full dependence.

⁴ Voor een overzicht van Europese gasimport zie bv de Bruegel European Natural gas Imports Site (Bruegel, 2023).

Noorwegen van belang is binnen Europa. Buiten Europa is er de aanvoer per pijpleiding uit Rusland (die grotendeels is weggevallen in 2022), Algerije en Azerbeidzjan.

Daarnaast is er de aanvoer van LNG. De LNG-markt is een wereldwijde markt die nu ongeveer 12% van het wereldwijde gasverbruik (en de productie) omvat. Dit aandeel is de afgelopen twintig jaar geleidelijk gegroeid, maar LNG voorziet nog steeds slechts in een beperkt deel van de wereldwijde gasbehoefte. LNG is gas dat vloeibaar is gemaakt en heeft een relatief hoge kostprijs. De kosten van het vloeibaar maken en het transport zijn vaak hoger dan die van de gasproductie zelf. De toenemende rol van LNG heeft er echter wel toe geleid dat de spotprijzen voor gas in Europa en Azië dicht bij elkaar zijn gekomen. Hoewel het niet zeker is, lijkt het waarschijnlijk dat deze ontwikkeling structureel is.

In de Europese Unie (EU27) wordt nog steeds veel gas verbruikt maar slechts weinig meer geproduceerd. De prijs die daadwerkelijk wordt betaald ligt relatief dicht bij de korte termijn spotprijs, zelfs wanneer volumes voor de lange termijn worden vastgelegd. Dit in tegenstelling tot Azië, waar gas op lange termijn wordt ingekocht tegen prijzen die geïndexeerd zijn aan olie of de Henry Hub-prijs (de Amerikaanse gasprijs). De Verenigde Staten hebben zich dankzij de opkomst van goedkoop schaliegas zelfvoorzienend gemaakt (zie Figuur 1), wat heeft geleid tot een blijvend lage Amerikaanse gasprijs die losstaat van de Europese en Aziatische gasprijzen.

De EU27 en de VS hebben dus op het gebied van aardgas verschillende paden gekozen. De VS hebben hun eigen schaliegasproductie, die tegen relatief lage kosten kan worden geproduceerd, wat resulteert in een blijvend lage Amerikaanse gasprijs die ontkoppeld is van de Europese en Aziatische gasprijzen.⁵

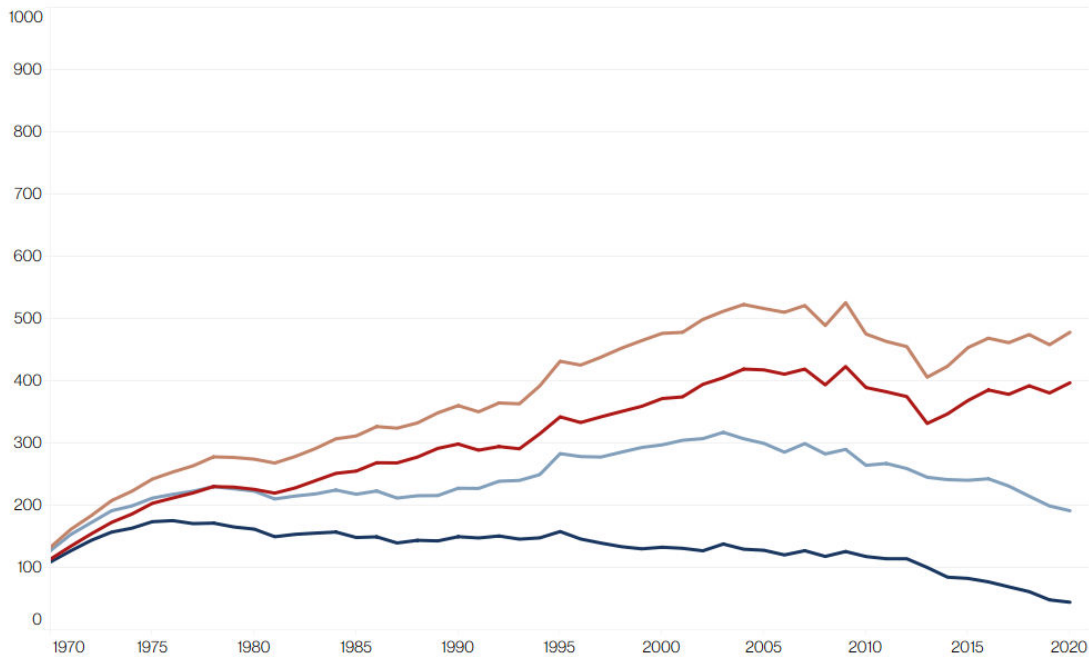
Voor Europa speelde Russisch gas tot 2022 een grote rol (het aandeel van Russisch gas in de EU27 was gestegen tot boven de 40%) en momenteel is er een grote en groeiende rol voor LNG. LNG biedt een zekere mate van leveringszekerheid, maar dat heeft wel een prijs. Daarbij is men afhankelijk van de bereidheid van partijen met langetermijncontracten om aan Europa door te verkopen.

⁵ Een ontkoppeling die waarschijnlijk blijvend is. In een wereld zonder energietransitie zou het denkbaar zijn dat er komende decennia zoveel nieuwe LNG fabrieken in de VS gebouwd zouden worden dat deze ontkoppeling zou verdwijnen. Die toekomst heeft gas simpelweg niet meer. Zie voor een meer uitgebreide discussie: Energiea, 2023a.

Gasproductie en -consumptie in EU27

In bcm, miljard kuub, per jaar (1970-2021)

■ EU27 consumptie ■ EU27 productie
■ EU27 + Noorwegen en VK consumptie ■ EU27 + Noorwegen en VK productie

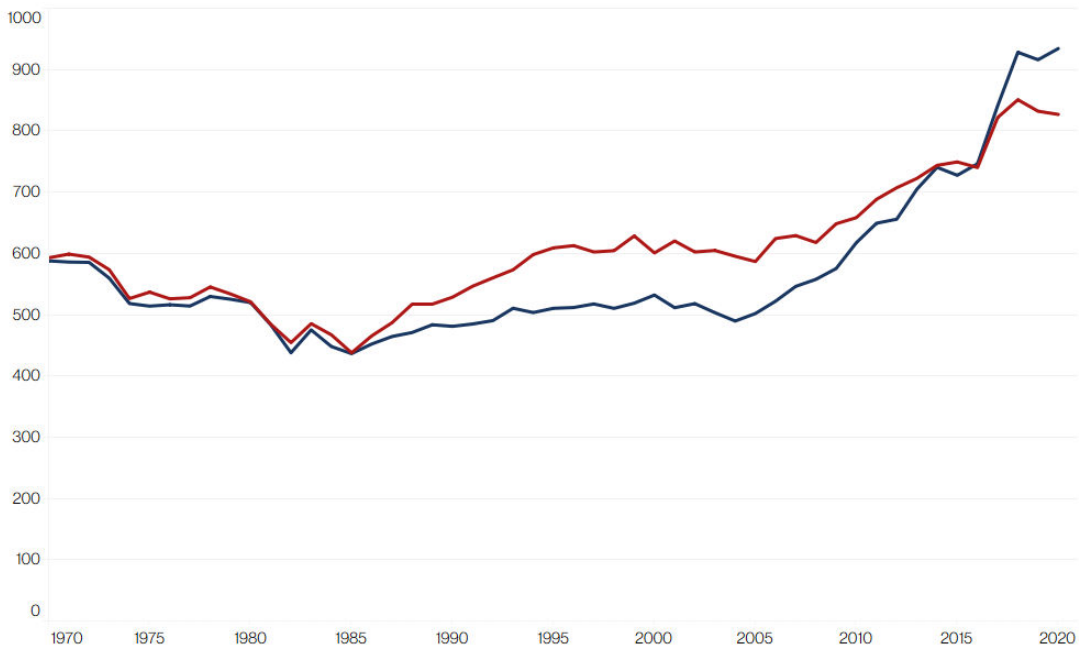


Bron: BP 2022 statistical review of world energy

Gasproductie en -consumptie in de VS

In bcm, miljard kuub, per jaar

■ VS consumptie ■ VS productie



Bron: BP 2022 statistical review of world energy

Figuur 1: Gasproductie en gasconsumptie (miljard m³ (bcm) per jaar) voor a) de EU27 en b) de VS. Data: BP 2022 statistical review of world energy (BP, 2022a).

De gascrisis

Tussen 2000 en 2010 was ongeveer 30% van het gas dat in Europa werd gebruikt afkomstig uit Rusland. Door de afname van de gasproductie in het Groningen-veld steeg dit aandeel tot boven de 40% in 2019 (HCSS, 2021). Hierdoor kreeg het Russische staatsbedrijf Gazprom meer invloed op de gasprijzen in Europa.

In 2021 vond er een omslag plaats in de Gazprom strategie voor de Russische gasexport. Vanaf zomer 2021 werd er minder additioneel gas voor levering op de korte termijn aangeboden. Hoewel het volume van de Russische gasexport hiermee slechts met ongeveer 10-20% daalde, had dit al een grote invloed op de prijs (Figuur 2).

Gasprijs TTF (front month)

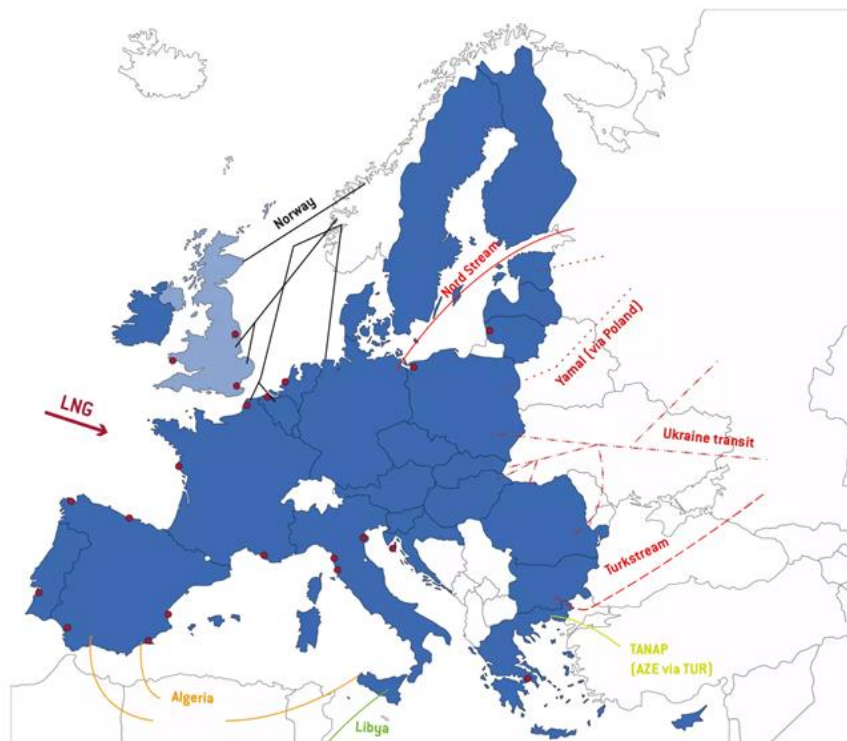
In €/MWh (januari 2021-mei 2023)



Figuur 2: Gasprijs (TTF front month) gedurende de recente gascrisis. De huidige (Juli 2023) TTF futures voor de komende drie winters zijn rond 50 €/MWh.

Op politiek gebied vond er een grote verandering plaats in februari 2022, toen Rusland Oekraïne binnenviel. Maar de echte omslag in de gaswereld vond plaats in de zomer van 2022, toen Gazprom besloot om de bestaande langetermijncontracten naar EU-landen niet meer na te komen. Als gevolg hiervan daalde de export van Russisch gas sterk, en samen met problemen bij Franse kerncentrales en slecht gevulde gasopslagen leidde dit tot extreem hoge gasprijzen. Het wegvallen van Russisch gas werd opgelost door een grote toename van de import van LNG en een afname van de vraag naar gas, vooral in de industrie.

Uiteindelijk stabiliseerde de export van Russisch gas in de herfst van 2022 rond 40 miljard kubieke meter per jaar, wat ongeveer 10% is van het gasverbruik van de EU27-landen en minder dan een kwart van de 190 miljard kubieke meter die in 2019 werd uitgevoerd. Ongeveer de helft van deze 40 miljard kubieke meter wordt geleverd als LNG en de andere helft via de Turkstream en Oekraïne leidingen (Figuur 3).⁶ Het is nog onzeker of deze beperkte export zal blijven voortduren.



Source: Bruegel

Figuur 3: Infrastructuur voor EU gasimport. Bron: Bruegel, 2023.

Europa was lange tijd de *swing consumer* van LNG op de wereldmarkt: als de prijzen laag waren, importeerde Europa meer LNG en gebruikte minder steenkool (en als de prijzen hoog waren, gebeurde het omgekeerde). Deze financieel voordelige rol is nu overgenomen door Azië, met name door China. Europa bevindt zich nu in een lastige positie: het moet veel LNG kopen vanwege het wegvallen van Russisch gas en het sluiten van kolencentrales. LNG is nu *baseload supply* voor Europa, iets waar het niet zonder kan, wat resulteert in een minder sterke onderhandelingspositie bij de aankoop ervan.

Voor de komende jaren wordt verwacht dat de gasprijs relatief hoog zal blijven, meer dan twee keer zo hoog als het gemiddelde van het afgelopen decennium, maar wel lager dan de extreme prijzen in 2022. De kortetermijnoplossing voor het wegvallen van Russisch gas, namelijk een verminderde vraag en meer LNG-import, vereist nu eenmaal relatief hoge prijzen. De

⁶ De export door de Yamal en Nordstream leidingen is geheel gestopt. Voor de Nordstream leidingen zijn 3 van de 4 leidingen buiten gebruik na de explosies in september 2022. Mei 2023 gaven EU en G7 aan geen import door de Yamal en resterende Nordstream leiding meer te willen toestaan (Financial Times, 2023a).

langetermijnoplossing, de voortgang van de energietransitie, kost tijd. Boven de markt hangt een substantiële onzekerheid:

- De huidige Europese import van 40 miljard kubieke meter gas uit Rusland kan volledig wegvallen.
- Rusland kan ervoor kiezen om weer meer gas te gaan leveren en sommige Europese landen zijn mogelijk bereid om dit gas te kopen.
- Het is niet zeker of landen zoals China LNG zullen blijven doorverkopen, omdat ze het gas zelf nodig kunnen hebben of als politiek drukmiddel kunnen gebruiken.

Met alle onzekerheden die er zijn, is één ding duidelijk: geopolitiek speelt weer een grote rol in de energiewereld (zie bv Foreign Affairs, 2023). Dit heeft invloed op de stabiliteit en betaalbaarheid van ons energiesysteem.

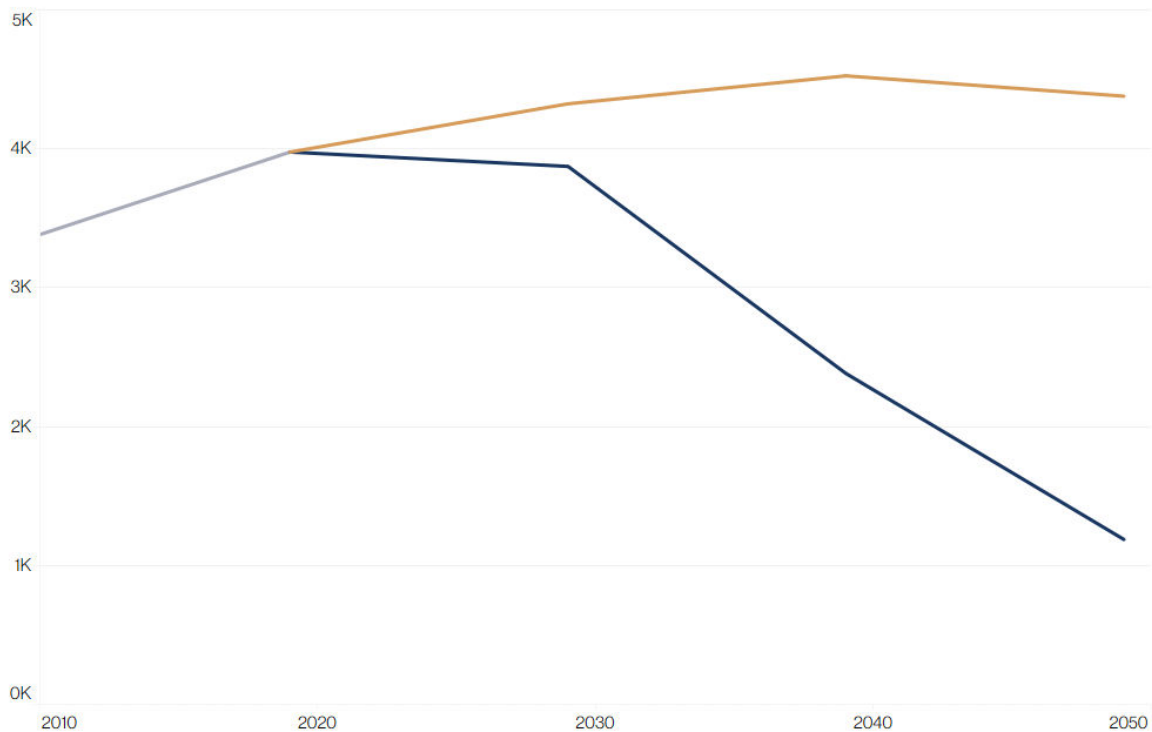
Vooruitzichten

Wat betreft de toekomst van gas is er veel onzeker. Verschillende scenario's laten zien dat de wereldwijde vraag naar gas op termijn zal afnemen, maar niemand weet precies wanneer dit zal gebeuren (Figuur 4). Kan gas nog steeds een rol spelen als overgangsbrandstof (tussen kolen en *zero carbon*) in Azië, net zoals in de VS is gebeurd?

Wereldwijde gasvraag

In bcm (2010-2050)

Walls Bridges Verleden



Bron: Equinor 2022

Figuur 4. Wereldwijde gasvraag voor de Equinor scenario's (Equinor, 2022). *Bridges* is een backcasting scenario (in lijn met de 1.5 graad ambitie van Parijs) en staat voor een wereld van internationale samenwerking met radicale en snelle veranderingen in het energiesysteem. *Walls* is een *forecasting* scenario met meer nadruk op een extrapolatie van huidige trends en ontwikkelingen. In dit scenario is er meer competitie tussen machtsblokken, meer nadruk op economische groei en een lager tempo van technologische vooruitgang. Veel internationale bedrijven en organisaties hebben vergelijkbare end member scenario's. Daarnaast zijn er ook tussenvormen zoals BP's *Delayed and Disorderly* scenario (BP 2022b) waarin de energietransitie wereldwijd pas in de noodzakelijke stroomversnelling komt als de gevolgen van klimaatverandering in de 2030er jaren veel pijnlijker worden.

Dit onzekere landschap brengt grote dilemma's met zich mee voor gasproducenten. Voor een conventioneel gasveld, al of niet met bijbehorende LNG-fabriek, zal het zeker 5 jaar duren om ontwikkeld te worden en men zal voor de economische winstgevendheid van een productieduur van tenminste 15-20 jaar uitgaan. Maar hoe ziet de wereld er over 20 jaar uit? Is Russisch gas nog steeds afwezig op de Europese markt of is het weer terug? En is de wereldwijde gasvraag, die van belang is voor een wereldwijde LNG-markt, in lijn met een snelle of langzamer energietransitie?

Voor de korte termijn is er een duidelijk beeld van de LNG-capaciteit. Na een periode met weinig nieuwe capaciteit zullen er rond 2025 veel nieuwe projecten op de markt komen, vooral in de VS en Qatar. Maar daarna is het erg onzeker. Lang niet alle mogelijke nieuwe projecten zullen daadwerkelijk worden gerealiseerd (voor een recente analyse: zie bv Financial Times (2023b)).

De extreem hoge gasprijzen van 2022 zijn slecht nieuws voor de lange termijn vraag naar gas. Gasproducenten zijn zich bewust van het risico dat hun activa in de toekomst minder waard kunnen worden (*stranded assets*). Europa is een belangrijke markt geworden voor LNG, maar

Europese bedrijven zijn terughoudend om langetermijncontracten af te sluiten. Aan de andere kant zijn veel LNG-ontwikkelaars terughoudend om nieuwe fabrieken te bouwen zonder zulke contracten. Dit betekent dat de LNG-markten in de eerste helft van de energietransitie mogelijk relatief krap zullen zijn.

De langetermijncontracten die nog wel worden afgesloten, worden vooral getekend door Chinese bedrijven en handelaren zoals bijvoorbeeld Glencore, Trafigura, Shell en BP (zie bv Shell 2023). Europa zal de komende jaren voor een groot deel afhankelijk zijn van deze partijen voor de aankoop van LNG. Dit kan gunstig zijn in tijden van ruime markten, maar het nadeel was duidelijk te zien in de krappe markten van 2022, waar de prijzen extreem hoog waren.

Toekomstige gasmarkten

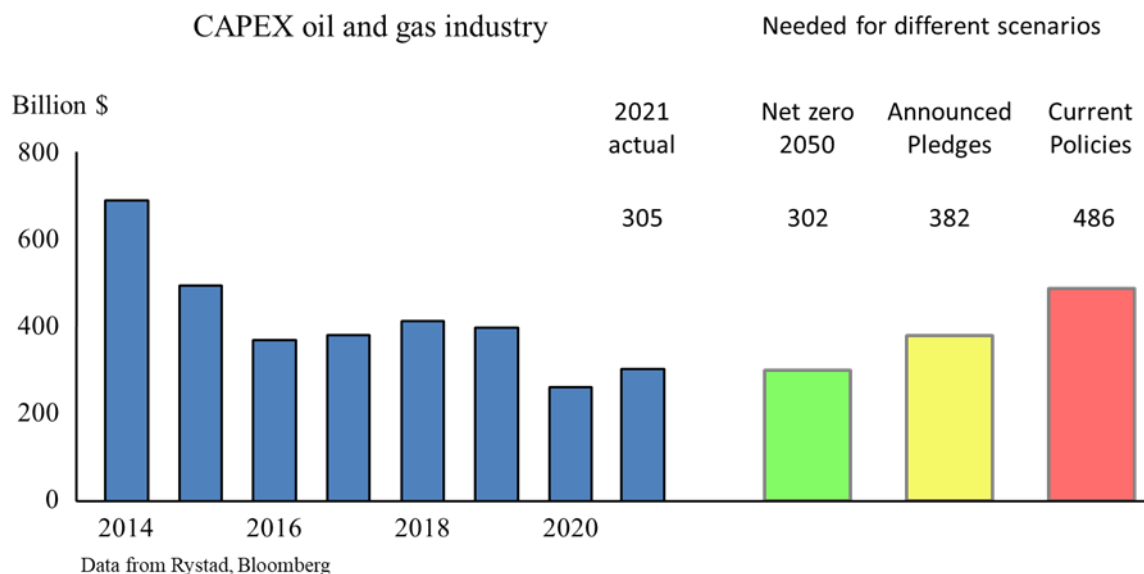
Het is belangrijk om te realiseren dat niemand de toekomstige ontwikkelingen op de gasmarkten kan voorspellen. Daarom is het essentieel om voorbereid te zijn op alle mogelijke scenario's. Er zijn echter twee mogelijke karakterisering van toekomstige gasmarkten, en toekomstige fossiele markten in het algemeen, die opvallen.

Ten eerste is het goed mogelijk dat toekomstige mondiale olie- en gasmarkten, tijdens de energietransitie, volatiel zullen zijn. Dit kan worden verklaard door een aantal factoren:

- Historisch gezien zijn olie- en gasmarkten altijd al enigszins instabiel geweest. Zelfs kleine schommelingen in vraag en aanbod kunnen leiden tot aanzienlijke prijsfluctuaties.
- De stabilisatie op de gasmarkten die werd veroorzaakt door de beschikbaarheid van meerdere alternatieven voor gas als regelbaar flexibel vermogen bij stroomproductie, neemt langzaam maar zeker af. In Europa wordt zowel steenkool als kernenergie geleidelijk aan verminderd.
- In een wereld waarin er sprake is van toenemende geopolitieke concurrentie, kan de neiging ontstaan bij producenten om energie als politiek wapen te gebruiken.
- Tijdens de energietransitie zullen fossiele producenten minder waarde hechten aan een reputatie als betrouwbare leverancier. Dit komt doordat afnemers steeds sneller van fossiele brandstoffen af willen stappen. Hierdoor kan de focus van producenten verschuiven naar het maximaliseren van de inkomsten gedurende de resterende tijd waarin fossiele brandstoffen nog gebruikt worden.
- Met een groter aandeel van de investeringen in olie en gas door staatsbedrijven (*National Oil Companies*; NOC's), die meer bereid zijn nog te investeren in fossiele brandstoffen, verschuift het vermogen om prijzen vast te stellen naar NOC's.

Daarnaast is er een tweede mogelijke eigenschap van fossiele markten tijdens de energietransitie: eerder hoge dan lage prijzen. Er is vaak aangenomen dat een afnemende vraag naar olie en gas tijdens de energietransitie zou leiden tot dalende prijzen. Echter, de recente jaren laten zien dat het juist de investeringen in olie- en gasprojecten zijn die relatief snel afnemen, sneller dan wat in lijn zou zijn met de huidige vraag. Investeringen in olie en gas zijn een van de weinige indicatoren die in lijn zijn met een wereld waarin de opwarming van de aarde beperkt blijft tot dicht bij de 1,5 graden Celsius (Figuur 5). Dit wordt veroorzaakt door de druk van beursgenoteerde IOC-aandeelhouders op het gebied van *Environmental, Social and Governance* (ESG)-criteria en de bezorgdheid over

gestrande activa, met name in het geval van een snelle energietransitie. Sinds 2015 is er dan ook een relatief snelle daling te zien in investeringen in de olie- en gasindustrie.



Figuur 5: Kapitaalinvesteringen van de olie- en gasindustrie (Energieia, 2023b), vergeleken met de investeringen die op dit moment passen bij bepaalde IEA-scenario's (*Net zero 2050*: consistent met 1,5 graad opwarming; *Announced pledges*: in lijn met aangekondigde ambities en doelstellingen; *Current policies*: in lijn met geïmplementeerde policies). De trend van de investeringen is sinds 2014 dalend en is nu lager dan benodigd om aan de huidige en verwachte vraag voor de komende jaren te voldoen (wat bijdraagt tot relatief hoge prijzen). Voor een overzicht van IEA scenario's: zie de IEA 2022 World Energy Outlook.

Voor het Nederlandse nieuwe energiesysteem, waarin elektriciteit een veel grotere rol speelt en de uitstoot van broeikasgassen zo snel mogelijk moet dalen, mag men uitgaan van een snelle energietransitie. Dit is in lijn met het Verdrag van Parijs en de recent geformuleerde ambities van Europa en Nederland. Maar voor de fossiele markten, waar wereldwijde ontwikkelingen bepalend zijn, zal men zich moeten voorbereiden op alle mogelijke scenario's; met name ook op volatiele markten in een onzekere geopolitieke setting, met eerder hoge dan lage prijzen.

3. Het nationale speelveld

Op nationaal niveau is de Nederlandse gasproductie uit kleine velden de afgelopen 10 jaar snel afgenomen. Naast geologische redenen, zoals de moeilijkheid om nieuwe kleine velden te vinden, speelde ook een minder gunstig investeringsklimaat een rol (HCSS, 2020). Hierdoor nam de productie niet alleen af, maar was de daling ook sneller dan verwacht op basis van het geologisch potentieel en mogelijke nieuwe projecten (zie ook de 2019 EBN lookback (EBN, 2019a) waarin verwachte en gerealiseerde productie sinds 2010 wordt geanalyseerd).

Lage gasprijzen tussen 2015 en 2020 hebben hierbij een rol gespeeld, maar de producenten (*operators*) noemden vooral langdurige en moeizame vergunningsprocedures, waarvan de tijdsduur moeilijk te voorspellen valt, als een belemmering bij het benutten van het geologisch potentieel, zowel op land als op zee. Het versnellingsplan voor gaswinning op de Noordzee, mede ingegeven door de recente energiecrisis, betekent een verandering in de ambities van de overheid en de bereidheid om iets te doen aan de langdurige procedures.

Geologisch potentieel

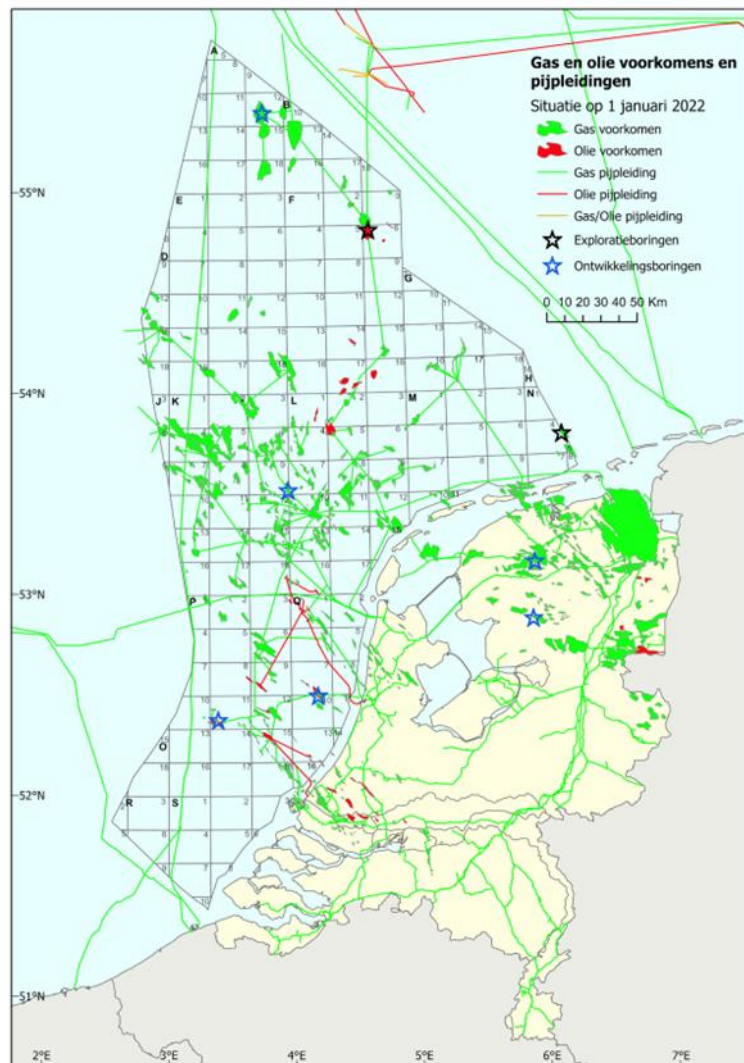
Nederland biedt ook aanzienlijke voordelen voor gasproducenten in de Noordzee. De kennis van de ondergrond en de verspreiding van deze kennis zijn van hoog niveau. De regionale studies van TNO over de tektoniek en stratigrafie van de Nederlandse offshore (zie bv EBN, 2018) zijn van uitstekende kwaliteit en werden niet voor niets vaak gevolgd door verzoeken uit andere Noordzeelanden om dit ook in andere gebieden te realiseren. Deze studies vormen een uitstekend vertrekpunt voor exploratie. De resultaten en veel van het werk dat door particuliere bedrijven is gedaan, zijn gemakkelijk toegankelijk op de NLOG-website en in de Geode-atlas en data platform (EBN, 2023). Andere landen met gasproductie in het Noordzeegebied missen in meer of mindere mate deze regionale studies en de verspreiding van kennis door TNO en Energie Beheer Nederland (EBN). In landen zoals Duitsland, waar veel activiteiten op het niveau van de deelstaten (*Bundesländer*) plaatsvinden en de overdracht van gegevens door *operators* niet goed is geregeld, is de situatie minder gunstig.

Het Nederlandse gas uit kleine velden wordt steeds meer geproduceerd door kleine of middelgrote *operators* (zoals Neptune Energy, ONE-Dyas en Vermilion Energy) en steeds minder door grote IOC's zoals Shell en BP. Dit is een positieve ontwikkeling voor Nederland, omdat deze kleinere operators zich kunnen specialiseren in niches die voor Nederland interessant zijn, zoals het einde van de levensduur van velden of exploratie, en vaak lagere kosten hebben. Neptune Energy is momenteel de grootste offshore gasproducent, terwijl ONE-Dyas erin slaagde een nieuwe *play* (Lower Rotliegend Sands) te ontwikkelen.

Nieuwe gasproductie valt in twee categorieën uiteen: *prospects* die ontwikkeld kunnen worden vanaf een bestaand platform (en veelal een bestaande *play* betreffen) en *prospects* die een nieuw platform vereisen (en vaker een nieuwe, of nog weinig ontwikkelde, *play* betreffen). De eerste categorie kan sneller worden gerealiseerd, vooral met de verwachting van relatief hoge gasprijzen

in de komende jaren. De tweede categorie vormt een grotere uitdaging, die meer tijd zal kosten en sterk afhankelijk van het succes van het versnellingsplan voor gaswinning op de Noordzee. Naast het door ONE-Dyas ontwikkelde nieuwe Lower Rotliegend *plays* spelen hierbij potentiële nieuwe *plays* in de Basal Zechstein, het Carboon, Trias, Upper Rotliegend (vergelijkbaar met het recent ontwikkelde Cygnus-veld⁷ in Engeland, dat door Neptune Energy is ontwikkeld).

Een voordeel voor Nederland is de grote concentratie van bestaande infrastructuur in de Nederlandse offshore (Figuur 6). Deze situatie zal echter nog een beperkte tijd voortduren. Het is duidelijk dat het grootste potentieel, zowel geologisch als qua acceptatie, zich op zee bevindt. Voor de *onshore*-productie biedt een betere lusten/lastenverdeling met de regio mogelijk wel perspectief.



Figuur 6: Overzichtskartaal olie- en gasvoorkomens in Nederland per 1 januari 2022. Bron: Ministerie EZK (2022b).

⁷ Dit veld, dat in 2016 in productie kwam, ligt dicht bij de grens en betreft een *play* die zich ook kan uitstrekken tot de Nederlandse offshore. Met geschatte reserves van ongeveer 20 bcm is het met afstand het grootste veld dat recent in de Zuidelijke Noordzee in productie is genomen. Voor een meer uitgebreid overzicht van nieuwe *plays*: zie bv een 2019 EBN studie (EBN, 2019b).

Nederlandse gasproductie en gasconsumptie

Er is aanzienlijke onzekerheid over de toekomstige Nederlandse gasproductie. Hoe zullen de gasprijzen zich ontwikkelen in het komende decennium? Zal de Nederlandse overheid erin slagen procedures te stroomlijnen en een speelveld te creëren waarin gasproducenten de projectduur aanzienlijk kunnen verkorten? Een enkel scenario voor de toekomstige Nederlandse gasproductie kan geen recht doen aan deze grote onzekerheid.

In figuur 7 worden twee HCSS scenario's gepresenteerd voor de toekomstige gasproductie in Nederland, met en zonder een versnellingsplan. Dit weerspiegelt de moeilijkheden waarmee de Nederlandse gasindustrie te maken heeft, waaronder de recente stikstofproblematiek, en de snelle daling van de recente productie. Beide profielen zijn aangepast aan de gerealiseerde productie van 9,9 miljard kubieke meter in 2022 (exclusief Groningen).

1. Het basisscenario gaat uit van geen verbetering van het investeringsklimaat en is in lijn met de waargenomen snelle afname van de productie uit kleine velden in de afgelopen 10 jaar. Het geologisch potentieel uit nieuwe bronnen wordt niet benut in dit scenario.
2. Het stimuleringscenario daarentegen gaat uit van een significante verbetering van het investeringsklimaat door de uitvoering van het versnellingsplan, waarbij een deel van het potentieel uit nieuwe bronnen op zee wordt benut.

Het is belangrijk op te merken dat deze twee scenario's niet het volledige scala aan mogelijke toekomstige productie weergeven. Het zijn schattingen van HCSS, zonder en met het versnellingsplan. Vooral in een wereld met lage gasprijzen bestaat de mogelijkheid dat bestaande infrastructuur, zoals pijpleidingen, snel worden gesloten als de beperkte gasproductie niet langer voldoende is om de operationele kosten te dekken. Dit kan leiden tot een snellere daling van de offshore productie dan in het basisscenario.

Voor het stimuleringscenario is het belangrijk op te merken dat hierbij slechts een deel van het geologisch potentieel wordt benut. Naar onze inschatting is al een deel van het volledige potentieel definitief verloren gegaan als gevolg van langdurige en onvoorspelbare procedures, lage gasprijzen tussen 2015 en 2020, en recente vertragingen als gevolg van de stikstofproblematiek. Het is echter niet zeker dat dit verlies definitief is.

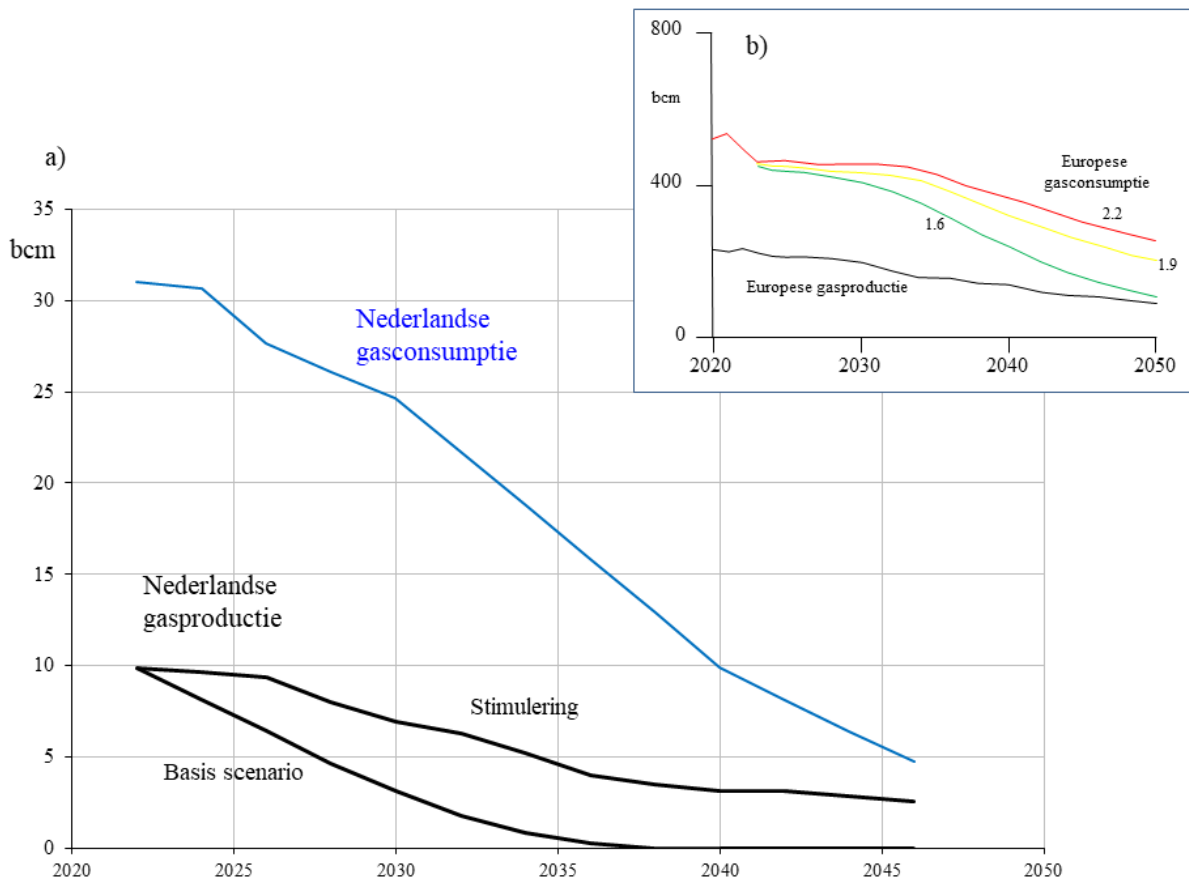
Figuur 7 toont ook een schatting van de toekomstige gasconsumptie, gebaseerd op de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) van 2022, aangepast aan de gerealiseerde gasconsumptie in 2022. Na 2030 is deze schatting gebaseerd op het TNO Transform scenario, waarin een relatief snelle daling van de gasvraag wordt verwacht.

Het is duidelijk dat Nederland hoogstwaarschijnlijk een importerend land zal blijven voor gas, zoals ook geconcludeerd werd in een rapport van CE Delft uit 2022. Dit geldt ook voor Europa als geheel. Het is belangrijk om op te merken dat de meeste Europese productie buiten de EU plaatsvindt, en het aandeel van de gasproductie uit Noorwegen in de totale Europese productie, dat nu al meer dan 50% bedraagt, geleidelijk zal toenemen.

Voor het stimuleringscenario wordt verwacht dat de totale extra productie in 2040 ten opzichte van het basisscenario zal oplopen tot 60 miljard kubieke meter. De extra opbrengsten uit gas (gasbaten) zijn sterk afhankelijk van de toekomstige gasprijs en ontwikkelingskosten. Bij een spotprijs (begin juni 2023) van 25€/MWh, iets boven het gemiddelde van de spotprijzen tussen 2010 en 2020 en ontwikkelingskosten van de afgelopen jaren, schat EBN (interne communicatie)

dat de extra opbrengsten voor de staat (belastingen en winst via EBN-deelname) ongeveer 100 miljoen euro per miljard kubieke meter kunnen zijn. Bij een huidige leveringsprijs voor komende winters van ongeveer 45 €/MWh lopen deze opbrengsten op tot ongeveer 200 miljoen euro per miljard kubieke meter aardgas.

Voor het stimuleringscenario betekent dit dat de totale extra opbrengsten voor de staat kunnen oplopen tot ongeveer 6 tot 12 miljard euro. Vanwege de grote onzekerheden in de toekomstige gasprijs moet dit echter worden gezien als een ruwe indicatie.



Figuur 7: a) Nederlandse gasproductie en gasconsumptie (in bcm, miljard kuub, per jaar). Het basisscenario gaat uit van geen verbetering van het investeringsklimaat en is in lijn met de waargenomen snelle afname van de productie uit kleine velden in de afgelopen 10 jaar. Het geologisch potentieel uit nieuwe bronnen wordt niet benut in dit scenario. Het stimuleringscenario daarentegen gaat uit van een significante verbetering van het investeringsklimaat door de uitvoering van het versnellingsplan, waarbij een deel van het potentieel uit nieuwe bronnen op zee wordt benut. Gasconsumptie tot 2030 gebaseerd op de 2022 Klimaat- en Energieverkenning (PBL, 2022), aangepast aan de 2022 consumptie; na 2030 gebaseerd op het TNO Transform scenario met een relatief snelle daling van de gasvraag (TNO, 2022).

b) Europese gasproductie en consumptie. Consumptie in lijn met scenario's voor een gemiddelde wereldwijde opwarming van 1.6, 1.9 en 2.2 graad. Gebaseerd op Rystad (2023).

Zowel voor Nederland als de EU zal gas uit Noorwegen en LNG een groot deel van de toekomstige gasvoorziening verzorgen. Aangezien de productie in Noorwegen nu een plateau heeft bereikt en geleidelijk zal dalen, zal LNG de rol van *swing supplier* gaan vervullen (een rol die tot nu toe werd vervuld door Rusland en in mindere mate door Groningen). Elke toename in de Nederlandse gasproductie betekent een welkome afname van de LNG-import.

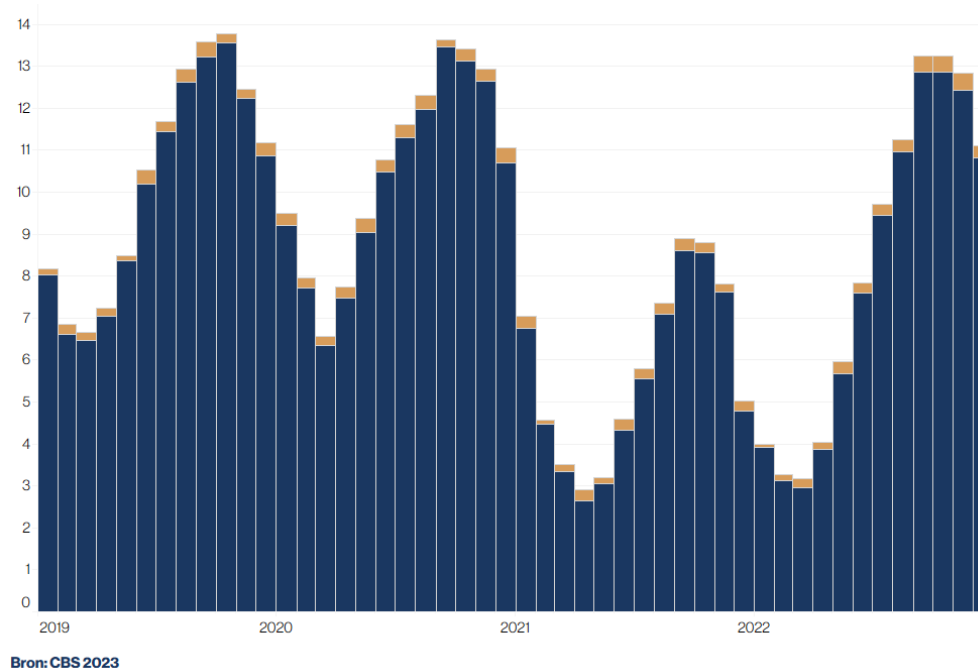
LNG import terminals en bergingen

De gasbergingen in Nederland waren eind 2022 goed gevuld, met 122 procent meer gas dan aan het einde van 2021 (CBS, 2023; Figuur 8). Het Centraal Bureau voor de Statistiek geeft aan dat dit voornamelijk komt doordat er minder gas is verbruikt en er meer gas is geïmporteerd (+4,4 miljard kubieke meter). In 2022 werd er wel minder gas gewonnen (-3,4 miljard kubieke meter) dan in 2021. Bovendien is de invoer van LNG verdubbeld (+9,1 miljard kubieke meter) ten opzichte van 2021. Ongeveer een derde van de totale gasinvoer is LNG.

Eindvoorraad gasopslagen Nederland

In mld m³ (januari 2019-december 2022)

■ Eindvoorraad gasvormig (mld m³) ■ Eindvoorraad vloeibaar (mld m³)



Bron: CBS 2023

Figuur 8: Eindvoorraad gasopslagen in Nederland (januari 2019 – december 2022) (bron: CBS, 2023)

Met het reguleren van de vulgraad van de gasopslagen is het risico op een tekort aan gas aan het einde van een koude winter afgenomen. Men moet zich echter realiseren dat goed gevulde gasbergingen aan het begin van de winter geen garantie zijn, maar een voorwaarde het goed doorkomen van een winter. Naast goed gevulde bergingen is een continue aanvoer van geïmporteerd gas ook een vereiste. Met het grotendeels wegvallen van Russisch gas is dit laatste een grotere uitdaging geworden, waarbij de uitbreiding van LNG-importcapaciteit in Nederland en de EU van groot belang is. Door de snelle uitbreiding van de LNG-importcapaciteit in de EU is deze nu weer op orde. Wat betreft de zorgen voor een fossiele *lock-in* van deze infrastructuur dient men zich twee dingen te realiseren: a) een substantieel gedeelte van de nieuwe terminals zijn drijvende, gehuurde, terminals en b) de capaciteit voor het importeren van vloeibaar aardgas (LNG) moet niet worden bepaald op basis van de verwachte import, maar op basis van de maximale hoeveelheid die nodig is tijdens crisissituaties. De GATE terminal in Rotterdam heeft, sinds de ingebruikname in 2011, jarenlang op slechts 10 of 20% van de maximale capaciteit gefunctioneerd. Maar in de periode 2019 tot nu (2023) heeft de terminal op (vrijwel) de volledige capaciteit gefunctioneerd, iets dat tijdens de 2022 gascrisis zeer waardevol was voor Nederland (en Duitsland).

Nederland maakt deel uit van de Europese gasmarkt en werkt samen met Duitsland, met meer dan 30 miljard kubieke meter aan verbindingcapaciteit per jaar, als één geheel. Op het gebied van gas heeft Duitsland het grootste tekort binnen de EU na het wegvallen van Russisch gas. Nederland zal echter het laatste land in Europa zijn dat qua gasprijs losgekoppeld raakt van Duitsland. Nederlandse gasbergingen en importterminalcapaciteit zijn van groot belang voor Duitsland, en vice versa.

Lage emissies van Nederlandse gasproductie

Methaanlekkages bij de Nederlandse gasproductie, evenals gasproductie op de Noordzee in het algemeen, zijn relatief laag, van een orde grootte 0,1%. Dit is aanzienlijk lager dan het wereldwijde gemiddelde van ongeveer 2%. Bij gas dat over lange afstanden wordt getransporteerd, komt de energie voor het transport over die afstand daar nog bovenop. Voor LNG is dit de energie die nodig is om het gas te koelen en vloeibaar te maken, en voor pijpleidingen is dit de energie die nodig is om gas met compressoren naar een hogere druk te brengen, zodat het over langere afstanden kan worden vervoerd.

Wereldwijd gezien is de totale koolstofvoetafdruk van geïmporteerd gas (LNG of pijpleidinggas dat over lange afstanden wordt vervoerd) ongeveer 30% hoger dan die van lokaal geproduceerd gas in Noordwest-Europa. Als de omrekening van methaan naar CO₂ een tijdschaal van 20 jaar in plaats van 100 jaar gebruikt, kan dit percentage zelfs rond de 50% liggen⁸. Daarmee wordt aan de uitstoot door verbranding van gas (56 gram CO₂-equivalent/MJ) rond de 20 tot 30 gram toegevoegd.

Voor de 60 bcm (cumulatief, tot 2040) aan gas die Nederland naar onze inschatting voor het versnellingsplan extra zou kunnen produceren leidt tot een lagere CO₂-equivalent uitstoot van rond de 40-60 Mton ten opzichte van een basis scenario waarin dit gas als LNG wordt geïmporteerd.

Het vervangen van Nederlands gas (of gas geproduceerd in Noordwest-Europa in het algemeen) door geïmporteerd gas van buiten Europa heeft een grote en vaak onderschatte invloed op de wereldwijde emissies. Tussen 2010 en 2021 daalde de productie uit Nederlandse kleine velden met ongeveer 20 miljard kubieke meter (per jaar), wat werd vervangen door Russisch gas en LNG in Noordwest-Europa. De resulterende emissies komen overeen met het verbranden van ongeveer 6-10 miljard kubieke meter gas (per jaar). Tot nu toe hebben upstream emissies een ondergeschikte rol gespeeld, omdat deze emissies geen invloed hebben op de nationale emissiedoelstellingen voor de Nederlandse overheid.

Men kan zich hier afvragen: leidt een hogere (of minder snel dalende) Nederlandse productie tot een hoger wereldwijd gasverbruik? Tussen 2013 en 2019 nam de jaarlijkse Nederlandse gasproductie af met 60 bcm. Er is geen enkele aanwijzing dat dat in Nederland, of wereldwijd, toen tot een afname van het gasverbruik geleid heeft. Men kan echter niet uitsluiten dat, onder bepaalde marktomstandigheden, een hogere Nederlandse gasproductie wel in beperkte mate het wereldwijde verbruik kan doen verhogen. Op dit moment lijkt echter een ander effect meer aannemelijk: minder Nederlandse gasproductie betekent dat er meer LNG naar Europa komt. Dat gaat gepaard met minder LNG naar Azië en dientengevolge een hoger kolenverbruik in Azië (met consequenties voor de wereldwijde uitstoot). Dat tweede effect is meer plausibel en heeft een grotere invloed. De 40-60 Mton schatting is mogelijk conservatief.

⁸ Voor een meer uitgebreid overzicht van deze materie: zie Energieia (2019) en Energieia (2020).

4. Discussie

De afgelopen jaren is er weinig aandacht besteed aan energievoorzieningszekerheid en betaalbaarheid, met name voor gas (HCSS, 2021). De overgang naar een nieuw, koolstofvrij energiesysteem moet gepaard gaan met een verstandige afbouw van het oude fossiele energiesysteem, dat wereldwijd nog steeds verantwoordelijk is voor ongeveer 80% van de primaire energievoorziening.

De ontwikkelingen van de afgelopen twee jaar hebben ons wakker geschud. De korte termijn gebeurtenis was het wegvallen van een groot deel van de Russische gasexport naar Europa, terwijl op de achtergrond de lage investeringen in olie en gas vooruitliepen op de vraagontwikkeling en daarmee een structurele opwaartse druk op de olie- en gasprijzen veroorzaakten.

In de eerste fase van de recente energiecrisis lag de nadruk vooral op leveringszekerheid. Langzamerhand is de focus verschoven naar betaalbaarheid. Leveringszekerheid was in het verleden een groter probleem in een wereld zonder LNG, waarin gas vrijwel uitsluitend via pijpleidingen naar de EU werd vervoerd vanuit een beperkt aantal producenten.

In een wereld waarin voldoende LNG beschikbaar is, kan leveringszekerheid worden gekocht. De meer wezenlijke issue is betaalbaarheid. In 2022 stroomde er enorme bedragen, naar schatting 600 miljard euro (Eurostat, 2023), de EU uit vanwege de extreem hoge gasprijzen. Daarbovenop kwamen de kosten van prijsplafonds en steunmaatregelen voor bedrijven. Het ziet er niet rooskleurig uit voor de energie-intensieve industrie in Noordwest-Europa vanwege de hoge energieprijzen. Investeringen in nieuwe fabrieken waren al minimaal in vergelijking met investeringen in de Verenigde Staten, het Midden-Oosten en Zuidoost-Azië. De vraag is hoelang bestaande fabrieken nog kunnen blijven draaien.

Op het gebied van de betaalbaarheid van LNG zit de EU in een lastige positie, omdat er momenteel geen alternatief op korte termijn beschikbaar is. Het is opvallend dat Europa weinig langetermijncontracten heeft voor de afname van LNG, terwijl Azië, dat niet onder druk staat, deze wel heeft.

Nederland is geen energie-eiland

Het is moeilijk te bepalen in hoeverre de Nederlandse gasproductie kan bijdragen aan de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas in Nederland. Dit hangt ook af van de marktomstandigheden; in krappe gasmarkten zal dit effect groter zijn dan in ruime gasmarkten. Bij de gascrisis van 2022 werd uitgegaan van een effect van ongeveer 10% op de TTF gasprijs voor een vergroting van 10 bcm (op jaarbasis) van de Nederlandse gasproductie (ESB, 2023).

Dit moet men niet alleen op nationaal niveau, maar op Europees niveau beschouwen. Hoe groter de Europese gasproductie, hoe minder macht LNG-leveranciers hebben om de prijzen te bepalen. Naast LNG-fabrieken fungeren ook handelaren zoals Glencore en Shell als leveranciers ("*portfolio players*"). Het zijn deze *portfolio players* die, door het afsluiten van langetermijncontracten, een

positie innemen ten opzichte van de energietransitie van de EU. Als de EU de ambities voor een snelle energietransitie niet kan waarmaken, kan dit duur uitpakken voor de EU.

Met een Europese gasmarkt van 400 tot 500 miljard kubieke meter is het duidelijk dat de productie van kleine velden in Nederland (9,9 miljard kubieke meter in 2022) slechts een beperkte rol kan spelen. Hetzelfde geldt voor de gasproductie in de EU. Maar voor de totale Europese gasproductie (ongeveer 200 miljard kubieke meter), inclusief Noorwegen, geldt dit anders. De totale Europese gasproductie heeft een grote invloed op de Europese gasmarkt. Als de Europese en met name Noorse gasproductie was weggefallen, zou de gascrisis van 2022 veel ernstiger zijn geweest.

De Nederlandse uitstoot van broeikasgassen is minder dan 1% van de wereldwijde uitstoot. Toch zet Nederland zich, om goede redenen, sterk in om deze uitstoot snel te verminderen. Van de Europese gasproductie zijn de Nederlandse kleine velden verantwoordelijk voor ongeveer 5% van de totale productie.

Bovendien kunnen de inkomsten uit de gasproductie bijdragen om de energietransitie te financieren. De *offshore*-infrastructuur kan worden gebruikt om de energietransitie te faciliteren, bijvoorbeeld voor de productie en opslag van waterstof of de opslag van CO₂, mits deze infrastructuur niet op korte termijn wordt verwijderd.

Focus op de vraagkant

In het algemeen geldt: als men de energietransitie wil versnellen, en daar zijn goede redenen voor, focus dan op de vraagkant, bij voorbeeld door een snellere vermindering van emissierechten. Het verminderen van het aanbod, sneller dan dat de vraag daalt, geeft een chaotischer en pijnlijker transitie dan noodzakelijk is. Zonder enige investering daalt de wereldwijde olie- en gasproductie sneller dan in een 1.5 graad scenario. Het kan daarom nog steeds zinvol zijn te investeren in olie- en gasproductie met een lage CO₂ voetafdruk die bijdraagt aan de leveringszekerheid. Dit geldt met name voor de EU, waar de mate van zelfvoorzienendheid op het gebied van olie en gas zeer laag is.

5. Conclusies

- In deze studie worden twee scenario's voor de toekomstige Nederlandse gasproductie gepresenteerd. Het eerste scenario is een basis scenario, waarin het investeringsklimaat niet verbetert en de productie uit kleine velden snel afneemt, waardoor het resterende geologisch potentieel niet wordt benut. Het tweede scenario is het stimuleringscenario, waarin het investeringsklimaat significant verbetert, met name door snellere en beter voorspelbare procedures, en een deel van het geologisch potentieel wordt benut.
- Het geologisch potentieel dat nog gerealiseerd kan worden neemt geleidelijk af. Het suboptimale investeringsklimaat van de afgelopen 10 jaar heeft ervoor gezorgd dat een deel van dit potentieel al verloren is gegaan. Ook in het stimuleringscenario wordt het resterend geologisch potentieel niet meer volledig benut. Naarmate de tijd verstrijkt en de energietransitie vordert, wordt het geologisch potentieel dat nog gerealiseerd kan worden steeds kleiner.
- Voor het stimuleringscenario wordt geschat dat de totale extra productie in 2040 ongeveer 60 miljard kubieke meter (bcm) gas zal zijn in vergelijking met het basis scenario. Ook in dit scenario zal Nederland in de toekomst afhankelijk blijven van de import van gas. Een groot deel van de gasvoorziening in NW Europa zal afkomstig zijn van Noorwegen en vloeibaar aardgas (LNG).
- De geschatte extra gasopbrengsten voor de overheid in het stimuleringscenario (tot 2040) liggen op ongeveer 6 tot 12 miljard Euro. Vanwege de grote onzekerheden in de toekomstige gasprijzen en ontwikkelingskosten moet dit gezien worden als een ruwe indicatie.
- De implicaties van Nederlandse gasproductie op de betaalbaarheid en leveringszekerheid van gas zijn meer complex. Nederland maakt deel uit van een Europese gasmarkt, waar prijzen bepaald worden door vraag en aanbod op Europees niveau. Een wereldwijde LNG-markt is hierbij een belangrijke factor. Met voldoende capaciteit voor gasopslag in Europa en LNG-importterminals is het probleem van leveringszekerheid verschoven naar betaalbaarheid. De leveringszekerheid is echter sterk afhankelijk van de integriteit van een beperkt aantal pijpleidingen die Noors gas aanvoeren.
- Met één Europese gasmarkt is de invloed van toekomstige Nederlandse gasproductie op de Europese gasprijs klein. De Europese gasproductie, waaronder de Noorse gasproductie, waar de Nederlandse gasproductie deel van uitmaakt, is echter van groot belang. Deze is ook essentieel gebleken om de gascrisis van 2022 te doorstaan. Elke geproduceerde kubieke meter gas in Europa vermindert de prijszettingmacht van LNG-producenten en -handelaren, waar Europa momenteel sterk afhankelijk van is. Hoe lager de Europese gasproductie, hoe groter de invloed van LNG-producenten op de gasprijs; vooral tijdens krappe gasmarkten in een wereld waarin Europese afnemers weinig langetermijncontracten hebben afgesloten.
- Sinds 2015 zijn wereldwijde investeringen in de olie- en gasindustrie sterk afgenomen, sneller dan de vraag op korte termijn rechtvaardigde. Deze investeringen zijn echter wel in lijn met een wereld waarin de opwarming van de aarde beperkt blijft tot dicht bij de 1,5 graden. Zonder afname van de vraag geeft dit een trend tot hogere olie- en gasprijzen. Daarnaast speelt geopolitiek weer een belangrijke rol op de fossiele energiemarkten. In een wereld waarin fossiele brandstoffen een beperkte toekomst hebben, hechten

producenten mogelijk minder waarde aan hun reputatie als betrouwbare leverancier en meer aan het verwezenlijken van geopolitieke ambities of het maximaliseren van hun opbrengsten. Nederland en de EU moeten zich voorbereiden op verschillende scenario's, met name ook op volatiele fossiele markten met eerder hoge dan lage prijzen.

- Het vervangen van in Nederland (en NW Europa in het algemeen) geproduceerd gas door LNG heeft een grote, maar onderschatte, invloed op de wereldwijde uitstoot van broeikasgassen. De 60 bcm gas die Nederland, tot aan 2040, extra produceert voor het stimuleringsscenario, leidt tot een lagere CO₂-equivalent uitstoot van rond de 40-60 Mton in vergelijking met het basis scenario waarin dit gas als LNG wordt geïmporteerd.

Referenties

- [BP, 2022a](#). BP 2022 statistical review of world energy.
- [BP, 2022b](#). BP Energy Outlook 2022 edition.
- [Bruegel, 2023](#). European natural gas imports dataset.
- [CBS, 2023](#). Gasverbruik Nederland in 2022 laagste in 50 jaar.
- [CE Delft, 2022](#). Gaswinning op de Noordzee. En de afspraken daarover in het Akkoord voor de Noordzee.
- [Columbia Center on global energy policy, 2023](#). I. Joseph, Asia's Fragmented Future on LNG Pricing.
- [EBN, 2018](#). New Tectonostratigraphic models to support Paleozoic and Mesozoic exploration in the Southern North Sea.
- [EBN, 2019a](#). Overestimation in Operators Budgets and Long-Term Forecasting; A Non-Operator Perspective. SPE paper SPE-195519-MS.
- [EBN, 2019b](#). A sea of opportunity: Exploration in The Netherlands
- [EBN, 2023](#). Geode Atlas to explore hydrocarbon opportunities in the Dutch Offshore.
- [Energieia, 2019](#). Gas en gaslekkages.
- [Energieia, 2020](#). Methaan als broeikasgas.
- [Energieia, 2021](#). Gazprom: het fundament van onze gasvoorziening.
- [Energieia, 2023a](#). Fossiel in de VS: verleden, heden en toekomst.
- [Energieia, 2023b](#). Fossiel in Europa: verleden, heden en toekomst.
- [Equinor, 2022](#). Equinor 2022 Energy Perspectives (Global macroeconomic and energy market outlook).
- [ESB, 2022](#). C. Mulder, Extra Gronings gas zou de gasprijs substantieel verlagen.
- [Eurostat, 2023](#). Highest ever EU trade deficit recorded in 2022.
- [Financial Times, 2023a](#). G7 and EU to ban restart of Russian gas pipelines.
- [Financial Times, 2023b](#). Rising costs and competition threaten US boom in LNG projects.
- [Foreign Affairs, 2023](#). J. Bordoff en M O'Sullivan, The Age of Energy Insecurity. How the Fight for Resources is upending Geopolitics.
- [Gasunie, 2023](#). Title Transfer Facility (TTF).
- [HCSS, 2020](#). The deteriorating outlook for Dutch small natural gas fields.
- [HCSS, 2021](#). De afnemende leveringszekerheid van aardgas in Nederland.
- [IEA 2022](#). IEA 2022 World Energy Outlook.
- [IHS Markit 2018](#). The swing in Dutch gas: from autonomy to full dependence
- [Mijnraad, 2022](#). Borgen leveringszekerheid in actuele gascrisis.
- [Ministerie EZK, 2022a](#). Kamerbrief versnellingsplan gaswinning Noordzee
- [Ministerie EZK, 2022b](#). Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland (jaarverslag 2021).
- [PBL, 2022](#). Klimaat- en energieverkenning 2022 (KEV2022).
- [Rystad, 2023](#). Energy Transition 2023 update.
- [Shell, 2023](#). Shell LNG Outlook 2023.
- [TNO, 2022](#). Ambitieuze scenario's voor een klimaatneutraal energiesysteem.