



Mogelijke gevolgen van verkoop kleine gasvelden door de NAM

Een *quick scan* onderzoek op verzoek van de gemeente Westerkwartier

Prof. Machiel Mulder

Centre for Energy Economics Research

Faculteit Economie en Bedrijfskunde, Rijksuniversiteit Groningen

9 maart 2022

1. Inleiding

De Nederlandse Aardoliemaatschappij B.V. (NAM) heeft in oktober 2021 aangekondigd om haar activiteiten bij de gas- en oliewinning anders te organiseren om zodoende een deel daarvan af te kunnen stoten (zie bijlage A met nieuwsbericht van de NAM). Deze aankondiging was voor de gemeente Westerkwartier aanleiding om te vragen naar een verkennend onderzoek naar de mogelijke gevolgen daarvan. De vragen die gemeente heeft gesteld zijn de volgende:

1. *Wat gaat er precies in de verkoop? (welke velden, wat zijn de vullingsgraden, wat voor opbrengsten brengt dit met zich mee?)*
2. *Wat betekent deze verkoop voor gemeente Westerkwartier? (welke velden, wat zijn de vullingsgraden, wat voor bedragen gaan hiermee gemoeid?)*
3. *Waarom is het verkopen van de kleine gasvelden voor NAM een goede optie?*
4. *Welke bestaande partijen zouden hier belangstelling voor kunnen hebben?*
5. *Welke profielschets hoort er bij een partij die hier belangstelling voor kan hebben en waar moet een partij minimaal aan voldoen?*
6. *Zou de Staat een rol kunnen spelen bij het opkopen van deze velden en hoe zat er uit kunnen zien, en wat zijn de voor- en nadelen daarvan?*
7. *Wat betekent de optie tot verkoop voor de toekomstige schadeafhandeling voor onze inwoners?*
8. *Bij wie kunnen ze terecht? En onder welke (bestaande) voorwaarden?*

In dit memo worden deze vragen in het kort beantwoord. Het verrichte onderzoek is niet meer dan een *quick scan*, waarmee gezegd wil zijn dat alleen gebruik is gemaakt van publiek beschikbare informatie. Daarnaast is op verzoek enige informatie van de NAM ontvangen. Alle berekeningen die in dit memo worden gedaan, zijn niet meer dan globale inschattingen.¹

¹ Een conceptversie is voor commentaar voorgelegd aan de Gemeente Westerkwartier, de NAM en EBN. Dat laat onverlet dat de eindverantwoordelijkheid voor deze notitie geheel bij de auteur ligt.

2. Wat gaat er in de verkoop?

In haar persbericht van 26 oktober 2021, meldt de NAM dat de kleine gas- en olievelden op zowel land als zee in vier nieuwe BV's worden ondergebracht waarvoor op termijn een nieuwe eigenaar wordt gezocht. Het Groningenveld en de ondergrondse opslagen in Norg en Grijpskerk worden niet in deze nieuwe BV's ondergebracht en blijven integraal onderdeel van de NAM. De herstructurering van de organisatie door het onderbrengen van de kleine gasvelden in verschillende BV's is bedoeld om de verkoop ervan mogelijk te maken. De vier BV's bevatten elk gasvelden in een bepaalde regio. In haar persbericht noemt de NAM de volgende regio's:

1. Offshore velden en infrastructuur, inclusief de gasbehandelingsinstallatie in Den Helder;
2. Gas- en olievelden en infrastructuur in Noord- en Zuid-Holland;
3. Gasvelden en infrastructuur in Friesland, inclusief de Waddenzee;
4. Olieveld Schoonebeek en de omliggende gasvelden en infrastructuur in Oost-Nederland.

Hoewel deze omschrijving wel een beeld geeft van welke gasvelden in welke BV terecht zullen komen, is dit beeld te globaal om dit precies te bepalen. Er zijn immers een groot aantal gasvelden in allerlei regio's, zoals blijkt uit Figuur 2. Om meer informatie daarover te krijgen, heb ik de NAM benaderd met de vragen tot welke groep de kleine gasvelden behoren in de provincie Groningen en de gasvelden die in overige delen van Drenthe liggen. Deze vragen heeft de NAM als volgt beantwoord (*in cursief weergegeven*)²:

a) Tot welke groep behoren de kleine gasvelden in de provincie Groningen?

NAM is voornemens de kleine velden in de provincie Groningen onder te brengen in twee verschillende vennootschappen:

- a. *Het Groningen-veld, de gasopslagen Grijpskerk en Norg en enkele kleine velden in de directe nabijheid van het Groningenveld (zijnde Warffum, Bedum, Oude Pekela/Blijham en Annerveen/Kiel Windeweer) blijven in de huidige vennootschap NAM B.V.*
- b. *De kleine velden in West-Groningen worden opgenomen in een nieuwe vennootschap (Noord BV) samen met de kleine gasvelden in Noordwest-Drenthe en Friesland (inclusief Ameland en De Wadden).*
- c. *Per saldo betekent dit voor uw onderzoeken dat de kleine velden in de gemeente Westerkwartier naar de huidige inzichten in Noord BV zouden worden opgenomen.*

b) Idem, de velden die buiten deze gebieden liggen, zoals in Drenthe?

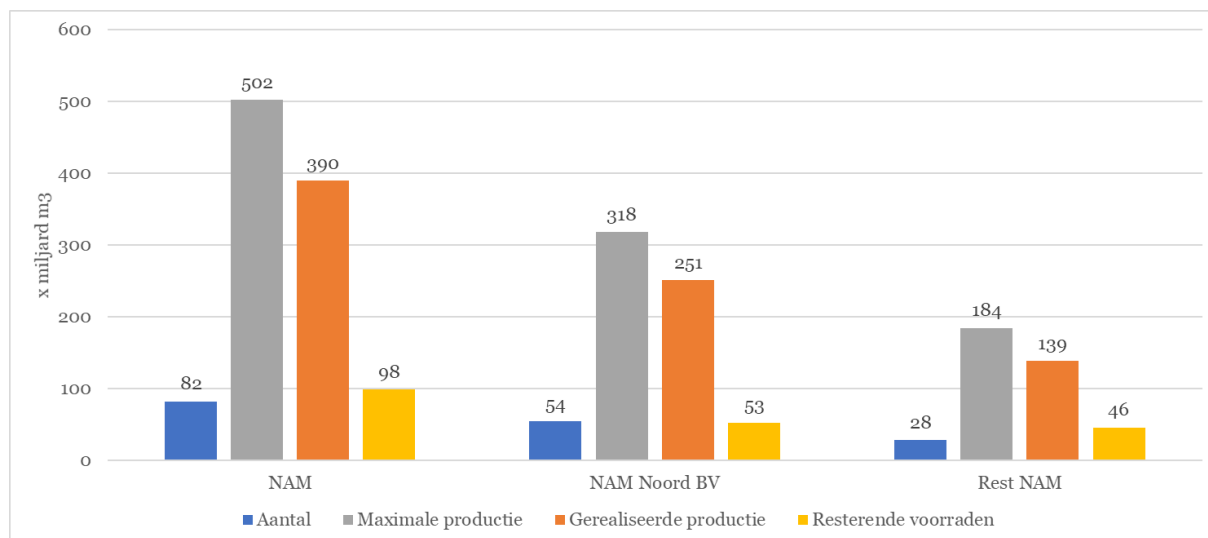
De kleine velden in Drenthe anders die in Noordwest-Drenthe worden samen met de oliewinning rondom Schoonebeek in Oost BV opgenomen.

Bovenstaande betreft de huidige inzichten die als de omstandigheden daar aanleiding toe geven, kunnen wijzigen.

² Uit email afkomstig van de heer Hein Dek, van de NAM, d.d. 15 februari 2022.

Op basis van deze informatie, en gegevens van TNO over de gasvoorkomens per locatie, kan een inschatting worden gemaakt van de omvang van de gasvoorkomens van NAM.³ Van de gasvelden van de NAM zal het leeuwendeel bij de BV Noord⁴ terecht komen, namelijk 54 van de 82 (zie Figuur 1). Deze gasvelden zijn gemiddeld genomen wel kleiner dan de gasvelden in andere regio's. De gemiddelde resterende gasvoorraad in de gasvelden in Noord BV is ongeveer 1 miljard m³, terwijl die bij de gasvelden in de overige regio's op land 1,6 miljard m³ is.

Figuur 1 Gasvoorkomens van NAM, per onderdeel (x mrd. m³), per 1 juli 2021



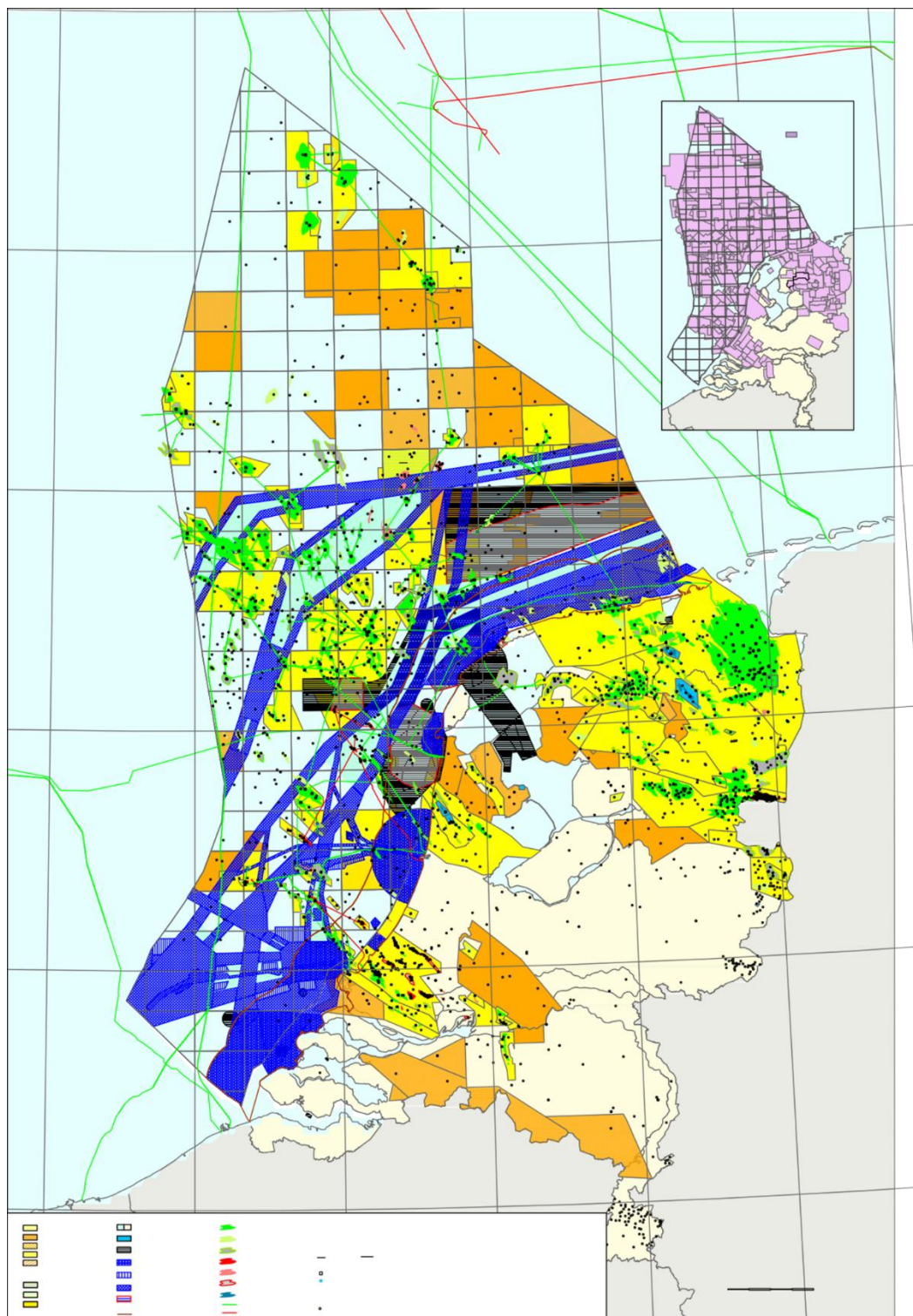
bron: TNO-AGE. Regio en operator toegevoegd door auteur. Zie bijlage B.

Te vinden op: <https://www.nlog.nl/maximale-productievolumes-gasveld>;

³ Bijlage B geeft de detailinformatie per gaslocatie.

⁴ De naam Noord BV is de door de NAM gebruikt werknaam, wat niet wel zeggen dat deze BV later ook zo zal gaan heten.

Figuur 2 Locatie van gas en olievelden in Nederland (situatie 1 januari 2021)



Legenda:

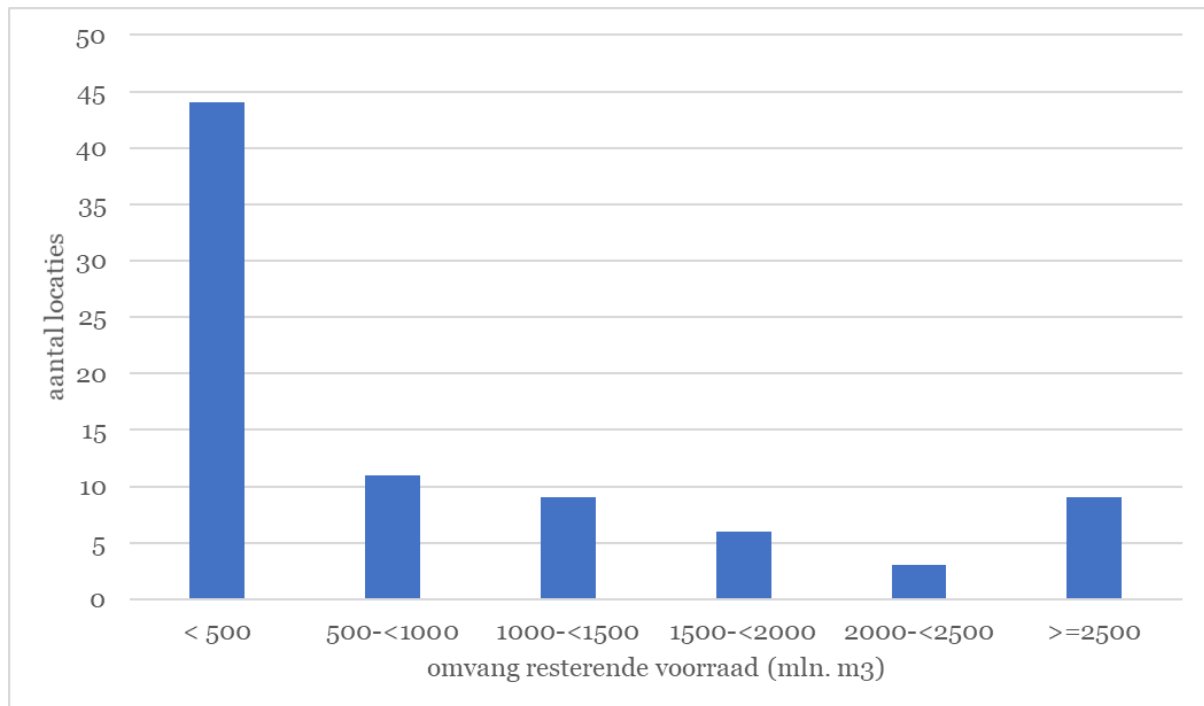
Groene vlakken: producerende gasvelden; Gele en bruine vlakken: gebieden waarvoor vergunningen zijn uitgegeven voor exploratie of vergunning

Bron: NLOG, zie

https://www.nlog.nl/sites/default/files/2021-07/oil_and_gas_jan_2021_fina_infral.pdf

Het leeuwendeel van de gasvelden van de NAM heeft echter een heel beperkte omvang (zie Figuur 3). In meer dan de helft van de locaties is de resterende voorraad minder dan 0,5 miljard m³.

Figuur 3 Verdeling van gasvelden van NAM naar omvang resterende voorraden, per 1 juli 2021



bron: TNO-AGE. Zie bijlage B.

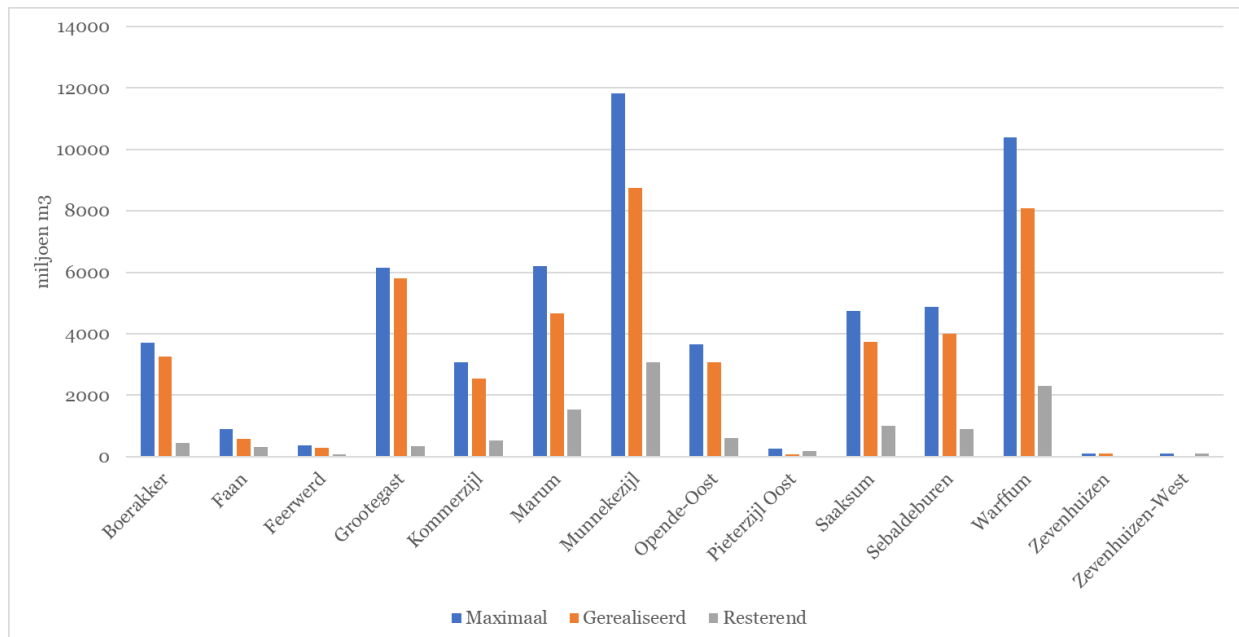
3. Gasvelden in de gemeente Westerkwartier

De gasvelden die geheel of gedeeltelijk in de gemeente Westerkwartier liggen, gaan behoren tot Noord BV. Dit gaat dan om de gasvelden in Boerakker, Faan, Feerwerd, Grootegast, Kommerzijl, Marum, Munnekezijl, Opende-Oost, Pieterzijl-Oost, Saaksum, Sebaldeburen, Warffum, Zevenhuizen en Zevenhuizen-West.⁵

De totaal nog resterende gasvoorraden in deze velden kan op basis van TNO gegevens geschat worden op 11 miljard m³ (zie Figuur 4). Om dit getal te plaatsen: de totale jaarlijkse gasconsumptie door huishoudens in Nederland is ongeveer 10 miljard m³. In deze velden was de oorspronkelijke totale gasvoorraad zo'n 56 miljard m³, waarvan dus zo'n 45 miljard is gewonnen. Een groot deel van de resterende gasvoorraden is gelegen in het veld Munnekezijl, dat overigens grotendeels in Friesland ligt, en in het veld Warffum.

⁵ Op basis van informatie verstrekt door de NAM en de gemeente Westerkwartier. Opgemerkt moet hierbij worden dat de geografische locaties van de gasvelden zich uiteraard niet precies aan de gemeentegrenzen houden.

Figuur 4 Gasvelden in de Gemeente Westerkwartier met NAM als operator, per 1 juli 2021



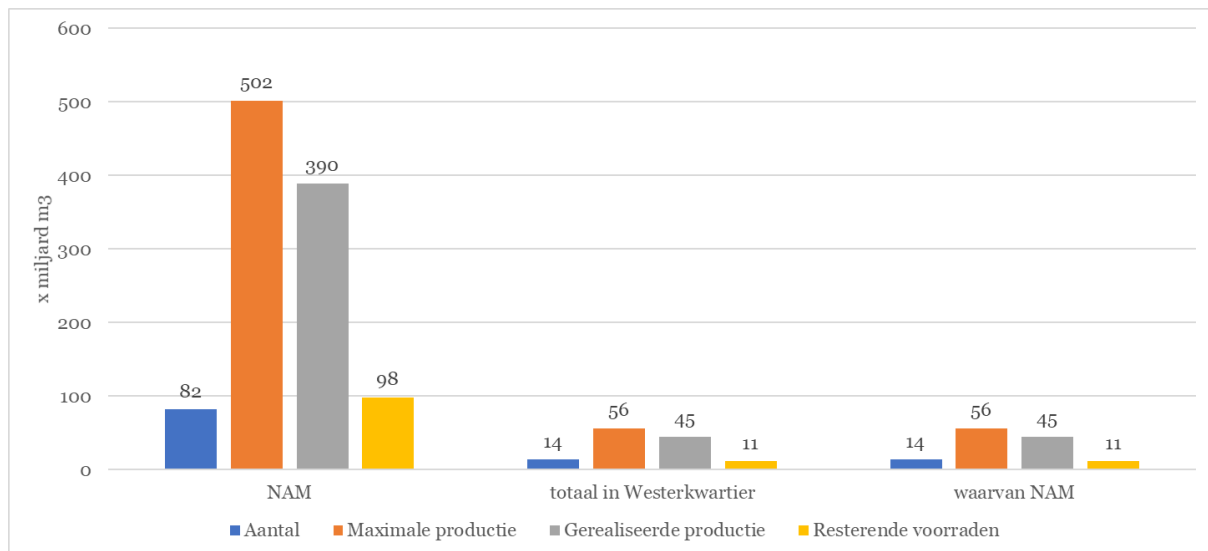
bron: TNO-AGE, opgesteld op verzoek van Minister van EZK. Regio en operator toegevoegd door auteur. Zie ook bijlage B.

Te vinden op: <https://www.nlog.nl/maximale-productievolumes-gasveld;>

De gasvoorkomens in de gemeente Westerkwartier maken hiermee een klein, maar substantieel deel uit van de totale gasvoorkomens die de NAM in Nederland heeft (zie Figuur 5). De NAM heeft in totaliteit 82 kleine-gasvelden op het land in beheer, waarvan er dus 14 liggen in de gemeente Westerkwartier. Tot dusverre is uit al deze gasvelden 390 miljard m³ gas gewonnen, terwijl de in totaal winbare productie op 502 miljard m³ is geschat. Dit betekent dat er in alle kleine gasvelden van de NAM nog 98 miljard m³ resteert⁶, waarvan 11 miljard in de gemeente Westerkwartier.

⁶ Hier is het gasveld bij Annerveen buiten beschouwing gelaten, omdat de productie daar zal stoppen. Uit het Jaarverslag over 2020 van de NAM: “De NAM heeft, onder meer vanuit het oogpunt van seismiteit, het besluit genomen om voor het Annerveen gasveld, het grootste “kleine” gasveld van Nederland, geen verlenging van het Winningsplan aan te vragen. De productie stopt daarom in 2021 wanneer het huidige Winningsplan eindigt. Naast economische en technische redenen was seismiteit een argument om geen verlenging van het Winningsplan aan te vragen. Het Annerveen gasveld is verantwoordelijk voor ruim éénderde van de door gaswinning veroorzaakte aardbevingen buiten het Groningen-gasveld.”

Figuur 5 Gasvoorkomens van NAM (excl. het Groningen veld), totaal in Nederland en in gemeente Westerkwartier (x mrd. m³), per 1 juli 2021



bron: TNO-AGE, opgesteld op verzoek van Minister van EZK. Regio en operator toegevoegd door auteur. Zie ook bijlage B.

Te vinden op: <https://www.nlog.nl/maximale-productievolumes-gasveld>.

4. Mogelijke motieven voor NAM om kleine gasvelden te verkopen

Een motief voor de NAM om te stoppen met de winning van gas uit de kleine velden kan te maken hebben met de maatschappelijke weerstand die ervaren wordt. In haar Jaarverslag 2020 zegt de NAM dat zij *“in delen van het land nog steeds oppositie (ervaart) tegen haar gas- en oliewinning en ontwikkelingsactiviteiten. Op lokaal niveau wordt er vaak bezwaar gemaakt tegen verlenging van en/of nieuwe gasproductie en het duurt lang om winningsvergunningen te verkrijgen.”*

Uiteindelijk zal het belangrijkste motief voor de NAM om de kleine gasvelden van de hand te doen, financieel-economisch van karakter zijn. De gasvelden zijn grotendeels al leeg gehaald. Om het resterende gas naar boven te halen, moeten er mogelijk meer kosten worden gemaakt omdat het steeds moeilijker wordt om gas uit de grond te halen naarmate een veld leger is.⁷ De NAM heeft hier de afgelopen jaren dan ook kosten voor moeten maken. In 2020 heeft de NAM en haar partners voor circa 82 miljoen euro uitgegeven aan de ontwikkeling van de kleine velden, wat overigens ook betrekking zal hebben op nieuwe kleine velden.

Om een beeld te krijgen van de kosten van de gaswinning kunnen we kijken wat de NAM in haar jaarverslag hierover verteld. In 2019 bedroegen haar totale bedrijfskosten voor zowel de winning van gas als olie in totaal ongeveer 2,5 miljard euro. De productie van olie is miniem in

⁷ De NAM zegt hierover: “Naast het opsporen van nieuwe gasvelden onderzoekt de NAM mogelijkheden om de productie uit bestaande gasvelden verder te optimaliseren. Dit is door de afnemende druk in het veld een steeds grotere uitdaging waardoor het toepassen van nieuwe technieken belangrijk is.”

vergelijking met die van gas, dus we kunnen voorzichtigheidshalve doen alsof al die kosten te maken hebben met de gaswinning. De totale gasproductie bedroeg in dat jaar ongeveer 20 miljard m³, zodat de gemiddelde (integrale) kosten per m³ uitkomen op ongeveer 0,12 euro. Voor 2020 liggen deze integrale kosten op ca. 0,09 euro per m³. Dit betreft zowel de gaswinning uit het Groningen gasveld als de winning uit de kleine velden. Het is bekend dat de winningskosten van het Groningen gasveld beduidend lager zijn dan die van de kleine velden, al zijn deze de laatste jaren wel gestegen vanwege de voorzieningen in verband met de aarbevingsschade. Op basis hiervan kunnen we gemiddelde (integrale) kosten van winning uit de kleine velden ruwweg schatten op tussen de 0,10 en 0,15 euro/m³.⁸

Daartegenover staat dat de winning van gas uit de kleine velden nog steeds belangrijk is. De NAM zegt hier zelf over: *“Ondanks de afnemende volumes is de totale productie uit kleine velden op land nog steeds relevant. Dit is ook volledig in lijn met het beleid van de minister van EZK om te blijven werken aan het vinden en produceren van nieuwe gasvelden mits dat veilig en verantwoord kan. Om de gasproductie op peil te houden, blijven we zoeken naar mogelijkheden om nieuwe gasvelden te ontwikkelen. Een concreet voorbeeld is het in 2020 overeengekomen gebiedsfonds voor Ternaard als voorwaarde voor de ontwikkeling van dit veld. Hiermee worden aardgasbaten uit de voorgenomen productie gedeeld met de omgeving.”*

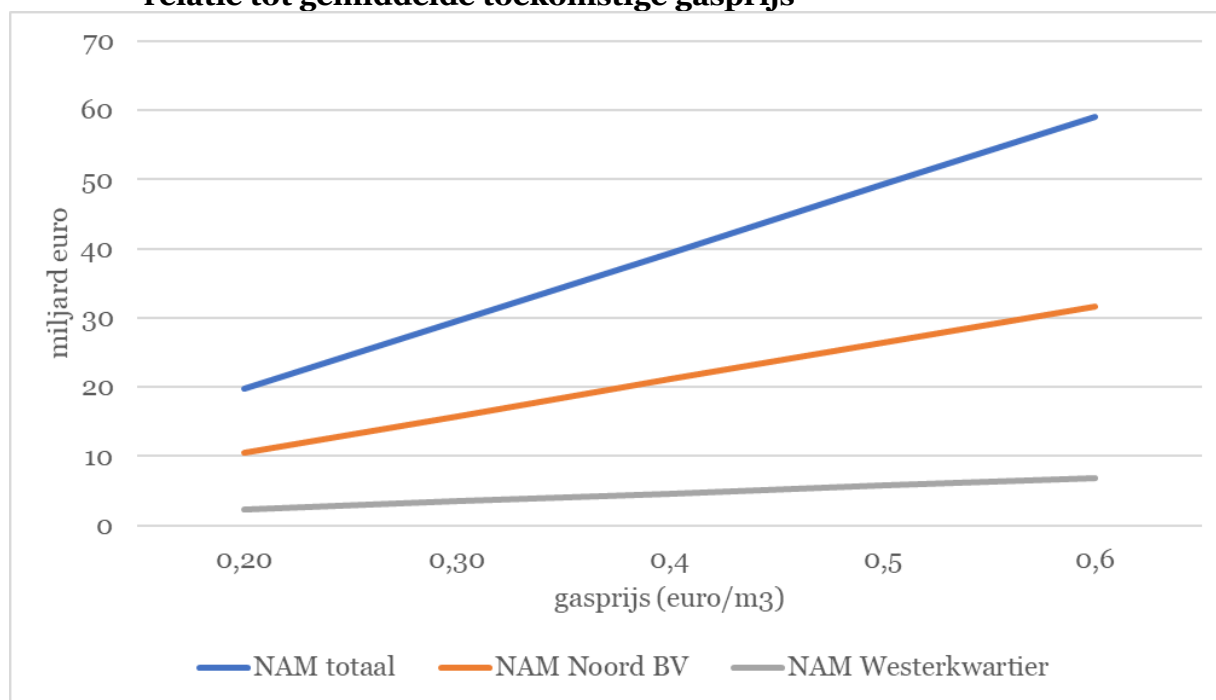
De stelling dat gas uit de kleine velden nog steeds belangrijk is, blijkt uit de opbrengsten die daarmee kunnen worden gerealiseerd. Deze opbrengsten hangen uiteraard sterk af van de gasprijs. Bij de historisch gemiddelde gasprijs van 0,20 euro/m³ kan met de verkoop van het resterende gas uit alle kleine velden van de NAM nog zo'n 20 miljard euro worden verdiend (zie Figuur 6). Aangezien de kosten van de winning niet veel onder dat niveau liggen, zal er per saldo een bescheiden winst gemaakt worden wanneer de gasprijs op dat historische niveau terug zou liggen.

Sinds afgelopen najaar ligt de gasprijs hier echter ver boven en ook voor het komende jaar wordt dat door de markt verwacht. De *forward* gasprijs voor de zomer van 2023 schommelt op het moment van schrijven zelfs tussen de 50 en 150 euro per m³. De toekomstige prijzen zijn echter heel onzeker, want ze zijn sterk afhankelijk van wat er verder gebeurt rondom Rusland en Oekraïne, het verdere verloop van de corona crisis en de weersomstandigheden. Desalniettemin kan het nu wel een goed moment zijn om de gasvelden te verkopen omdat de gasmarkt naar verwachting nog wel even heel krap zal blijven en dus de gasprijs hoog. Bovendien speelt mee dat door de recente geopolitieke ontwikkelingen binnenlandse

⁸ Dit betreft alle kosten, inclusief de afschrijvingen en voorzieningen. Voor de beslissing om de productie al dan niet stop te zetten, gaat het alleen om de zogenaamde marginale kosten, ook wel *unit operating costs* genoemd. De afschrijvingen en voorzieningen spelen daarbij geen rol, want die kosten moeten hoe dan ook gemaakt worden. Deze *unit costs* liggen beduidend lager, met als ruwe schatting 0,10 euro/m³ voor de kleine velden. Dit betekent dat zo lang de gasprijs boven dit kostenniveau ligt, de productie doorgaat; ligt de prijs lager, dan wordt de productie gestopt, iets wat we in 2020, toen de gasprijs door de uitbraak van de coronacrisis op dat lage niveau lag, ook hebben gezien.

gasproductie in belang is toegenomen. In zo'n situatie met een heel krappe internationale gasmarkt zullen er waarschijnlijke diverse potentiële kopers van gasvelden zijn en kan een verkoper een betere prijs realiseren, dan wanneer er slechts enkele kopers zouden zijn.

Figuur 6 Verwachte opbrengsten van verkoop gas uit kleine velden van NAM in relatie tot gemiddelde toekomstige gasprijs



Bron: Berekend op basis aanname dat alle resterende reserves geproduceerd kunnen worden.

Om tot een inschatting te komen van de netto baten van de gaswinning moet ook rekening gehouden worden met de kosten van het opruimen van de locaties wanneer de winning echt is gestopt. De NAM verwacht dat in de komende jaren veel locaties moeten worden opgeruimd.⁹

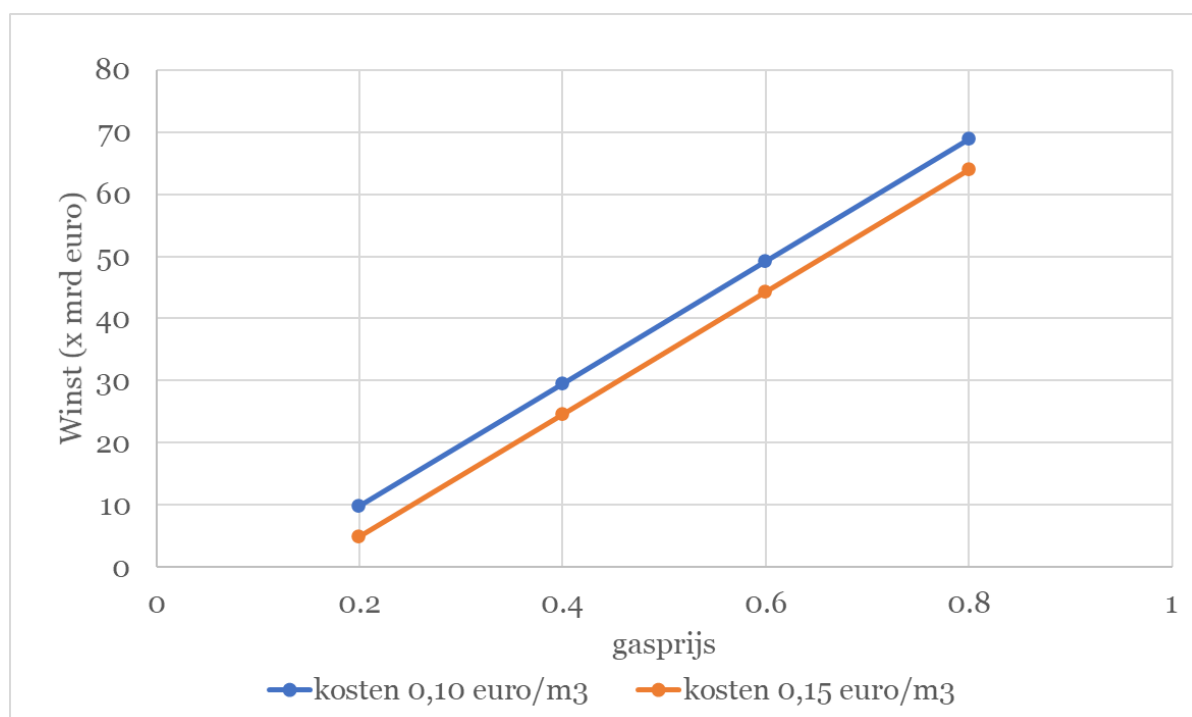
De NAM heeft in haar jaarverslag over 2020 een bedrag van ongeveer 2 miljard euro gereserveerd voor de kosten van opruimen. Deze reservering geldt voor alle kleine gasvelden, zowel op land als op zee. De opruimkosten voor de kleine velden op land kunnen ruwweg op 1 miljard euro gezet worden.

Bij de historisch gebruikelijke gasprijs van 0,20 euro/m³ zijn de netto baten dus niet zo groot. De verkoopwaarde van het gas uit alle kleine velden van de NAM bedraagt ongeveer 20

⁹ In het Jaarverslag 2020 staat hierover: “Omdat een aantal kleine velden in hun laatste productiefase zijn en uitgeproduceerd raken, worden de komende jaren veel locaties ontmanteld en worden de putten afgesloten. In Drenthe en Twente zijn in 2020 verschillende locaties ontmanteld en opgeruimd. De voormalige NAM locatie Tubbergen in natuurgebied Springendal in Twente is in 2020 gesaneerd en wordt in samenwerking met Staatsbosbeheer gereed gemaakt om weer onderdeel van de omliggende natuur te worden. Ook op andere locaties in Nederland worden putten afgesloten. Het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) houdt toezicht op deze werkzaamheden.” En: “Bij de voorbereiding van het opruimen kijken we ook naar mogelijkheden om de locaties te hergebruiken en om bijvoorbeeld in te zetten voor lokale duurzame energieprojecten. Deze intenties worden door de omgeving met groot enthousiasme ontvangen en leiden tot nieuwe samenwerkingsvormen en kansen. Een sprekend voorbeeld van een succesvol hergebruik van een oude locatie is de voormalige 30 hectare grote NAM GZI locatie in Emmen waar in 2020 een 12 MW-zonnepark is geplaatst.”

miljard euro¹⁰, maar de integrale kosten van de winning zullen zo'n 10 tot 15 miljard euro bedragen¹¹, wat een totale winst van 5 tot 10 miljard euro oplevert. Als we daar 1 miljard euro van aftrekken voor de opruimkosten, dan blijft er 4 miljard euro over als netto baat voor de totale gasproductie uit de kleine velden van de NAM (te verdelen over de aandeelhouders/participanten, voor belastingen). Bij hogere gasprijzen zal de netto baat een veelvoud daarvan zijn (zie Figuur 7).

Figuur 7 Totaal verwachte winst door verkoop alle kleine velden van NAM in relatie tot gemiddelde toekomstige gasprijs en veronderstelde gemiddelde integrale winningskosten



Noten:

- 1) Een gasprijs die structureel hoger is dan 0,20 euro/m³ was tot voor kort niet heel waarschijnlijk, maar sinds afgelopen najaar ligt de gasprijs op een veelvoud daarvan.
- 2) Deze winst is voor de aandeelhouders tezamen, en voor aftrek van belastingen.

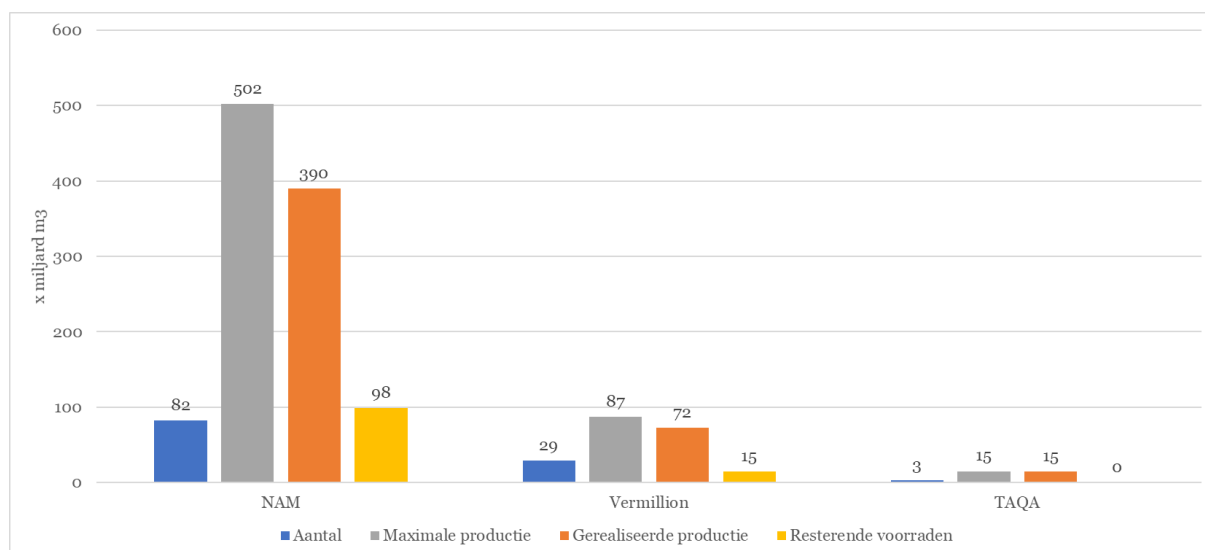
5. Mogelijke geïnteresseerde partijen

Op dit moment zijn er al andere partijen actief bij de winning van de kleine gasvelden op land. Naast de 82 kleine velden op land die door de NAM worden geproduceerd, is Vermillion actief bij 29 gasvelden en TAQA bij 3 (zie Figuur 8). Terwijl de resterende reserves in de gasvelden van de NAM geschat wordt op zo'n 98 miljard m³, zijn die van Vermillion ca. 15 miljard m³ groot en zijn de velden van TAQA zo goed als leeg.

¹⁰ Abstraherend van discontering, wat kan omdat de periode van gaswinning maar enkele jaren zal beslaan, de rentevoet heel laag is en bovendien zowel de kosten als de opbrengsten beide verspreid over de tijd plaats vinden.

¹¹ Resterende voorraden van 96 miljard m³ x 0,15 euro/m³ is 14,4 miljard euro.

Figuur 8 Gasvoorkomens op land per vergunninghouder (x mrd. m³)



bron: TNO-AGE, opgesteld op verzoek van Minister van EZK. Operator toegevoegd door auteur.
Zie ook bijlage B. Data is te vinden op: <https://www.nlog.nl/maximale-productievolumes-gasveld>.

Vermillion is een Canadees bedrijf dat actief is in de exploratie en winning van olie- en gasvelden. Aanvankelijk (vanaf 1994) alleen in Canada, maar sinds 1997 is het bedrijf ook actief in andere landen, waarbij het zich richt op Noord-Amerika, Australië en Europa. Het bedrijf is bewust in meerdere landen actief om zo de risico's te spreiden en minder afhankelijk te zijn van de politieke en economische situatie in een of enkele landen.¹² Vermillion heeft verder als strategie dat het zoekt naar gas- en olievelden die over het hoogtepunt wat betreft productie heen zijn, maar nog wel voldoende marge kunnen bieden.

In 2004 werd Vermillion voor het eerst actief in Nederland. Er werd toen voor 85,5 miljoen dollar een veld gekocht waarmee 34 miljoen m³ gas per dag kon worden geproduceerd. In 2009 werden hier via eigen exploratie en ontwikkeling vier velden aan toegevoegd, waardoor de productie in Nederland werd verdubbeld. In 2013 werd via acquisitie meerdere velden verkregen naast vergunningen voor exploratie van nieuwe gasvoorkomens. Sinds 2012 heeft Vermillion de hoeveelheid grond waaronder nog onontwikkelde reserves liggen, verdrievoudigd. Op dit moment beschikt het over ongeveer 800.000 hectare oppervlakte met onontwikkelde reserves.

Vermillion zegt organisch in Nederland te willen groeien, met als specifieke redenen de gunstige gasprijzen in Europa (die immers beduidend hoger zijn dan in Noord-Amerika), het gunstige fiscale regime en relatief lage winningskosten. Daarom zegt Vermillion “*that we will*

¹² Van de website van Vermillion: “Vermillion is targeting growth in production primarily through the exploitation of light oil and liquids-rich natural gas conventional resource plays in Canada and the United States, the exploration and development of high impact natural gas opportunities in the Netherlands and Germany, and through oil drilling and workover programs in France and Australia.” Bron: <https://www.vermilionenergy.com/>

continue to look to grow our Netherlands business unit in the future.” (bron: <https://www.vermilionenergy.com/>).

In het FD wordt gemeld dat relatief kleine olie- en gasbedrijven die gefinancierd zijn door investeringsmaatschappijen interesse zouden kunnen hebben voor de gasvelden van de NAM (FD, 27 oktober 2021). *“Dergelijke bedrijven hebben het laatste decennium de Noordzee 'overgenomen', terwijl grote oliemaatschappijen zich terugtrokken. Zo kocht Neptune in 2018 de bezittingen van het Franse Engie, waaronder velden in het Nederlandse deel van de Noordzee. Dat was toen een deal van €4,7 mrd.”*

Een ander potentieel bedrijf dat kleine velden interessant zou kunnen vinden, is, volgens een bericht in Energeia, Kistos. Dit is een zogenaamde ‘spac’, een beleggingsfonds dat speciaal is opgezet om bedrijven te kopen en naar de beurs te brengen. Dit fonds wil zich vooral richten op het kopen en managen van bedrijven in de energiesector. Afgelopen jaar kocht het Tulip Oil voor 220 mln euro met mogelijk nog betalingen in de toekomst. Op hun website <https://kistosplc.com/> staat vermeld dat ze zich wil richten op investeringsmogelijkheden in olie- en gasactiviteiten (productie, opslag, transport en opwekking) in het Verenigd Koninkrijk en continentaal Europa.

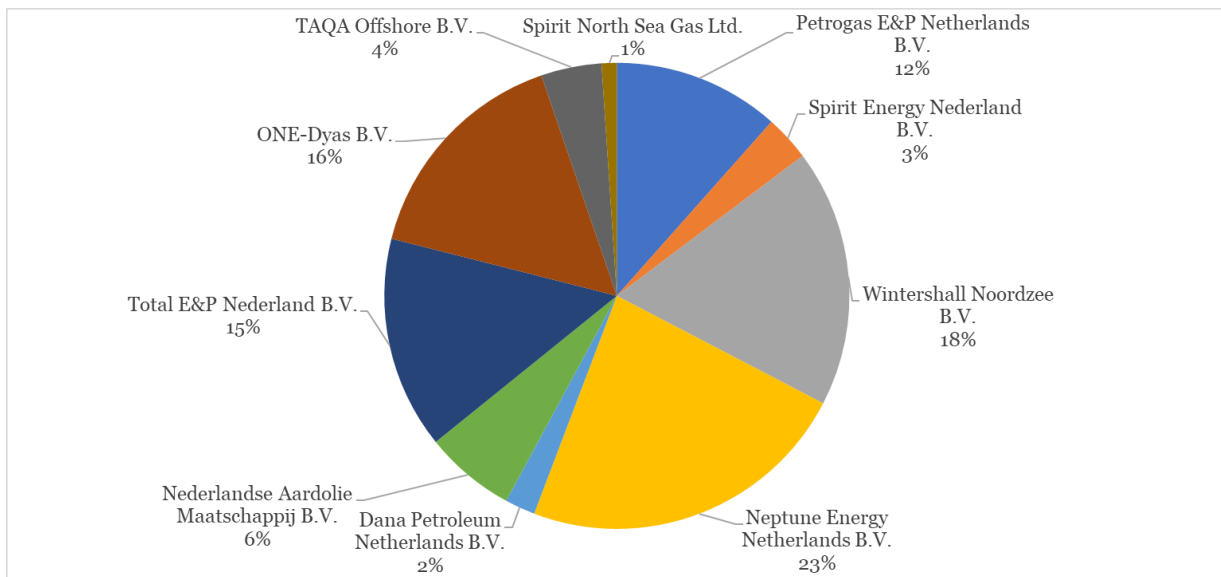
In meer algemene zin kun je zeggen dat de potentiële kopers zogenaamde ‘wildcat drillers’ zijn.¹³ Wildcats is de technische benaming voor reserves die nog heel onbekend zijn en/of heel risicovol. Het kan gaan om reserves die in moeilijk toegankelijke gebieden liggen of reserves die al grotendeels zijn leeggehaald. In het geval van de kleine gasvelden gaat het om het laatste type reserves, waarbij de resterende risico’s niet zozeer van technische aard zijn, maar slaan op de onzekerheid over te toekomstige financiële opbrengsten. De winning van de resterende reserves kan economisch gezien risicovoller zijn, omdat meer kosten moeten worden gemaakt, terwijl er ook meer onzekerheid is hoe groot de feitelijke opbrengt zal zijn. Doorgaans richten de grote olie- en gasbedrijven zich niet op zulke velden, maar zijn het kleine bedrijfjes die zich daarin specialiseren.

We zien dit proces al plaatsvinden bij de gasvelden op de Noordzee. In de afgelopen jaren zijn daar veel velden overgedragen door de grote olie- en gasbedrijven aan relatief kleine maatschappijen. De NAM bezit hier nog maar enkele vergunningen (zie Figuur 9). Neptune is hier een van de grotere producenten geworden.¹⁴ Dit bedrijf is in 2015 opgericht met hulp van *private equity* financiering en richt zich met name op gaswinning in onder meer Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en Nederland. Verwacht mag daarom worden dat een vergelijkbaar proces bij de gasvelden op land gaat plaatsvinden.

¹³ Voor meer informatie over wildcats, zie : <https://www.investopedia.com/terms/w/wildcatdrilling.asp#:~:text=Wildcat%20drilling%20is%20a%20form,useful%20for%20larger%20oil%20companies>.

¹⁴ Zie ook het rapport Delfstoffen en aardwarmte in Nederland van het Ministerie van EZK.

Figuur 9 Verdeling van aantal productievergunning op de Noordzee, 2020



Bron: www.nlog.nl

6. Nederlandse Staat als opkoper?

De Nederlandse Staat is al op diverse manieren actief bij de winning van aardgas. Niet alleen als vergunningverstrekker en ontvanger van een deel van de gasopbrengsten (via belastingheffing), maar ook als participant bij projecten. Deze participatie vindt plaats via EBN. In haar Jaarverslag meldt EBN dat het zich “richt op de participatie in activiteiten op het gebied van opsporing en winning van gas en olie in Nederland en het Nederlandse deel van het Continentaal Plat.

EBN is ooit opgericht om het maatschappelijk belang te behartigen bij het zoeken en winnen van olie en gas in de Nederlandse ondergrond. Deze belangenbehartiging gebeurt grotendeels via financiële participatie. Bij veel velden participeert EBN voor 40%.¹⁵ Participatie door een staatsbedrijf is overigens internationaal gebruikelijk. In veel landen neemt een staatsbedrijf deel aan de exploratie, ontwikkeling en winning van olie en gas. Deze staatsparticipatie is ook aantrekkelijk voor de olie- en gasbedrijven omdat daarmee het risico van elk project wordt gedeeld. In sommigen landen zijn het ook staatsbedrijven die als operator optreden, maar in Nederland is dat niet het geval. In Noorwegen is bijvoorbeeld Equinor (het voormalige Statoil) in een groot aantal gevallen ook de operator: van alle bijna 300 vergunningen voor de winning van olie en gas waarin het deelnam, was het in ruim 200 van de gevallen ook de operator (Mulder et al., 2021). Daarnaast kent Noorwegen een staatsbedrijf, Petoro AS, dat participeert bij de winning van olie en gas, maar niet als operator optreedt. Het doel van dit bedrijf is om de belangen van de Staat bij de gas- en oliewinning te borgen.¹⁶

¹⁵ Alleen bij productievergunning voor kleine gasvelden die voor 1967 zijn verleend, is EBN geen deelnemer.

¹⁶ Zie www.petoro.no.

In tegenstelling tot Equinor, maar vergelijkbaar met Petoro, is EBN ook een zogenaamde *non-operating participant*, die dus alleen gericht is op het faciliteren van de activiteiten van operators, bijvoorbeeld via het verschaffen van informatie over de Nederlandse ondergrond, door hen te helpen de kosten te verlagen en samenwerking tussen operators te bevorderen, bijvoorbeeld bij het ontmantelen van productielocaties. Daarnaast is EBN actief in het aantrekken van nieuwe investeerders (bron: EBN, Jaarverslag 2020).

Gezien deze rol van EBN ligt het niet voor de hand dat EBN ook zelf als operator gaat opereren. Het faciliteert, brengt kennis en kapitaal in, maar het is geen organisatie die op dit moment de menskracht en assets paraat heeft om de gaswinning zelf ter hand te nemen. Overigens neemt EBN de rol van operator wel in toenemende mate op zich bij de ontwikkeling van geothermie (waaronder seismisch onderzoek) en CCS projecten. De reden daarvoor is dat marktpartijen daar nog niet veel ervaring mee en expertise van hebben. Bij gaswinning doet dit probleem zich niet voor, omdat hier immers een groot aantal bedrijven internationaal actief zijn. Het is dan ook niet aannemelijk dat EBN voor de resterende kleine-velden de operator rol op zich zal nemen.

Wel is het in theorie denkbaar dat EBN haar participatie in de winning vergroot. De facto zou dat betekenen dat EBN dan als koper van een deel van de BV's met de bijbehorende productievergunningen optreedt. Dit zou dan wel in overleg met een andere koper moeten zijn die de rest van de BV's koopt. Het voordeel hiervoor zou kunnen zijn dat op die manier de Staat een grotere invloed kan uitoefenen op (strategische) beslissingen. Dit voordeel kan echter als heel gering worden ingeschat omdat EBN door de 40% participatie op grond van de Mijnbouwwet al de bevoegdheid heeft besluiten te blokkeren. Een vergroting van het aandeel tot boven de 50% zou overigens niet passen in het huidige beleid van de Staat, waar het uitgangspunt steeds is dat marktpartijen de leidende rol moeten spelen. Daarbij komt dat EBN tot dusverre geen (of weinig) ervaring heeft met het op commerciële wijze verkrijgen van participaties bij de olie- en gaswinning, aangezien de participaties verkregen worden via het in de Mijnbouwwet vastgesteld recht op participatie door de Staat.

Een groter EBN aandeel zou overigens als nadeel hebben dat het resulterende verkleinde aandeel voor kopende partijen minder perspectief op hogere winsten impliceert, waardoor er mogelijk minder interesse vanuit de markt is om de BV's (deels) over te nemen. Al met al is de conclusie dat een grotere of andere rol van EBN bij de winning van de kleine gasvelden niet voor de hand ligt.

7. Verantwoordelijkheid voor omgeving

Voor de maatschappij is uiteindelijk ook van belang hoe een kopende partij om zal gaan met de risico's van gaswinning voor de omgeving en omwonenden. Wanneer de NAM haar

activiteiten bij de kleine gasvelden stopt en overdraagt aan een andere partij, dan mogen we aannemen dat dezelfde wettelijke verplichtingen voor die partij gelden, zoals door de Minister van Economische Zaken en Klimaat is aangegeven in een brief aan de Tweede Kamer.¹⁷ De Minister moet bij overgang van productievergunning daartoe toestemming verlenen en hij zal dan toetsen of een “bedrijf financieel en technisch capabel is en blijk geeft van verantwoordelijkheidszin”.¹⁸ In antwoord op Kamervragen hierover stelt de Minister dat “de uitkomst van deze toetsing kan reden zijn om geen toestemming te verlenen voor overdracht van een vergunning. Dit zorgvuldige proces draagt bij aan de veilige en verantwoorde winning en daarmee ook aan de leveringszekerheid van deze velden.”¹⁹ De juridische basis voor deze Ministeriele bevoegdheid komt uit de Mijnbouwwet. Daarnaast houdt het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) toezicht op de activiteiten van de bedrijven die actief zijn in olie- en gaswinning en controleert daarbij met name of deze bedrijven zich aan de wet- en regelgeving houden.²⁰

Kortom, bij de overdracht van de kleine gasvelden aan een andere partij zullen dezelfde verplichtingen gelden met betrekking tot de borging van maatschappelijke belangen als die nu gelden voor de NAM. Hieronder vallen ook de verplichtingen om gevolgschade te vergoeden en het opruimen van de productielocaties wanneer de productie is stopgezet. Wat betreft de kosten van het opruimen is er per 1 januari 2022 de verplichting voor houders van productievergunningen om daarvoor financiële garantie af te geven zo gauw de waarde van de resterende reserves kleiner is dan de geschatte opruimkosten. Kopers van een productievergunning zullen zich ook aan deze garantiplicht moeten houden.

8. Conclusie

- a) De NAM beschikt nog over 82 kleine gasvelden op land, met in totaal nog ca. 98 miljard m³ aan te winnen gas. Gemiddeld per veld gaat het dan om 1,2 miljard m³ gas, maar de verschillen tussen de velden zijn groot: in ongeveer de helft van de gevallen gaat het om velden met een resterende voorraad van minder dan 500 miljoen m³.
- b) De integrale winningskosten van deze velden zijn relatief hoog (ruwweg en op conservatieve wijze geschat op ca. 0,10 tot 0,15 euro/m³) en leveren bij de historisch gebruikelijk gasprijs van ca. 0,20 euro/m³ in totaal minimaal ca. 4 miljard euro aan winst op voor de aandeelhouders (voor belasting, maar na verrekening met opruimkosten). Bij de huidige veel hogere gasprijs zijn de baten uiteraard aanzienlijk hoger, en kunnen in de tientallen miljarden euro's lopen. Het verkopen van de kleine gasvelden is daarom in de

¹⁷ Kamerbrief DGKE-PDG / 21263382, Herstructurering NAM, 2 november 2021.

¹⁸ De Minister laat zich daarbij adviseren door de EBN (over bedrijfseconomische en financiële aspecten), TNO (over ondergrond) en SodM (over veiligheid, gezondheids- en milieuaspecten).

¹⁹ Kamerbrief DGKE-PDG / 21288012, 23 november 2021.

²⁰ Zie website SoDM: <https://www.sodm.nl/sectoren/olie--en-gaswinning>

huidige tijd van grote krapte op de gasmarkt en hoge gasprijzen kansrijk, omdat er diverse potentiële kopers zich waarschijnlijk zullen melden.

- c) Het is internationaal vrij gangbaar dat grote olie- en gasbedrijven zich terugtrekken uit velden wanneer die grotendeels leeg zijn gehaald. Zij hebben dan geen voordeel meer van hun omvang, terwijl kleine gespecialiseerde bedrijven wel kostenvoordelen kunnen behalen door zich te richten op velden aan het einde van hun levensduur. We zien ook dat zulke bedrijven vaak gefinancierd worden door investeringsmaatschappijen of *private equity* fondsen. Deze financiers zijn bereid het (economische) risico te nemen dat de velden uiteindelijk toch minder opleveren dan verwacht, in de hoop dat precies het tegenovergestelde het geval zal zijn, namelijk dat de opbrengsten juist hoger zullen zijn. In deze hoek moeten dan ook de potentiële kopers van de huidige gasvelden van de NAM gezocht worden.
- d) Dat de NAM besloten heeft om (haar aandeel in) de kleine gasvelden af te stoten, past goed in dit beeld. Daarbij kan mogelijk ook gespeeld hebben, dat de NAM in toenemende mate weerstand bij haar activiteiten ervaart, zoals ze in haar Jaarverslag noemt. Een andere partij zal die weerstand mogelijk niet of minder ondervinden. In dat geval kan het extra voordelig voor de NAM zijn om de velden van de hand te doen, omdat het zodoende wellicht meer financiële opbrengsten uit de gasvelden kan halen dan door zelf operator te blijven.
- e) Hoewel de Nederlandse Staat nauw betrokken is bij de gaswinning, via EBN, ligt het niet voor de hand dat de Staat zelf de productie ter hand zal nemen. EBN richt zich alleen op financiële participatie, bevordering van kennisuitwisseling en facilitering van samenwerking tussen operators. Het zelfstandig produceren van de resterende gasvelden vraagt om menskracht, expertise en productiefaciliteiten die nu niet bij organisatie aanwezig zijn, maar eventueel wel via overname van huidig NAM personeel en assets verkregen zouden kunnen worden. Het past echter niet in het huidige beleid van de Rijksoverheid waarbij het idee is dat overheidsbedrijven alleen een actieve rol moeten hebben, wanneer marktpartijen die rol niet goed (kunnen) oppakken, zoals bij bijvoorbeeld geothermie en CCS aan de orde is. Juist door samen te werken met commerciële partijen die internationaal ervaring opdoen met het winnen van gas, en mogelijk gespecialiseerd zijn in het winnen van gasvelden die al bijna leeg zijn, kan de Staat profiteren van die expertise en bovendien het risico delen.
- f) Wel is het in theorie denkbaar dat de Staat via EBN een groter aandeel in de vergunning verwerft. Het voordeel daarvan zou zijn een sterkere positie bij het nemen van (strategische) beslissingen, maar dit voordeel is beperkt omdat EBN op grond van de Mijnbouwwet nu al een blokkeringsbevoegdheid heeft. Bovendien zou een groter EBN aandeel als nadeel hebben dat dit de gasvelden mogelijk minder interessant maakt voor potentiële kopers. Van belang hierbij is om te weten dat de belangen voor omgeving en

omwonenden is geborgd door de bestaande bepalingen in de Mijnbouwwet, waarbij de Minister van EZK bij de overdracht van vergunning toetst op diverse criteria, en bovendien de activiteiten van de mijnbouwbedrijven voortdurend monitort.

- g) Bij het verkopen van gaswinlocaties aan een ander bedrijf verandert er dan ook niets aan de voorwaarden waaronder de winning plaatsvindt, en dus ook voor de bescherming van de belangen van de inwoners verandert er niets. Het is een juridische kwestie in hoeverre de aansprakelijkheid voor in het verleden veroorzaakte schade ook wordt overgedragen, maar deze aansprakelijkheid zal hoe dan ook een rol spelen bij onderhandeling over de waarde van de verkoop van de productievergunningen. De kopende partij zal sowieso rekening moeten houden met de toekomstige kosten van de opruimverplichting, doordat de houders van productievergunningen financiële garanties daarvoor moeten afgeven wanneer het einde van een gasveld nadert.

Bijlage A

Nieuwsbericht van de NAM, 26 oktober 2021:

“De NAM is van plan haar operationele structuur aan te passen. Het is de bedoeling dat de kleine gas- en olievelden op land en op zee worden ondergebracht in vier nieuwe BV's, waar op termijn een nieuwe eigenaar voor kan worden gezocht. Het Groningenveld en de ondergrondse opslagen in Norg en Gripskerk vormen geen onderdeel van de herstructurering en blijven integraal onderdeel van NAM BV.

NAM-directeur, Johan Atema: “We hebben de afgelopen jaren ontzettend hard gewerkt om ons aan te passen aan de nieuwe situatie, waarbij de gaswinning uit het Groningenveld naar nul gaat. Maar de ruimte om te investeren in kleine velden is op dit moment beperkt bij NAM. We denken dat het daarom goed zou zijn wanneer de kleine velden op termijn worden overgenomen door een operator die meer investeringsruimte heeft. Dit past ook bij het streven van de overheid om het kleine veldenbeleid zoveel mogelijk op peil houden in verband met de leveringszekerheid. Daarnaast zou dit goed zijn voor de aan de kleine velden gekoppelde werkgelegenheid in de regio's. De mogelijke verkoop van de kleine velden maakt NAM bovendien meer robuust in de afwikkeling van de sluiting van het Groningenveld.”

De herstructurering, passend bij de strategie van de NAM-aandeelhouders, is erop gericht meer flexibiliteit te creëren voor een mogelijke verkoop van onderdelen van NAM. Op basis van geografische en operationele aspecten wil NAM de volgende activiteiten onderbrengen in aparte BV's:

- Offshore velden en infrastructuur, inclusief de gasbehandelingsinstallatie in Den Helder;
- Gas- en olievelden en infrastructuur in Noord- en Zuid-Holland;
- Gasvelden en infrastructuur in Friesland, inclusief de Waddenzee;
- Olieveld Schoonebeek en de omliggende gasvelden en infrastructuur in Oost-Nederland.

Dit is een belangrijke stap voor NAM en haar medewerkers. NAM streeft ernaar de herstructurering in 2022 af te ronden. Johan Atema: “De medewerkers en ondernemingsraad zijn inmiddels geïnformeerd over de plannen. De herstructurering zelf heeft voor hen geen directe gevolgen, maar vanzelfsprekend houden we medewerkers op de hoogte over de implementatie en de eventuele verdere stappen in de toekomst.”

Bijlage B: Gasvoorkomens (x miljoen m³) per locatie, regio en operator, per 1 juli 2021

Gasveld	Maximaal	Gerealiseerd	Resterend	Noord BV	Westerkwartier	NAM	Vermillion	Taqa
Ameland-Oost	52972	43241	9731	1		1		
Ameland-Westgat	7018	5915	1103	1		1		
Nioz-FA	1417	984	433	1		1		
Andel-6 (Wijk & Aalburg)	460	30	430				1	
Anjum	18745	14741	4004	1		1		
Annervveen	85300	71201	0	1		1		
Assen	304	238	66	1		1		
Assen-Zuid	57	0	57	1		1		
Barendrecht	402	324	78			1		
Barendrecht-Ziedewij	4643	3778	865			1		
Bedum	14529	11337	3192			1		
Bergen-Rotliegendb	7194	7198	-4					1
Blesdijke	62	37	25	1				
Blesdijke-Easta	178	0	178				1	
Blija-Ferwerderadeel	2810	1710	1100	1		1		
Blija-Zuid	509	332	177	1		1		
Blija-Zuidoost	4553	1683	2970	1		1		
Blijham	2479	2068	411			1		
Boerakker	3719	3266	453	1		1		
Botlek	12985	11973	1012				1	
Brakel	758	187	571					1
Coevorden (RNMU)	768	127	41			1		
Coevorden (DC+Ze2C)	36123	31461	4662			1		
Collendoorn	181	176	5			1		
Collendoornerveen	1054	737	317			1		
Dalen	8973	7522	1451			1		
De Blessea	1477	1341	136				1	
De Hoeve	209	54	155				1	
De Lier	96	57	39			1		
De Wijk	21113	15927	5186			1		
Den Velde	1852	772	1080			1		
Diever	3164	1771	1393				1	
Donkerbroek-Hemrik	1127	695	432	1		1		
Een	125	124	1	1		1		
Eernewoude	507	173	334				1	
Eesveen	671	433	238				1	
Eleveld	10399	8825	1574			1		
Emmen	8145	6736	1409			1		
Emmen-Nieuw Amsterdam	1155	922	233			1		
Ezumazijl	1025	879	146	1		1		
Faan	884	564	320	1		1		
Feerwerd	358	290	68	1		1		
Gaag	7766	7469	297			1		
Gasselternijveen	1068	503	565					
Geesbrug	12063	315	11748			1		
Groet	6507	6426	81					1
Grollo	681	148	533				1	
Grootegast	6136	5802	334	1		1		
Grouw	733	558	175			1		
Hardenberg	9773	9323	450			1		
Hardenberg-Oost	1029	191	838			1		
Harkema	527	403	124	1		1		
Heinenoord	255	207	48			1		
Hekelingen	937	734	203			1		
Kiel-Windeweer	886	699	187	1		1		
Kollum	1038	700	338	1		1		
Kollumerland	1315	1264	51	1		1		
Kollum-Noord	4567	4203	364	1		1		
Kommerzijl	3059	2539	520	1		1		
Langezwaag	656	337	319	1			1	
Lauwersoog	5810	4207	1603	1		1		
Leens	2058	1753	305	1		1		
Leeuwarden-Nijega	11606	11148	458				1	
Leeuwarden 101 Rotliegend	472	288	184	1				
Loon op Zand	492	489	3				1	
Loon op Zand-Zuid	261	124	137				1	
Maasdijk	1079	170	909			1		
Marum	6205	4666	1539	1		1		
Metslawier	6222	4284	1938	1		1		
Metslawier-Zuid	3239	1560	1679	1		1		
Middelburen	518	186	332				1	
Middelie	6210	4617	1593			1		
Moddergat	5807	4776	1031	1		1		
Molenpolder	1042	947	95	1		1		
Monster	2978	2690	288			1		
Munnekezijl	11818	8759	3059	1		1		
Nes	21586	11542	10044	1		1		
Nieuwehorne	282	0	282	1				
Noorderdam	713	699	14					
Noordwolde	233	170	63				1	
Oldelamer	2596	2081	515				1	
Oosterhesselen	4646	3781	865			1		
Oostrum	1971	1540	431			1		
Opeinde	3083	3035	48				1	
Opeinde-Zuid	1044	961	83				1	
Opeinde-Oost	3661	3061	600	1		1		
Oppenhuizen	197	0	197	1				
Oud-Beijerland Noord	180	71	109					
Oud-Beijerland Zuid	927	704	223					
Oude Pekela	4549	3885	664	1		1		
Oudeland	924	771	153			1		
Oudendijk	158	145	13					
Pernis	2444	1787	657			1		
Pernis-West	6939	5908	1031			1		
Pieterzijl Oost	255	66	189	1		1		
Rauwerd	694	572	122	1				
Reedijk	1546	1323	223			1		
Ried	235	210	25				1	
Rustenburg	929	600	329			1		
Saaksom	4752	3741	1011	1		1		
Schermer-Platten	975	937	18					1
Schoonebeek Gas	11775	9736	2039			1		
Sebaldeburen	4876	3988	888	1		1		
's-Gravenzande	4680	4542	138			1		
Slootdorp	2132	1579	553				1	
Sonnega-Weststellingwerf	60	37	23				1	
Spijkenisse-Oost	1242	939	303			1		
Spijkenisse-Intra	216	43	173			1		
Spijkenisse-West	714	457	257					
Sprang	332	329	3				1	
Suawoude	3571	3542	29	1				
Surhuisterveen	347	295	52	1		1		
Tietjerksteradeelb	33157	28146	5011				1	
Ureterp	8229	6812	1417	1		1		
Vierhuizen	2605	1647	958	1		1		
Vinkega	1905	1452	453				1	
Vries	7919	7055	864	1		1		
Waalwijk-Noord	4054	2475	1579			1	1	
Wanneperveen	6959	4774	2185			1		
Warffum	10396	8083	2313			1		
Warga-Wartena	546	537	9				1	
Westbeemster	2662	2140	522			1		
Weststellingwerf	563	131	432				1	
Wieringa	112	71	41	1		1		
Witten	44	0	44	1		1		
Witterdiep	428	413	15	1		1		
Zevenhuizen	108	101	7	1		1		
Zevenhuizen-West	108	108	0	1		1		
Zuidwal	14813	14269	544				1	
Zuidwending-Oost	715	619	96			1		

bron: TNO-AGE, opgesteld op verzoek van Minister van EZK. Regio en operator toegevoegd door auteur.

Te vinden op: <https://www.nlog.nl/maximale-productievolumes-gasveld>: