

# › VAN EXPORTEUR NAAR IMPORTEUR

DE VERANDER(EN)DE ROL VAN AARDGAS IN NEDERLAND

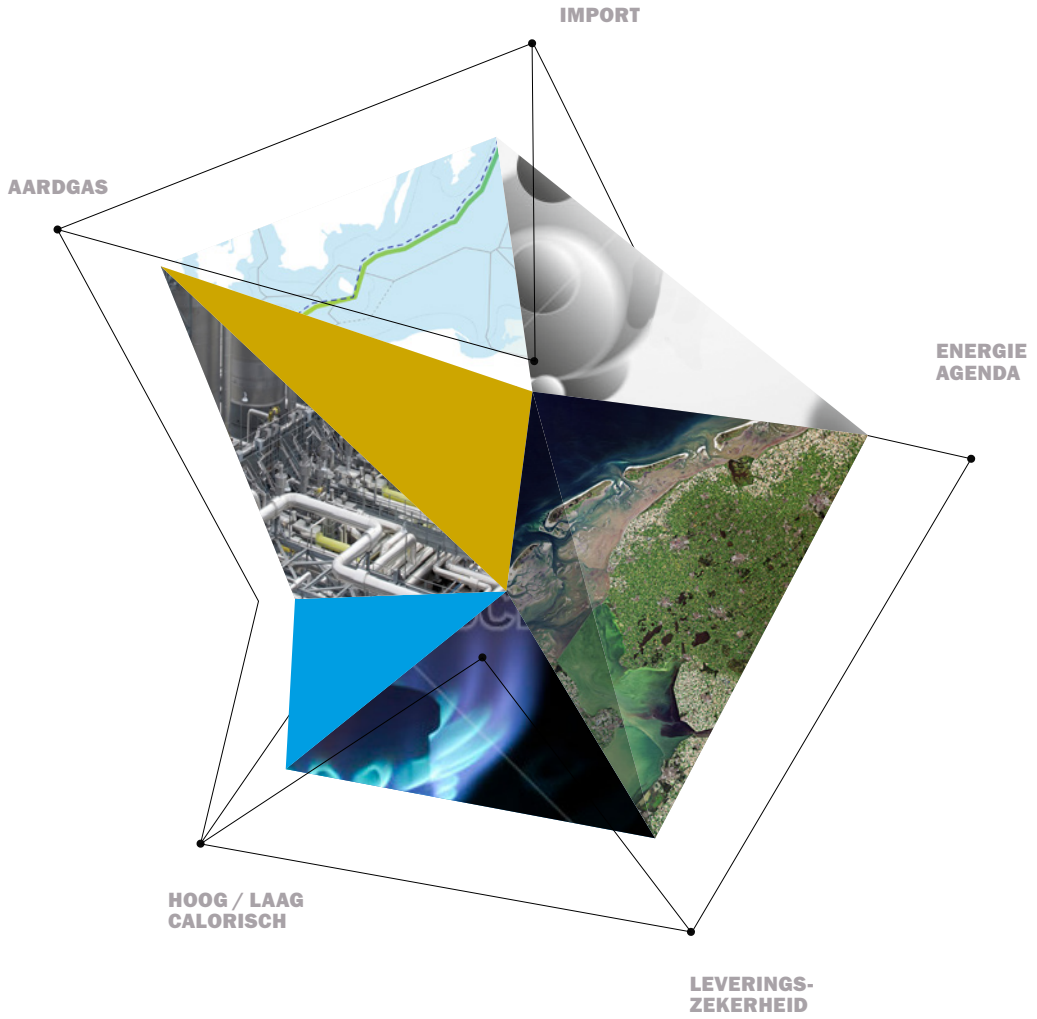


**WHITEPAPER**  
AUGUSTUS 2017

**TNO** innovation  
for life

› In samenwerking met





# INHOUDSOPGAVE

## **INTRODUCTIE**

4

## **DE ROL VAN AARDGAS IN NEDERLAND**

5

## **SCENARIO'S IMPORTAFHANKELIJKHEID**

12

## **IMPORTAFHANKELIJKHEID: NEDERLAND IN EEN INTERNATIONALE CONTEXT**

19

## **FLEXIBILITEIT IN DE ENERGIEVOORZIENING IS DE UITDAGING**

26

## **TOT SLOT**

28

## INTRODUCTIE

NA DE ONTDEKKING VAN HET GRONINGEN AARDGASVELD IN 1959, HET GROOTSTE GASVELD IN WEST-EUROPA, IS NEDERLAND MEER DAN EEN HALVE EEUW ZELFVOORZIENEND GEWEEST MET DEZE ENERGIEBRON. HET KEERPUNT KWAM DOOR DE AARDBEVING IN HUIZINGE IN DE PROVINCIE GRONINGEN IN AUGUSTUS 2012 MET EEN KRACHT VAN 3,6 OP DE SCHAAL VAN RICHTER. DIE GEBEURTENIS HEEFT GELEID TOT EEN PLAFOND VOOR DE DE JAARLIJKSE PRODUCTIE VAN 21,6 MILJARD KUBIEKE METER (BILLION CUBIC METRES, BCM<sup>1</sup>), RUIM DE HELFT MINDER DAN IN DE JAREN VÓÓR 2014.

### Ondanks de verlaging van de Groningen gas productie, lijkt er tot nu toe geen zichtbare impact te zijn op de leveringszekerheid in Nederland en West-Europa.

Er zijn veel vragen over de leveringszekerheid in de toekomst: wat zijn de consequenties op langere termijn van de voorgenomen beslissingen over Groningen? Kan de productie in Groningen in de toekomst nog verder worden verlaagd? Wat is de rol van de productie van aardgas uit de kleine velden? Is ondergrondse gasopslag nodig? Kan de import van aardgas dan wel de inzet van duurzame energiebronnen de productie van Groningen vervangen? Wat zijn daarvan de kosten en geopolitieke consequenties? Hoe realistisch is een snelle vermindering van de aardgasvraag in Nederland eigenlijk gegeven de Nederlandse energieagenda?<sup>2</sup>

Deze en veel andere vragen komen in dit paper aan de orde. We bieden inzicht in de historische

ontwikkelingen sinds 1959, de huidige situatie en de mogelijke toekomst. We gaan nader in op de veranderende rol van aardgas in Nederland, bezien vanuit de gevolgen van de aardbevingen en de noodzaak om de energietransitie sneller te laten verlopen. We analyseren hoe aardgas een nuttige rol kan spelen in de energietransitie. Bijzondere aandacht gaat uit naar het moment waarop en de condities waaronder Nederland importafhankelijk kan worden van aardgas én hoe de benodigde flexibiliteit in de energievoorziening in de toekomst is te realiseren.

Hoofdstuk 1 geeft een overzicht van de historische rol van aardgas, de functies die daarbij werden vervuld door het Groningengas en de kleine velden, en het belang van de aardgaswinning voor de Nederlandse economie. Hoofdstuk 2 gaat in op de kentering in het beleid na de aardbeving in Huizinge (2012) en wat dit betekent voor het vervullen van de volume- en balansrol, evenals het afdekken van seizoengebonden variaties in de aardgasvraag. Het schetst verder een aantal mogelijke scenario's op het gebied van importafhankelijkheid op basis van verschillende aannames met betrekking tot de toekomstige aardgasproductie. Hoofdstuk 3 analyseert de mogelijkheden voor het moment dat Nederland importafhankelijk zou worden en de energietransitie nog niet is voltooid. Hoofdstuk 4 gaat in op de vraag hoe ons land in de toekomst moet zorgen voor de benodigde flexibiliteit in de energievoorziening en benadrukt de noodzaak voor de Nederlandse overheid een adaptief beleid te voeren voor aardgas om de energietransitie succesvol te laten verlopen.

- 1 In deze studie wordt 1 m<sup>3</sup> gedefinieerd als 1 Nm<sup>3</sup> ('Normaal' kubieke meters van Groningen equivalent aardgas (Geq); 'Normaal' heeft betrekking op de referentie condities nul graden Celsius en 101,325 kPa)
- 2 'Energieagenda. Naar een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening' (Den Haag: Ministerie van Economische Zaken, december 2016).

# DE ROL VAN AARDGAS IN NEDERLAND

## AARDGAS NU EN IN DE TOEKOMST

In de afgelopen vijftig jaar heeft het Groningen veld verschillende rollen vervuld. Allereerst diende het veld als volumeproducent waar een groot deel van het in Nederland geproduceerde aardgas van afkomstig was voor zowel de binnenlandse als de buitenlandse afzetmarkt. Een andere belangrijke rol van het Groningenveld was die van balansproducent, waarbij het gasvraag en -aanbod vanuit de kleine velden balanceerde. Tenslotte dekte het Groningengas seizoengebonden variaties in de gasvraag af, evenals piekvraag op koude winterdagen.

Na de oliecrisis in 1973 kreeg de exploratie en productie van aardgas uit de kleinere gasvelden in Nederland voorrang. Het idee hierachter was om het Groningen aardgas zoveel mogelijk te sparen zodat dit als strategische voorraad kon dienen. Deze productiestrategie heeft gewerkt, totdat als gevolg van de onomkeerbaar teruglopende productie van de kleine velden (ruwweg vanaf het jaar 2000) Groningen meer gas is gaan produceren om aan de marktvraag te blijven voldoen.

## De aardbeving in Huizinge, in augustus 2012, zorgde voor een keerpunt in het productiebeleid voor het Groningen veld.

Na een aantal eerdere productiebeperkingen in 2014 en 2015 bepaalde de Raad van State in november 2015 dat de gaswinning in Groningen voorlopig beperkt moest blijven tot 27 bcm op jaarbasis. Overschrijding tot maximaal 33 bcm was alleen toegestaan als er sprake zou zijn van een relatief koud jaar. Ook mocht in en rond Loppersum voorlopig geen gas worden gewonnen.<sup>3</sup> Naar aanleiding

van de uitspraak van de Raad van State gaf de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) in april 2016 aan dat het in koude winters mogelijk moet zijn om meer dan 27 bcm per jaar te winnen, zonder dat hierdoor de veiligheid in het geding komt.<sup>4</sup> Maar, na extra onderzoek naar de aardbevingen concludeerde het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) op 21 juni 2016 dat de aardgaswinning in het gebied de komende jaren niet boven de 24 bcm per jaar<sup>5</sup> zou mogen uitkomen.<sup>6</sup> Op 24 juni 2016 maakte het kabinet bekend hierin mee te gaan en de aardgaswinning de komende vijf jaar tot 24 bcm per jaar te beperken.<sup>7</sup> In een brief aan de Tweede Kamer van 12 september 2016 stelde minister Kamp – zich daarbij baserend op onderzoek van Gasunie Transport Services (GTS) – dat het benodigde volume aan Groningengas tot en met 2020 jaarlijks met 2 bcm kan worden teruggebracht als gevolg van een toename van de energie-efficiëntie en verduurzaming in Nederland, en een versnelde afbouw van de vraag naar laagcalorisch (Groningen) gas in het buitenland.<sup>8</sup>

3 'Gaswinning in Groningen voorlopig beperkt tot 27 miljard kubieke meter', Raad van State, 18 november 2015, <https://www.raadvanstate.nl/pers/persberichten/tekst-persbericht.html?id=790>.

4 'Winningsplan Groningen Gasveld 2016' (Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), 2016), 7.

5 Een gasjaar loopt van oktober tot en met september.

6 Heiko Jessayan, 'Limiet gaswinning Groningen op 24 miljard kuub', Financieel Dagblad, 22 juni 2016, <http://fd.nl/ondernemen/1157211/limiet-op-gaswinning-in-groningen-tot-24-mrd-kuub>; 'Advies aan kabinet om gaswinning verder terug te schroeven', NOS, 21 juni 2016, <http://nos.nl/artikel/2112647-advies-aan-kabinet-om-gaswinning-verder-terug-te-schroeven.html>.

7 Hierbij is er ruimte tot 31,5 miljard bcm mits gemotiveerd conform voorschriften bij de instemming met het winningsplan. Zie minister Kamp, 'Kamerbrief ontwerp-instemmingsbesluit gaswinning Groningen', 24 juni 2016, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2016/06/24/ontwerp-instemmingsbesluit-gaswinning-groningen>.

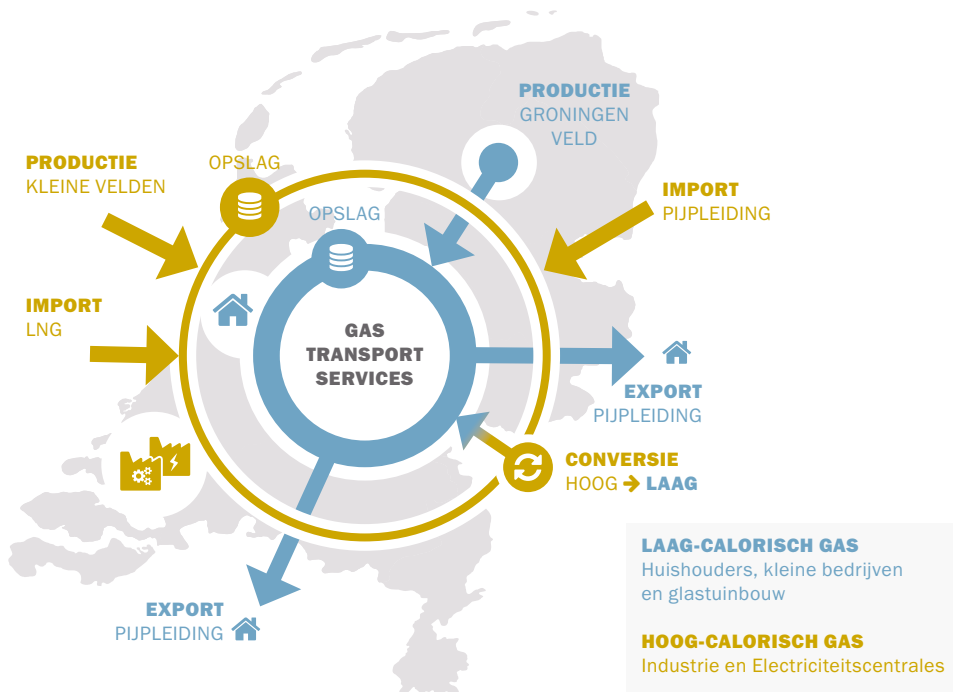
8 Minister Kamp, 'Uitstel investeringsbesluit nieuwe stikstofinstallatie bij Zuidbroek', Text, (12 september 2016), 5, [https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven\\_regering/detail?id=2016Z16408&did=2016D33789](https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2016Z16408&did=2016D33789); 'Groningen volume en leveringszekerheid periode 2017-2020' (Groningen: Gasunie Transport Services (GTS), 8 juni 2016).

Dit voornemen was echter al snel weer achterhaald en in april 2017 werd de toegestane maximale productie in Groningen verder naar beneden bijgesteld tot het huidige niveau van 21,6 bcm per gasjaar (start op 1 oktober) op basis van een inschatting van GTS.<sup>9</sup> Deze beslissing is overigens juridisch aangevochten door de NAM bij de Raad van State.<sup>10</sup>

## Wat is het volume aan Groningengas dat noodzakelijk is om de leveringszekerheid in Nederland na 2020 te kunnen waarborgen?

Als zich opnieuw een relatief grote aardbeving zou voordoen, is het goed denkbaar dat er vanuit de samenleving de roep ontstaat om de productie nog verder te verlagen.

Tot op heden heeft aardgas voor 40% bijgedragen aan de Nederlandse energiebehoefte.<sup>11</sup> Aardgas leverde 50% van de geproduceerde elektriciteit en diende als verwarmingsbron in maar liefst 96% van alle huishoudens.<sup>12</sup> Anders dan dat bij huishoudens het geval is, verbruiken elektriciteitscentrales en industrie vooral hoogcalorisch aardgas. Figuur 1 geeft een overzicht van de verschillende hoog- en laagcalorische gasstromen in Nederland.



FIGUUR 1. Overzicht van de verschillende hoog-/laagcalorisch gasstromen in de verschillende sectoren in Nederland

Tot 2013 was de vraag naar aardgas in Nederland gedurende vele tientallen jaren relatief constant; de laatste jaren is een dalende trend zichtbaar (Figuur 2). Maar over de toekomstige ontwikkeling van de vraag naar hoog- en laagcalorisch gas vanuit de verschillende sectoren bestaat onzekerheid, die samenhangt met de onzekerheid over het tempo waarin we er in zullen slagen onze energiehuishouding koolstofarm te maken.<sup>13</sup> Bovendien bestaat er politieke onzekerheid over de beslissingen die een nieuw kabinet zal nemen over de rol van de aardgas(winning) in de toekomst. In de Energieagenda, die in december 2016 verscheen, stelt het ministerie van Economische Zaken dat in 2050 alle elektriciteit duurzaam zal worden opgewekt. Verwarming van gebouwen gebeurt voornamelijk door aardwarmte en elektriciteit, bedrijven hebben dan hun productieprocessen aangepast, koken op aardgas is verleden tijd en er rijden vrijwel alleen nog maar elektrische auto's in ons land.<sup>14</sup> Om dit te realiseren zet het kabinet in op een drastische vermindering van het gebruik van aardgas door onder meer geen nieuwe gasinfrastructuur meer aan te laten leggen in nieuwbouwwijken en het vervangen van de aansluitplicht door een aansluitrecht op gasinfrastructuur voor verwarming.<sup>15</sup>

## De vraag naar aardgas in de toekomst zal sterk afhangen van de snelheid van de energietransitie.

Als gevolg van deze onzekerheid komt de verwachting in de Nationale Energieverkenning 2016 (NEV) dat Nederland tussen 2030 en 2035 structureel importafhankelijk zal worden<sup>16</sup> in een ander perspectief te staan. Dat moment kan zich later of juist veel eerder voordoen.

Het hangt af van de aardgasproductie in Groningen en van de kleine velden, de ontwikkelingen in de vraag naar laagcalorisch (kleine bedrijven, glastuinbouw, huishoudens) en hoogcalorisch gas (industrie, elektriciteitscentrales). In het geval dat kleine bedrijven, de glastuinbouw en de huishoudelijke sector tijdens de energietransitie laagcalorisch gas blijven gebruiken, is een eventueel tekort aan laagcalorisch Groningengas te compenseren door bijmenging van stikstof in hoogcalorisch gas, waardoor het op Groningengas kwaliteit wordt gebracht (pseudo-Groningen gas). Dit scenario betekent wel een verhoogde afhankelijkheid van de import van hoogcalorisch gas en de mogelijke noodzaak de aanwezige productiecapaciteit van stikstof te vergroten.

- 
- 9 'Groningen volume en leveringszekerheid', Brief aan minister Kamp over Groningen volume en leveringszekerheid, (17 mei 2017); Casper van der Veen, 'Kamp verlaagt gaswinning Groningen met 10 procent', nrc.nl, geraadpleegd 29 juni 2017, <https://www.nrc.nl/nieuws/2017/04/18/advies-verlaag-gaswinning-in-groningen-nog-verder-a1554956>.
  - 10 NAM in beroep bij Raad van State: 'Overheid, schep heldere kaders voor gaswinning in Groningen', geraadpleegd 29 juni 2017, <http://www.nam.nl/nieuws/2017/nam-in-beroep-bij-raad-van-state.html>.
  - 11 Energieagenda. Naar een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening', 70.
  - 12 N.M. van der Sar, 'Risk Assessment 2014' (Gasunie Transport Services (GTS), 10 juni 2014); J. Juez-Larré e.a., 'Using underground gas storage to replace the swing capacity of the giant natural gas field of Groningen in the Netherlands. A reservoir performance feasibility study', *Journal of Petroleum Science and Engineering* 145 (september 2016): 36, doi:10.1016/j.petrol.2016.03.010.
  - 13 Zie hierover ook Anouk Honoré, 'The Dutch Gas Market: trials, tribulations and trends' (Oxford Institute for Energy Studies (OIES), mei 2017), 18.
  - 14 'Energieagenda. Naar een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening', 5.
  - 15 *Ibid.*, 11.
  - 16 'Nationale Energieverkenning 2016' (ECN, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, 2016), 19.

## HISTORISCH AANBOD EN LEVERING VAN NEDERLANDS AARDGAS

Gedurende de eerste tien jaar dat het Groningenveld gas leverde, ging de productie in een snel stijgend tempo omhoog (Figuur 2).

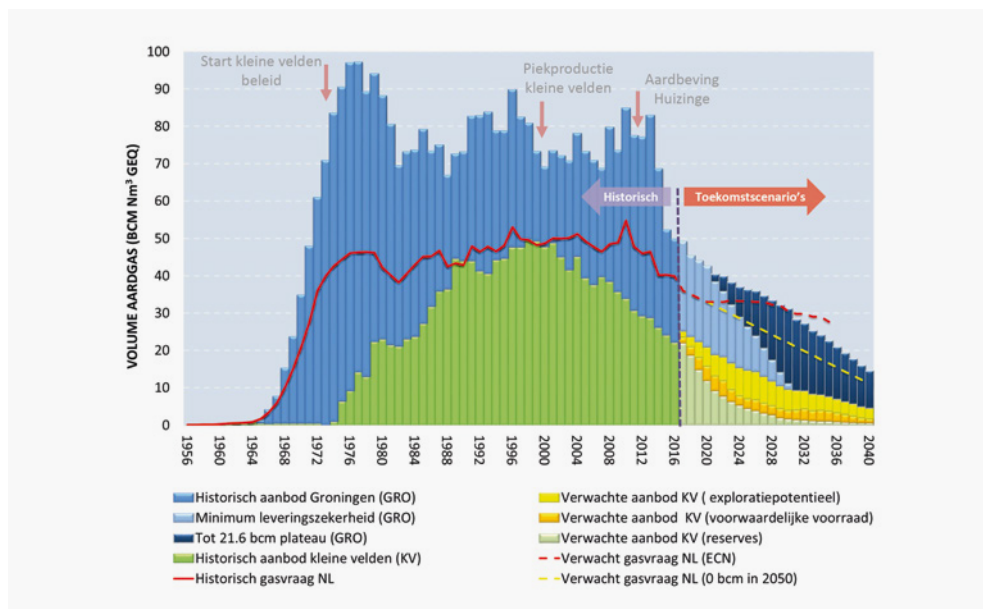
In die tijd heerste de gedachte dat kernenergie een grote rol zou gaan spelen en aardgas snel naar de achtergrond zou verdwijnen.

De oliecrisis van 1973 zorgde echter voor een ommezwaai. De Groningen-productie werd beperkt met als doel het veld als strategische voorraad te gaan gebruiken en tegelijkertijd ruimte te bieden aan de ontwikkeling en

productie van binnenlandse aardgasvoorraaden.<sup>17</sup>

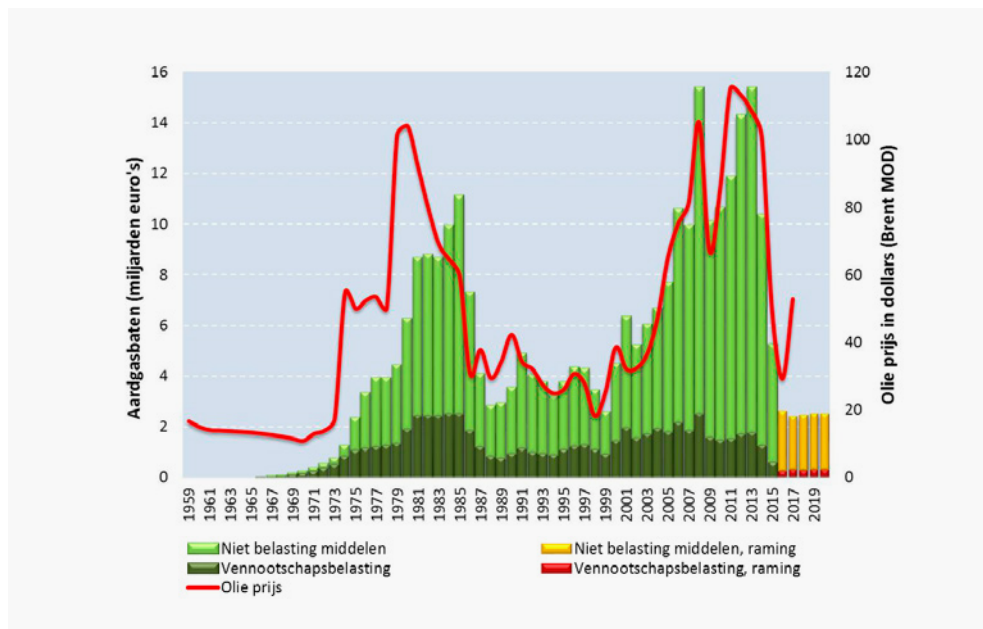
Voor de vorming van binnenlandse voorraden en om importafhankelijkheid zo lang mogelijk uit te stellen werd het zogenaamde 'kleineveldenbeleid' geïntroduceerd. In Figuur 2 is te zien dat na de introductie van dat beleid de productie van de kleine velden in rap tempo toenam.<sup>18</sup> Cruciaal onderdeel van het kleineveldenbeleid was dat het geproduceerde gas aan

De maximale jaarproductie van de kleine velden lag rond het jaar 2000, waarna de natuurlijke terugval in productie zich begon af te tekenen.



FIGUUR 2. Historie en mogelijke toekomst van het aanbod van binnenlands geproduceerd aardgas en de vraag naar aardgas in Nederland.





FIGUUR 3. Overzicht historische gasbaten 1965-2020 (MEA, 2016) en olieprijs.

Gasunie diende te worden verkocht tegen een overigens marktconforme prijs, waarbij Gasunie zorgdroeg voor de verdere vermarkting en het transport. Toen Gasunie in 2005 werd gesplitst, ging de inkoop en vermarkting over op GasTerra en de plicht om het gas te transporteren en de zorg voor de leveringszekerheid (capaciteit en kwaliteitsconversie) op de netbeheerder GTS.<sup>19</sup> De verplichting om het gas aan Gasterra te verkopen is komen te vervallen.

### AARDGAS EN DE NEDERLANDSE ECONOMIE

Het Groningenveld heeft een unieke en waardevolle impact gehad op de Nederlandse economie.

In de jaren zestig en in het begin van de jaren zeventig steeg de bijdrage van aardgas aan de nationale schatkist nog niet spectaculair. De gasprijzen waren relatief laag en de volumes nog niet zo groot (Figuur 3).

Het Groningenveld heeft enorme inkomsten gegenereerd, die ten tijde van de ontdekking in 1959 nooit voor mogelijk zijn gehouden.

17 Aad Correljé, Coby Van der Linde, en Theo Westerwoudt, *Natural Gas in the Netherlands. From Cooperation to Competition?* (Oranje-Nassau Groep, 2003), 20–21.

18 *Ibid.*, 95.

19 'Kleineveldenbeleid', GasTerra, geraadpleegd 1 februari 2017, <http://www.gasterra.nl/producten-diensten/de-markt-van-nu/kleineveldenbeleid>

Sinds 1964 was de aardgasprijs gekoppeld aan de prijs van olie. Na de oliecrisis van de jaren zeventig stegen de aardgasprijzen dan ook; bovendien heeft de Nederlandse staat een groter deel van deze opbrengsten bedongen. De dalende aardgasprijs in de jaren tachtig en negentig leidde tot een daling van de aardgasinkomsten tot onder € 4 miljard per jaar. Rond het jaar 2000 begon de productie van de kleine velden af te nemen, met een toename van de aardgasproductie in Groningen als gevolg om aan der marktvrage te blijven voldoen. Tegelijkertijd begonnen de gasprijzen te stijgen als gevolg van het oplopen van de olieprijs.

Door de wereldwijde overproductie van olie en gas zakte de aardgasprijs na 2015 tot een laag niveau. Deze daling deed zich voor op het moment dat de productie in Groningen was gereduceerd als gevolg van de aardbevingen. Het productieniveau daalde van 54 bcm in 2013 tot 28 bcm in 2016. De omvang van de gasbaten nam door die beide oorzaken sterk af. De inkomsten uit de gaswinning worden tot en met 2020 geraamd op om en nabij de € 2 miljard per jaar (Figuur 3). Deze aanzienlijke lagere baten zijn gekoppeld aan het feit dat de relatief hoogste inkomsten uit aardgas voortkomen uit de verkoop van Groningengas: daarvan vloeit 85-90% van de winst rechtstreeks in de staatskas, ten opzichte van 65-70% in het geval van gas uit de kleine velden.<sup>20</sup>

**Vanaf 1965 tot aan 2016 heeft de aardgasproductie in Nederland in totaal € 281 miljard euro opgeleverd voor de schatkist.**

Groningen heeft tot en met 2016 ongeveer 2170 bcm geproduceerd, anderhalf keer de productie van de kleine velden (1430 bcm).

Ondanks de aanzienlijke daling in de gasbaten is het ontstane gat op de Rijksbegroting opgevangen. In 2013 bedroeg de totale begroting € 247,4 miljard, waarvan 4,85% werd gedragen door de gasbaten. In 2017, ondanks een verlies van € 9,4 miljard aan inkomsten ten opzichte van 2013, is de begroting gegroeid naar € 263,1 miljard. De gasbaten dragen momenteel voor minder dan 1% bij aan de Rijksbegroting.<sup>21</sup>

Vooruitlopend op het moment dat de Nederlandse aardgasreserves zullen opraken en als middel voor voorzieningszekerheid, is al jaren geleden ingezet op een toekomstige rol van Nederland als 'draaischijf' voor aardgas in Noordwest-Europa. Door deze 'gasronde strategie', een begrip dat in maart 2006 werd geïntroduceerd, kan Nederland blijven verdienen aan aardgas door de aanwezige kennis en infrastructuur in te zetten ten behoeve van de gashandel.<sup>22</sup> Als gevolg van dit beleid stijgt sinds enkele jaren de doorvoer van buitenlands aardgas, waarbij Nederland de rol vervult van handelsplaats en doorvoerland (Figuur 4).

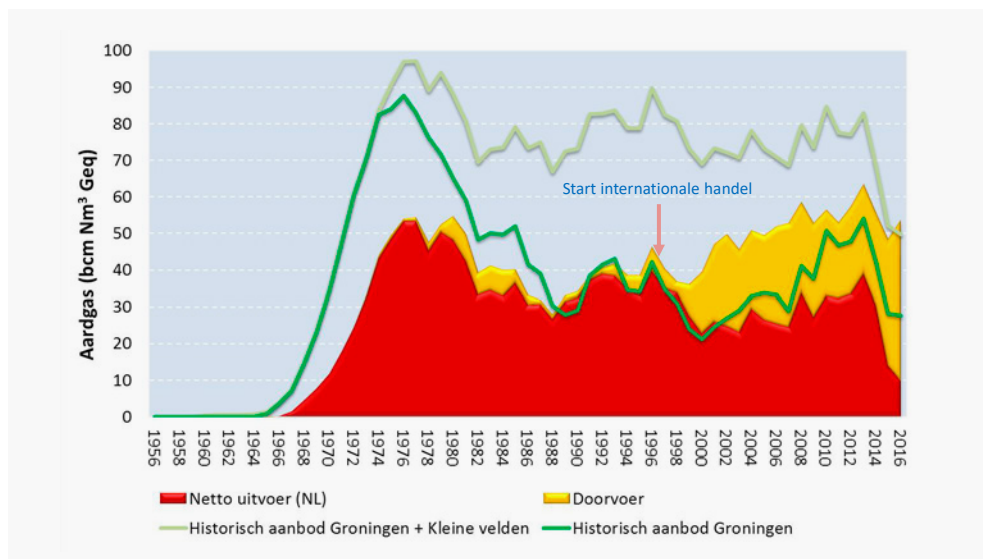
Gasunie, EBN en Taqa hebben tussen 2005 en 2014 al 85% (€ 8,2 miljard) van de voorziene € 9,6 miljard in de benodigde infrastructuur voor de gasronde geïnvesteerd. Als tijdens de energietransitie deze infrastructuur in onbruik raakt, betekent dat een substantieel verlies voor de Nederlandse staat.<sup>23</sup>

20 'Aardgasbaten en economie | Wat draagt aardgas bij aan de schatkist?', Aardgas-in-Nederland, geraadpleegd 21 maart 2017, <http://aardgas-in-nederland.nl/nederland-aardgasland/aardgas-en-de-economie/>.

21 'Miljoenennota 2013' (Rijksverheid, 18 september 2012), 2;

22 Laurens-Jan Brinkhorst, 'Visie op de gasmarkt', Maart 2006, 4.

23 Lucia van Geuns, Sijbren de Jong, en Stephan Slingerland, 'Beeft de grond onder de voeten van de gasronde?' (TNO, Oktober 2015), 3.



FIGUUR 4. Aanbod binnenlands geproduceerd aardgas (bron TNO), in perspectief met uitvoer en doorvoer van aardgas in Nederland (bron: CBS).

## SCENARIO'S IMPORTAFHANKELIJKHEID

Dit hoofdstuk gaat nader in op de gevolgen van de aardbeving in Huizinge in 2012 en wat dit heeft betekend voor de aardgaswinning in Groningen. Verder schetsen we een aantal mogelijke scenario's voor het moment dat Nederland importafhankelijk wordt, op basis van verschillende aannames voor de toekomstige aardgasproductie.

### EEN KEERPUNT

Het keerpunt in de gaswinning in Groningen vormde de aardbeving met een kracht van 3,6 op de schaal van Richter nabij het plaatsje Huizinge in augustus 2012. Het was de krachtigste beving ooit waargenomen in de provincie Groningen. De aardbeving was de aanleiding tot een breed maatschappelijk debat over de aardgaswinning in de noordelijke provincie. De kosten van de geleden schade bedragen inmiddels honderden miljoenen euro's.

De Nederlandse Aardoliemaatschappij (NAM) heeft in de periode augustus 2012 tot en met augustus 2016 € 431,6 miljoen aan schade vergoed gerelateerd aan bodembeweging. Van dit bedrag is € 294,6 miljoen besteed aan directe kosten voor schadecompensatie of schadeherstel. Het resterende bedrag is opgegaan aan het proces van schadeafhandeling.<sup>24</sup> De kosten voor het versterkingsprogramma van gebouwen en infrastructuur wordt geraamd op een veelvoud hiervan.

---

Als gevolg van de aardbeving in Huizinge doet het Groningen veld nu alleen nog dienst als volumeproducent op een niveau van 21,6 bcm per jaar.

Variaties en fluctuaties in de productie dienen in verband met het aardbevingsrisico zo veel mogelijk te worden vermeden. De traditionele rollen van balansproducent tussen vraag en aanbod vanuit de kleine velden, en de rol van het afdekken van seizoengebonden variaties in de gasvraag, kan Groningen niet langer vervullen. De benodigde flexibiliteit voor de leveringszekerheid wordt momenteel geleverd door ondergrondse gasopslag dan wel door middel van stikstofconversie van geïmporteerd of eigen hoogcalorisch- naar laagcalorisch gas.

### IMPORTAFHANKELIJKHEID

Afhankelijk van de toekomstige seismische stabiliteit van het Groningen veld en beslissingen door het komende kabinet over de aardgaswinning in Nederland kan ons land de komende periode op verschillende momenten veranderen van netto-exporteur in netto-importeur van aardgas.

Ondanks het gebruik van twee duidelijk verschillende aardgaskwaliteiten in Nederland (laag/hogcalorisch) spreekt men het meest over één type aardgaskwaliteit. Dat komt doordat de grootste Nederlands aardgasreserves zich in het Groningenveld bevonden (laagcalorisch aardgas). Om deze reden wordt traditioneel het aanbod van hoogcalorisch aardgas uit de kleine velden naar Groningen equivalent omgerekend. Hierdoor kan de bulk van het aardgasvolume uit het verwachte aanbod van Groningen en de kleine velden worden vergeleken met de verwachte totale gasvraag in Nederland. De nu volgende analyse levert mede daarom een globale inschatting van het moment dat Nederland importafhankelijk zal worden.

<sup>24</sup> Minister Kamp, 'Kamerbrief Uitgaven schadeafhandeling Groningen', kamerstuk, (16 november 2016), <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2016/11/16/kamerbrief-uitgaven-schadeafhandeling-groningen>

### Scenario's voor vraag en aanbod

Bij het opstellen van de verschillende scenario's voor het bepalen van het moment van importafhankelijkheid zijn drie factoren van belang:

- i) het onzekere en beperkte aanbod van het Groningenveld richting de toekomst; ii) het verwachte aanbod uit de kleine velden; en iii) het verwachte aardgasverbruik in Nederland.

Op basis van deze drie factoren zijn vier aanbodsscenario's opgesteld aangeduid met A, B, A' en B'. Hun betekenis staat uitgelegd in Tabel 1. Zij keren ook grafisch terug in Figuur 2.

In alle scenario's gaan we uit van het gerapporteerde verwachte aanbod door TNO uit de reserves en de voorwaardelijke voorraad tot 2040.<sup>25</sup> Het is belangrijk om te benadrukken dat zowel het toekomstige aanbod als de toekomstige vraag omgeven zijn door een hoge mate van onzekerheid.<sup>26</sup> Die onzekerheden, en hun effect op de importafhankelijkheid, verkennen we hier door middel van het kruisen van de aanbodsscenario's met twee vraagscenario's.

Tabel 1 toont dan de verschillende momenten,

waarop Nederland importafhankelijk wordt onder de gegeven combinaties van vraag- en aanbodsscenario's (zie hiervoor ook Figuur 2).

### Aanbodscenario A

In scenario A wordt het huidige plafond voor de productie van Groningen (21,6 bcm/jr) gehandhaafd, totdat de productie door gebrek aan capaciteit vanzelf afneemt. Het verwachte aanbod uit de kleine velden, inclusief het exploratiepotentieel, wordt hierbij benut. Onder deze aannames, en op basis van de vraagprojectie van ECN tot 2035<sup>27</sup>, is Nederland in twaalf jaar van nu netto-importeur van aardgas. Anderzijds is er bij lineaire afname van de aardgasvraag tot nul in 2050 geen sprake van

25 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland. Jaarverslag 2015.' (ministerie van Economische Zaken, juli 2015).

26 Occo Roelofs, Arnout de Pee, en Eveline Speelman, 'Versnellen van de energietransitie: kostbaar of kansrijk? Een gedachten-experiment voor Nederland.' (McKinsey & Company, 2016).

27 'Nationale Energieverkenning 2016', 15.

	SCENARIO'S	A	B	A'	B'
<b>PRODUCTIE GRONINGEN</b>	Groningen productie plateau (21,6 bcm/jr) tot natuurlijk depletie	✓	✗	✓	✗
	Groningen productie plateau (21,6 bcm/jr) tot 2020 daarna afname 2 bcm/jr	✗	✓	✗	✓
<b>VERWACHTE AANBOD</b> Kleine velden	Reserves & Voorwaardelijke voorraad	✓	✓	✓	✓
	Exploratie potentieel	✓	✓	✗	✗
<b>JAREN TOT START</b> <b>NETTO IMPORT AARDGAS</b>	ECN aardgasvraag projectie tot 2035	+12	+6	+6	+4
	Lineaire afname aardgasvraag tot nul bcm in 2050	n.v.t.	+8	n.v.t.	+5

Tabel 1: Scenario's aanbod en vraag, in relatie tot moment van importafhankelijkheid. Zie grafische weergave in Figuur 2.

netto import. Dit laatste scenario komt overeen met de wensen van de Nederlandse energie-agenda, die inzet op een versnelde verduurzaming van ons land.

### **Aanbodscenario B**

Scenario B is gebaseerd op onderzoek van Gasunie Transport Services (GTS) uit 2016.<sup>28</sup> Op basis daarvan is het Groningen plateau na 2020 met 2 bcm per jaar terug te brengen zonder dat daarbij de leveringszekerheid in gevaar komt en de exportmarkt bediend kan worden. Ook in dit scenario zijn de reserves, de voorwaardelijke voorraad van aardgas uit de bestaande kleine velden en het exploratiepotentieel meegenomen. Op basis van dit scenario en de twee vraagprojecties is Nederland binnen zes tot acht jaar van nu structureel importafhankelijk van aardgas. Onder de aannames van scenario B zal in totaal rond 300 bcm aan Groningengas niet worden gewonnen. Wanneer wordt aangenomen dat 1 bcm aan gas uit Groningen voor de schatkist € 200 miljoen waard is, zal er dan in totaal € 60 miljard minder aan aardgasbaten zijn.

### **Aanbodscenario's A' en B'**

Als we het aanbod uit het exploratiepotentieel niet meenemen, levert ons dit op basis van scenario's A en B de twee nieuwe scenario's A' en B' op. Dit komt doordat het exploratiepotentieel onzekerder is als gevolg van economische, politieke en technische ontwikkelingen in de nabije toekomst. Onder deze aannames, en op basis van de vraagprojectie van ECN tot 2035, is Nederland in scenario A' over zes jaar importafhankelijk van aardgas, en in scenario B' over vier jaar.

Bij een lineaire afname van de aardgasvraag naar nul in 2050 is er geen sprake van netto import van aardgas voor scenario A', terwijl bij scenario B' al binnen vijf jaar importafhankelijkheid optreedt.

Geen verdere exploratie van de kleine velden in scenario's A' en B' betekent, dat ongeveer 120 bcm aan aardgas niet wordt ontdekt en gewonnen. Op basis van een waarde van € 100 miljoen per bcm gaat het hier om € 12 miljard aan minder inkomsten voor de staat.<sup>29</sup> In dit bedrag zijn nog niet meegerekend de hoeveelheden aardgas die op basis van de nu bekende prognoses niet zullen worden gewonnen en waarvan de winning afhankelijk is van nieuwe goedkopere techniek dan wel beleidsmatige stimulerende maatregelen.

De resultaten van de analyse in Tabel 1 laten duidelijk zien dat voor het bepalen van het moment van importafhankelijkheid veel afhangt van de productie uit het Groningen veld maar ook van het aanbod uit het exploratiepotentieel.

Zelfs in de scenario's waarin ons land versneld verduurzaamt is een productie van het Groningenveld boven de lineaire afname van de aardgasvraag tot nul in 2050 en het aanbod van de exploratiepotentieel nodig om importonafhankelijk te blijven. Deze bevindingen contrasteren sterk met de vooruitzichten zoals geschetst in de Nationale Energieverkenning van 2016, die uitgaat van het intreden van importafhankelijkheid tussen 2030 en 2035.<sup>30</sup>

---

**Beperking van de productie in Groningen onder 21,6 bcm en het niet verder stimuleren van de exploratieactiviteiten vervroegt de importafhankelijkheid van aardgas aanzienlijk naar binnen 4 tot 6 jaar vanaf nu.**

## HOOG- EN LAAGCALORISCH GAS

De Nederlandse aardgasmarkt bestaat uit twee segmenten: 1) hoogcalorisch aardgas wordt gebruikt in de industrie en energiecentrales 2) laagcalorisch aardgas, dat zijn weg vindt naar Nederlandse huishoudens, kleine bedrijven en de glastuinbouw. Hoewel de totale aardgasvraag in Nederland de afgelopen veertig jaar vrij constant is gebleven op een niveau van ~45 bcm Geq/jr (Figuur 2), laten de markten voor hoog- en laagcalorisch aardgas een verschillend patroon zien wat betreft vraag en

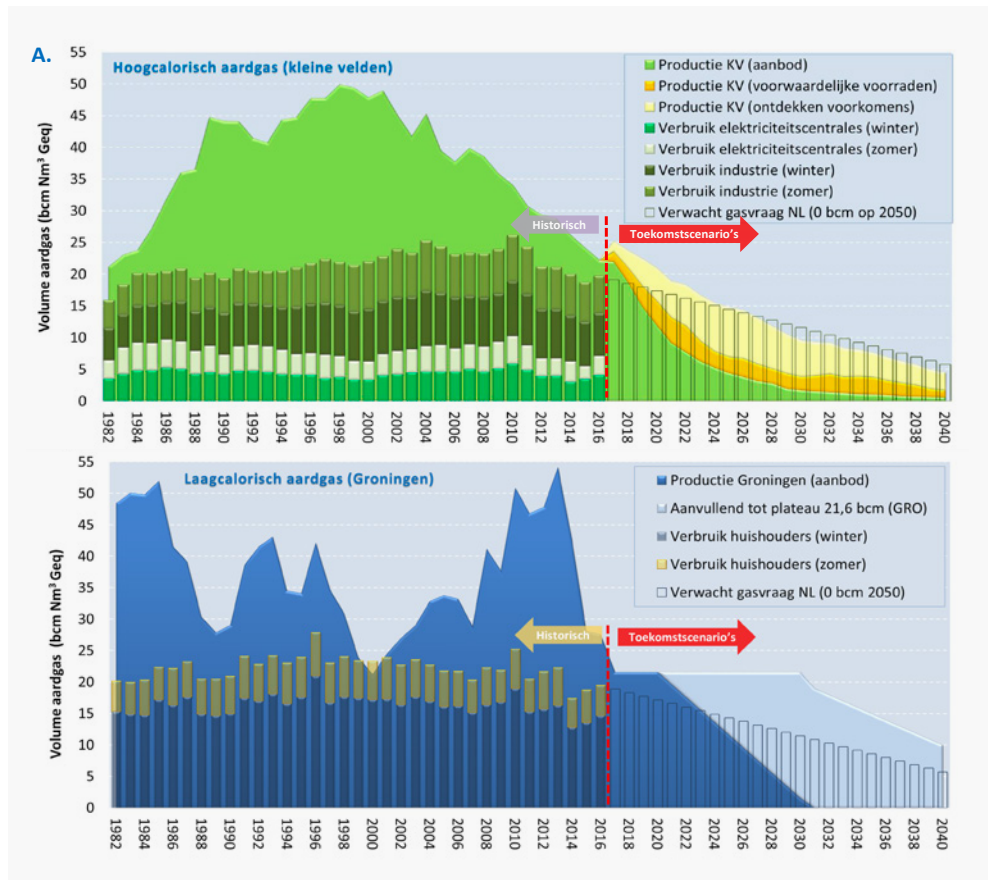
aanbod. Daarom zullen de twee markten zich anders moeten aanpassen aan de situatie van importafhankelijkheid in de energietransitie.<sup>31</sup> Om die reden is het noodzakelijk de twee markten afzonderlijk te evalueren (Figuur 5).

28 'Groningen volume en leveringszekerheid periode 2017-2020', 4.

29 De winst vanuit de Groningen productie zijn hoger dan die van de kleine velden. Dat komt onder meer doordat het Groningengas tegen lagere kosten is te produceren in vergelijking met de kleine velden en het Groningengas een hoger percentage aan de schatkiest afdraagt.

30 'Nationale Energieverkenning 2016', 19.

31 'Voor een uitgebreide beschouwing van de huidige ontstane situatie (21,6 bcm productieplafond) ten aanzien van het Groningen volume en leveringszekerheid, zie 'Groningen volume en leveringszekerheid'.



Figuur 5. Productie en verbruik van hoogcalorisch (A) en laagcalorisch (B) aardgas in Nederland. Historische aardgasproductie in Nederland tussen 1982 en 2016 in normaal m<sup>3</sup> van Groningen equivalent aardgas (Geq) (MEA, 2016). Gasverbruik is per sector en zomer/winter weergegeven. Historische gasvraag (bron: CBS). Transparante blokken geven een hypothetisch scenario weer met een geleidelijk afname van de gasvraag tot 0 bcm in 2050.

De vraag naar hoogcalorisch aardgas vanuit de industrie en elektriciteitscentrales is niet seizoengebonden (Figuur 5a). Het verbruik heeft in de afgelopen veertig jaar een vrij constant verloop getoond van rond 20 bcm Geq/jr. De vraag in deze sector is de afgelopen paar jaar alleen licht afgenomen als gevolg van de beschikbaarheid van goedkope steenkool (Figuur 5a). Figuur 5a laat zien dat met de huidige verhouding tussen aanbod en vraag Nederland in 2020 importafhankelijk zal worden.

## De importafhankelijkheid van hoogcalorisch aardgas zal nog eerder en sneller kunnen toenemen als meer van dit type gas nodig is voor de productie van pseudo-Groningen gas.

Hoogcalorisch gas afkomstig van de kleine velden wordt gebruikt om pseudo-Groningen gas te produceren tijdens periodes van grote vraag naar laagcalorisch gas. Hoogcalorisch aardgas wordt dan met stikstof gemengd in de vier conversie-installaties in Ommen, Wieringermeer, Pernis en Zuidbroek.<sup>32</sup> De gezamenlijke productiecapaciteit voor het maken van pseudo-Groningen gas bedraagt ongeveer 20 bcm op jaarbasis. GTS schat, dat wanneer de jaarproductie van Groningen tot onder 30 bcm zou zakken, de capaciteit om stikstof te produceren in 2020 zal moeten verdubbelen.<sup>33</sup> De conversiefaciliteiten zullen van groot belang zijn, zolang Nederland laagcalorisch gas gebruikt.

Het is mogelijk dat de industriesector en de elektriciteitscentrales initiatieven nemen om

de vraag naar hoogcalorisch aardgas geleidelijk of sneller te laten afnemen dan de nationale productie (lineaire afname van de gasvraag met 0,58 bcm per jaar tot en met 2050, Figuur 5a). In dit geval is de inzet van het aanbod uit het exploratiepotentieel noodzakelijk. Als echter de energievraag constant blijft, betekent dit de installatie van 5,7 TWh per jaar van hernieuwbare of andere bronnen van energie. Dat staat gelijk aan het gehele jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de provincie Groningen.

## Anders dan bij hoogcalorisch aardgas kampt de markt voor laagcalorisch gas met sterke seizoen variaties.

Maar liefst 96% van de Nederlandse huishoudens gebruikt laagcalorisch aardgas voor verwarming, warm water en koken, waarbij het gebruik in de maanden oktober t/m maart drie keer hoger is dan in de maanden maart t/m september (Figuur 5b). Als de vraag naar laagcalorisch aardgas de komende jaren niet afneemt (nu ~20 bcm Geq/jaar) treedt importafhankelijkheid al vóór 2022 op (Figuur 5b). Laagcalorisch aardgas kan niet worden geïmporteerd: de internationale markt biedt alleen hoogcalorisch aardgas aan. Hierdoor heeft Nederland voor de inzet van aardgas in de toekomst twee opties.

32 'Mogelijkheden kwaliteitsconversie en gevolgen voor de leveringszekerheid. Resultaten onderzoek 7.' (Gasunie Transport Services (GTS), oktober 2013).

33 Ibid.



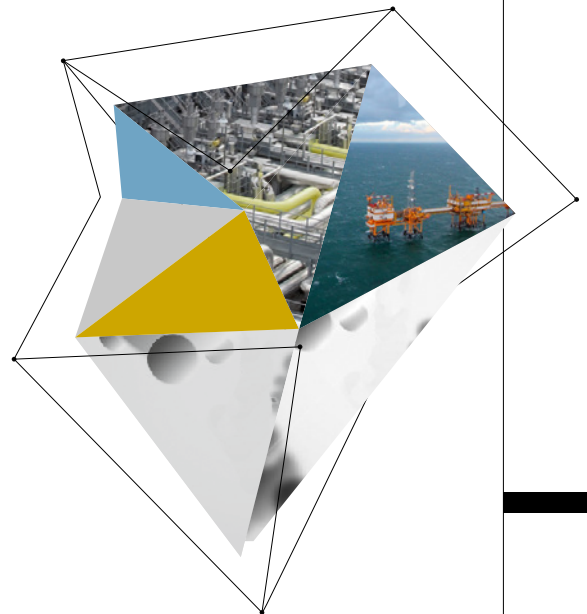
Eenzijds is de keuze voor het omzetten van alle huishoudelijke installaties naar hoogcalorisch gas. Anderzijds is er de mogelijkheid om nieuwe stikstoffabrieken te bouwen voor de productie van pseudo-Groningen gas.

Beide opties zijn kostbaar en vergen een duidelijk energiebeleid, dat zekerheid biedt voor de lange termijn. Alleen in het scenario waar de productie in Groningen boven de lineair afnemende vraag (0,58 bcm/jaar tot 0 bcm in 2050) kan worden gehouden zal Nederland niet importafhankelijk worden (Figuur 5b). Net zoals bij hoogcalorisch het geval is betekent dat een jaarlijkse inzet van 5,7 TWh van hernieuwbare en/of andere bronnen van energie.

#### ONDERGRONDSE OPSLAG

In de jaren voor de aardbeving in Huizinge in 2012 produceerde het Groningenveld zo'n 10 bcm aardgas in het zomer-halfjaar (april t/m september) en 30 bcm in het winter-halfjaar (oktober t/m maart). Dat betekent een jaarlijkse flexibiliteit van  $20 \pm 10$  bcm. Deze flexibiliteit is in 2016 bij ministerieel besluit verdwenen: het Groningenveld produceert nu met een vlak profiel van 21,6 bcm per jaar. Om de circa 10 bcm aan flexibiliteit te behouden, heeft de NAM uitbreidingen gerealiseerd voor de gasopslagen Norg (naar 7,4 bcm laagcalorisch gas) en Grijpskerk (naar 2,5 bcm hoogcalorisch gas).

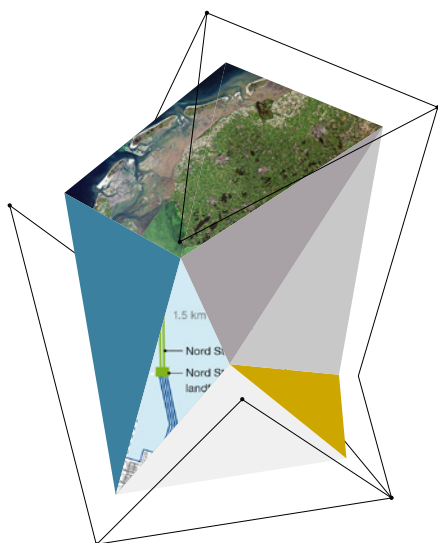
De afhankelijkheid echter van slechts deze twee grootschalige ondergrondse opslagen en de relatief grote afstand van de locatie ten opzichte van de grootste markten in het zuidoosten van het land, maakt ze ongunstig voor het leveren van flexibiliteit in de toekomst. Bovendien, de huidige verhoging van de capaciteit bij Norg is nog niet gerealiseerd. Daarom dient de vraag zich aan of er behoefte is aan een efficiënter netwerk van kleinere opslagen verspreid door het land.<sup>34</sup> Ondergrondse gasopslagen worden onder de huidige marktstandigheden als niet economisch rendabel beschouwd vanwege het geringe prijsverschil voor aardgas in de zomer en winter (beter bekend als 'spread'), kapitaalinvestering, onderhoudskosten en het overtollige aanbod van hoogcalorisch aardgas dat via LNG of pijpleiding kan worden aangekocht.



<sup>34</sup> Juez-Larré e.a., 'Using underground gas storage to replace the swing capacity of the giant natural gas field of Groningen in the Netherlands. A reservoir performance feasibility study'.

De vraag is nu wie de verantwoordelijkheid zal nemen (de overheid en/of de vrije markt) om tijdens de energietransitie de leveringszekerheid te garanderen.

We moeten ons hierbij realiseren dat de 7 bcm Geq opslag capaciteit aan laagcalorisch gas in Norg gelijk is aan 68.4 TWh of aan 5 miljard 14 KWh Tesla Powerwall units (bij Tesla Inc.)<sup>35</sup>. De grote verschillen tussen deze scenario's en de hoge mate van onzekerheid noopt tot het maken van adaptief beleid voor de opties voor gasimport in de periode tussen het moment dat importafhankelijkheid optreedt en 2050 wanneer de energietransitie voltooid dient te zijn. Het volgende hoofdstuk bespreekt de verschillende mogelijkheden in detail.



35 De Tesla Powerwall Unit is een herlaadbare lithium-ion batterij die is bedoeld voor gebruik in huishoudens. De batterij slaat zonne-energie op voor gebruik in huis, wat kan dienen als primaire en backup energiebron. Een unit is goed voor 14 KWh. Zie [https://en.wikipedia.org/wiki/Tesla\\_Powerwall](https://en.wikipedia.org/wiki/Tesla_Powerwall).

## IMPORTAFHANKELIJKHEID: NEDERLAND IN EEN INTERNATIONALE CONTEXT

Nederland importeert al enige tijd hoogcalorisch gas uit Noorwegen en Rusland, meer recent ook als onderdeel van de gasrotonde strategie voor doorvoer naar onder andere het Verenigd Koninkrijk. Tevens is zeer recent het aandeel vloeibaar aardgas (LNG) toegenomen. Als Nederland volledig zou overschakelen op hoogcalorisch gas (door ombouw van installaties) dan kan dit direct worden gebruikt. Indien Nederland in de toekomst laagcalorisch gas blijft gebruiken, zal er stikstof aan geïmporteerd hoogcalorisch gas moeten worden toegevoegd en is mogelijk de bouw van nieuwe conversie/mengfaciliteiten nodig. Deze paragraaf bespreekt in detail welke opties er zijn op het gebied van aardgasimport voor het moment dat Nederland importafhankelijk zal worden en welke voor- en nadelen daar aan kleven.

### NOORWEGEN

Noorwegen is sinds jaar en dag een groot producent van aardgas in Europa. Samen met het Verenigd Koninkrijk en Nederland is het land goed voor 85% van de 'binnenlandse productie' in Europa.<sup>36</sup> Dit zal echter niet zo blijven. De verwachting is dat dit aandeel zal afnemen van 55% in 2015 tot 27-37% in 2025.<sup>37</sup>

### Noorwegen zal te kampen krijgen met een flinke daling van de aardgasproductie.

De uitdagingen zijn talrijk: afgezien van de terugval in investeringen als gevolg van de lage olieprijs, zijn de operationele kosten in Noorwegen hoog, lopen de reserves in de Noordzee terug en zijn de nog beschikbare aardgasreserves moeilijker toegankelijk doordat deze zich in afgelegen gebieden zoals het Noordpoolgebied bevinden. In januari 2016 gaf

het Noorse Petroleum Directoraat aan dat investeringen in het Noorse continentale plat met 10% zullen dalen in 2016. Deze bijstelling volgt op een daling van 17% het jaar ervoor.<sup>38</sup>

Het Noorse olie- en gasconcern Statoil verwacht in haar eigen scenario's dat de gasproductie op 100 bcm per jaar blijft tot het einde van dit decennium.<sup>39</sup> Maar volgens analyses van Platts – een gerenommeerde provider van data over energiemarkten – zal de aardgasproductie in Noorwegen in de komende vijf jaar dalen tot ongeveer 90 bcm per jaar en dat de jaarproductie tegen 2027 verder zal teruglopen naar 50 bcm. Dit is minder dan de helft van het huidige productieniveau.<sup>40</sup> De Noorse minister van Energie stelt, dat Noorwegen tegen 2035 nog slechts een derde van haar huidige aardgasreserves over zal hebben.<sup>41</sup> Dit houdt in dat Noorwegen minder bewegingsruimte zal hebben voor gasexport en zodoende op termijn een minder belangrijke speler zal zijn op de Europese gasmarkt. Dit betekent ook dat er voor Nederland op die termijn mogelijk minder gas beschikbaar zal zijn vanuit Noorwegen.

36 Noorwegen wordt hiermee als lid van de Europese Economische Ruimte tot de binnenlandse productie gerekend. Iulia Pisca, 'Outlook for EU gas demand and import needs to 2025' (Clingendael International Energy Programme (CIEP), 2016), 26.

37 Ibid., 27.

38 Stuart Elliott en Dan Lalor, 'Analysis: Doubts stack over Norway's gas export momentum plans - Natural Gas | Platts News Article & Story', Platts, 8 maart 2016, <http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/analysis-doubts-stack-over-norways-gas-export-26390853>.

39 'Energy perspectives 2016. Long-term macro and market outlook.' (Statoil, 2016), 41.

40 Elliott en Lalor, 'Analysis: Doubts stack over Norway's gas export momentum plans - Natural Gas | Platts News Article & Story'.

41 James Crisp, 'Norwegian energy minister: We will drill until gas reserves run out', EurActiv.com, 8 februari 2016, <http://www.euractiv.com/section/energy/interview/norwegian-energy-minister-we-will-drill-until-gas-reserves-run-out/>.

## RUSLAND

Het Russische staatsgasbedrijf Gazprom zag in de afgelopen jaren de inkomsten teruglopen als gevolg van lagere olie- en gasprijzen, maar slaagde er desondanks in om haar marktaandeel te behouden door commercieel aantrekkelijkere voorwaarden te bieden op gasleveranties. Vandaag de dag heeft Rusland een marktaandeel van om en nabij de 30% in de Europese gasconsumptie en rond de 40% van de totale aardgasimport in Europa.<sup>42</sup>

In tegenstelling tot Noorwegen kampt Rusland niet met een verwachte terugval in de aardgasproductie.

Op dit moment investeert Gazprom flink in transportinfrastructuur naar Noordwest-Europa door middel van de geplande uitbreiding van de Nord Stream pijpleiding (zie Figuur 6). Rusland bevindt zich daarmee in een goede positie om de Nederlandse markt in de toekomst van meer aardgas te voorzien. De zogeheten Nord Stream II pijpleiding is echter om uiteenlopende redenen controversieel.

42 Luca Franza, 'Outlook for Russian Pipeline Gas Imports into the EU to 2025' (Clingendael International Energy Programme (CIEP), september 2016), 10.



Figuur 6. De Nord Stream II pijpleiding. Bron: Nord Stream II AG.

Er is flink protest tegen de pijpleiding vanuit Centraal- en Oost-Europa, waar de vrees bestaat dat aanzienlijk verlies wordt geleden als het Russische staatsgasbedrijf Gazprom besluit de doorvoer van aardgas door Oekraïne aan banden te leggen.<sup>43</sup> De Europese Commissie stelde in een brief in juni 2016, ondertekend door voorzitter Jean-Claude Juncker, dat de pijpleiding de dominantie van Gazprom in de Europese markt vergroot: 80% van het aardgas dat Rusland naar Europa transporteert zal dan mogelijk via deze route worden aangevoerd. Ook zal het marktaandeel van Gazprom in Duitsland hiermee tot 50% stijgen.<sup>44</sup> Bovendien bestaat de zorg dat Nord Stream II en de te bouwen onshore verbindingen diversificatieprojecten in Centraal-Europa ondermijnen en het moeilijker maken voor aanbieders om niet-Russisch gas via bestaande infrastructuur te transporteren.<sup>45</sup> Deze bezwaren zijn gevoelig gegeven het feit dat Europa juist de wens heeft uitgesproken om minder afhankelijk te worden van Russisch gas.

Een belangrijke ontwikkeling is dat de vraag naar aardgas in Europa in 2015 ongeveer 20% lager lag dan tien jaar geleden.<sup>46</sup> Volgens het IEA is het moeilijk voor gas om te concurreren in een wereld van goedkope steenkool, dalende kosten en steun voor hernieuwbare energie.<sup>47</sup> Eerder al voorspelde het agentschap dat de gasvraag in Europa laag zal blijven tot medio 2030.<sup>48</sup> Een dure uitbreiding van de Nord Stream pijpleiding is dan feitelijk gezien niet nodig gegeven de lage aardgasvraag, overcapaciteit op de wereldmarkt en omdat de infrastructuur voor aardgasimport in Europa nog altijd niet volledig in gebruik is. Het 'window of opportunity' voor Nord Stream II is daarmee relatief klein.<sup>49</sup> Bovendien zet ook Nederland in de Energieagenda in op een drastische vermindering van het gebruik van aardgas.<sup>50</sup>

Juridisch gezien kleven er ook onzekerheden aan de pijpleiding. Volgens EU regelgeving moet het eigendom van pijpleiding infrastructuur losgekoppeld zijn van de aanbieder. Volgens experts voldoet de geplande pijpleiding niet aan de juridische voorwaarden en is het daarom niet zeker of het project kan worden gerealiseerd.<sup>51</sup> Tot voor kort was Nord Stream II voor 50% eigendom van Gazprom en voor 50% van een consortium bestaande uit Shell (10%), OMV (10%), Uniper (10%), Wintershall (10%) en Engie (10%). Maar op 12 augustus 2016 werd bekend dat Gazprom's internationale partners uit het consortium stappen nadat de Poolse mededingingsautoriteit bezwaar had aangetekend tegen het

- 
- 43 Andrius Sytas, 'EU leaders sign letter objecting to Nord Stream-2 gas link | Reuters', 16 maart 2016, <http://uk.reuters.com/article/uk-eu-energy-nordstream-idUKKCNOW11YV>; Jeremy Maxie, 'Mounting Political Risks Threaten Russia's New European Gas Pipeline', *Forbes*, 27 maart 2016, <http://www.forbes.com/sites/jeremymaxie/2016/03/27/mounting-political-risks-threaten-russias-new-european-gas-pipeline/>.
- 44 Gabriela Baczynska en Alissa De Carbonnel, 'Exclusive: EU's Juncker says doubts over Nord Stream 2 pipeline plan 'beyond legal'', *Reuters*, 16 juni 2016, <http://www.reuters.com/article/us-energy-nordstream-eu-juncker-exclusiv-idUSKCN0Z229I>; Adéla Denková en Georgi Gotev, 'Tusk joins 'Visegrad Four' in attack on Nord Stream 2', *EurActiv.com*, 18 december 2015, <http://www.euractiv.com/section/energy/news/tusk-joins-visegrad-four-in-attack-on-nord-stream-2/>.
- 45 Agata Loskot-Strachota en Konrad Poplawski, 'The EUGAL project: the German branch of Nord Stream 2 | OSW', *Centre for Eastern Studies (OSW)*, 15 juni 2016, <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2016-06-15/eugal-project-german-branch-nord-stream-2>.
- 46 Nick Butler, 'Has gas demand in Europe peaked?', *Financial Times*, 23 mei 2016, <https://next.ft.com/content/28a14031-0c24-3e50-a3fd-0b3e24f0b469>.
- 47 'Medium-Term Gas Market Report 2016. Executive Summary.' (*International Energy Agency (IEA)*, 2016), 10.
- 48 Anjli Raval en Ed Crooks, 'Europe gas demand to stay weak until mid-2030, says IEA economist', *Financial Times*, 23 oktober 2014, [http://www.ft.com/cms/s/deadcc58-5ac7-11e4-b449-00144feab7de.Authorised=false.html?\\_i\\_location=http%3A%2F%2Fwww.ft.com%2Fcms%2Fs%2F0%2Fdeadcc58-5ac7-11e4-b449-00144feab7de.html%3Fsiteedition%3DUk&siteedition=uk&\\_i\\_referer=#axzz3KGgTUd46](http://www.ft.com/cms/s/deadcc58-5ac7-11e4-b449-00144feab7de.Authorised=false.html?_i_location=http%3A%2F%2Fwww.ft.com%2Fcms%2Fs%2F0%2Fdeadcc58-5ac7-11e4-b449-00144feab7de.html%3Fsiteedition%3DUk&siteedition=uk&_i_referer=#axzz3KGgTUd46).
- 49 Georg Zachmann, 'Außenansicht: Spiel mit Erdgas', *sueddeutsche.de*, 21 juni 2016, sec. politik, <http://www.sueddeutsche.de/politik/aussenansicht-spiel-mit-erdgas-1.3044113>.
- 50 'Energieagenda. Naar een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening', 5.
- 51 Karel Beckman, 'Can Nord Stream 2 be stopped?', *EnergyPost.eu*, 14 april 2016, <http://www.energypost.eu/can-nord-stream-2-stopped/>; Alan Riley, 'Nord Stream 2: A Legal and Policy Analysis' (CEPS, 15 november 2016).

project.<sup>52</sup> Volgens deze toezichthouder versterkt Nord Stream II de dominante positie van Gazprom in Europa.<sup>53</sup> Verder vindt de Europese Commissie dat de pijpleiding een te hoge concentratie van aanbod in één aanvoer-route in de hand werkt.<sup>54</sup> Kort na de beslissing van de Poolse mededingingsautoriteit stelde Gazprom dat het samen met haar internationale partners naar alternatieve oplossingen zoekt om het project te financieren.<sup>55</sup> Op 24 april 2017 werd bekend dat de vijf oorspronkelijk betrokken bedrijven elk € 950 miljoen (10% van de kosten van de pijpleiding) in de vorm van een lening bijdragen aan de financiering van het project. Saillant is dat Gazprom de enige aandeelhouder van het project blijft, nadat het in februari 2017 de resterende aandelen van de andere deelnemers had overgenomen. De juridische bezwaren ten aanzien van het project zijn hiermee niet weggenomen.<sup>56</sup>

Los van de problemen rond EU regelgeving brengt het Nordstream-project Europa op diplomatiek vlak in een lastig parket. De bouw van de pijpleiding is desastreus voor het door oorlog geteisterde Oekraïne. Kiev verdient per jaar twee miljard dollar aan het doorvoeren van Russisch aardgas. Als dat bedrag wegvalt komt het land in een precaire financiële positie terecht. Het project plaatst Duitsland in een ambivalente positie aangezien Bondskanselier Merkel vasthoudt aan de volledige implementatie van het 'Minsk II' staakt-het-vuren akkoord als voorwaarde voor het opheffen van sancties tegen Rusland, maar tegelijkertijd Nord Stream II bestempelt als een pure commerciële aanleging.<sup>57</sup> Logischerwijs valt dit slecht bij landen die sceptisch staan tegenover het Europese sanctiebeleid. Zo kwam deze positie Berlijn al op felle kritiek vanuit Rome te staan, omdat Italië een eerder project in samenwerking met Gazprom – de South Stream pijpleiding – in rook zag opgaan na juridische bezwaren vanuit Brussel.<sup>58</sup> De Verenigde

Staten stelden onlangs zwaardere sancties in tegen Rusland. Die maken het mogelijk om bedrijven die investeren in de bouw van pijpleidingen voor Russische energie-export sancties op te leggen. De maatregel, die onder de discretionaire bevoegdheid van de Amerikaanse president valt en daarmee optioneel is, richt zich duidelijk tegen de bouw van Nord Stream II.<sup>59</sup> De Duitse en Oostenrijkse ministers van Buitenlandse Zaken reageerden geagiteerd in een gezamenlijk communiqué en veroordeelden de maatregel op voorhand.<sup>60</sup> Hoewel de sanctiemaatregel optioneel is, wordt hiermee het risico van deelname voor de betrokken bedrijven aanzienlijk verhoogd.<sup>61</sup>

- 
- 52 Annemarie Botzki, 'Nord Stream 2 flounders as partners withdraw', Interfax Global Energy, 16 augustus 2016, <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/21534/nord-stream-2-flounders-as-partners-withdraw>.
- 53 Henry Fox en Jack Farchy, 'Nord Stream 2 pipeline risks delays due to Polish hurdle', Financial Times, 28 juli 2016, <http://www.ft.com/cms/s/0/e2cf7602-5411-11e6-befd-2fc0c-26b3c60.html>.
- 54 Peter Teffer, 'Tusk: Nord Stream II doesn't help', EUobserver, 18 december 2015, <https://euobserver.com/energy/131605>.
- 55 Vera Eckert en Oleg Vukmanovic, 'Nord Stream 2 partners rework funding after joint venture collapses', Reuters, 25 augustus 2016, <http://www.reuters.com/article/us-europe-russia-gas-pipeline-idUSKCN1101LT>.
- 56 Henry Foy, Rochelle Toplensky, en Andrew Ward, 'Gazprom to receive funding for Nord Stream 2 pipeline', Financial Times, 24 april 2017, <https://www.ft.com/content/32898bae-28f3-11e7-9ec8-168383da43b7>; 'Without European partners: Gazprom to buy other 50% in Nord Stream 2 AG', geraadpleegd 3 februari 2017, [www.unian.info/economics/1757996-without-european-partners-gazprom-to-buy-other-50-in-nord-stream-2-ag.html](http://www.unian.info/economics/1757996-without-european-partners-gazprom-to-buy-other-50-in-nord-stream-2-ag.html).
- 57 Gabriele Steinhauser, 'Germany's Merkel Defends Russian Gas Pipeline Plan', Wall Street Journal, 18 december 2015, sec. World, <http://www.wsj.com/articles/germanys-merkel-defends-russian-gas-pipeline-plan-1450447499>.
- 58 Peter Spiegel en James Politi, 'Italy's Renzi joins opposition to Nord Stream 2 pipeline deal', Financial Times, 15 december 2015, <https://next.ft.com/content/ceb6d79c-a281-11e5-8d70-42b68cfae6e4>.
- 59 Edward Fishman, 'The Senate Just Passed a Monumental New Russia Sanctions Bill—Here's What's In It', Atlantic Council, geraadpleegd 29 juni 2017, <http://www.atlanticcouncil.org/blogs/ukrainealert/the-senate-just-passed-a-monumental-new-russia-sanctions-bill-here-s-what-s-in-it>.
- 60 Elena Mazneva, Patrick Donahue, en Anna Shiryayevskaya, 'Germany, Austria Tell U.S. Not to Interfere in EU Energy - Bloomberg', 15 juni 2017, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-06-15/u-s-toughens-stance-on-russian-gas-as-engie-defends-new-pipe>.
- 61 Kenneth Rapoza, 'What The Russia Sanctions Upgrade Means For Trump And Ukraine', 15 juni 2017, <https://www.forbes.com/sites/kenrapoza/2017/06/15/what-the-russia-sanctions-upgrade-means-for-trump-and-ukraine/#679102a02783>.

De beide Nord Stream projecten kennen Nederlandse deelnemers. Gasunie neemt voor 9% deel in de Nord Stream I pijpleiding en het Nederlands-Britse Shell was tot voor kort 10% aandeelhouder van Nord Stream II. Beide pijpleidingen passen in de strategie van Rusland om eigen opslagcapaciteit en distributienetwerken op te bouwen achter doorvoerlanden zoals Oekraïne, Polen en Wit-Rusland. De redenering van het Kremlin is dat het daardoor minder afhankelijk is van de 'nukken' van deze landen. Het belang van 41% dat Gazprom nam in de gasopslag in Bergermeer bijvoorbeeld stelde het bedrijf in staat eenvoudiger de Britse markt te bedienen.

**Qua technische capaciteit mogen er dan voor Rusland weinig obstakels zijn om Nederland van meer gas te voorzien, politiek gezien is een dergelijke beslissing delicaat.**

De betrekkingen tussen Nederland en Rusland staan onder druk als gevolg van de ramp met de MH17 en de rol die Rusland hierbij heeft gespeeld. Nu gerechtelijke vervolging van de verdachten de volgende stap zal zijn is de verwachting dat de verhouding tussen Nederland en Rusland er hierdoor niet beter op zal worden. De roep om niet met Gazprom in zee te gaan kan hierdoor op termijn toenemen.

#### **LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)**

Een derde optie voor de import van aardgas is LNG. Jarenlang was de Aziatische LNG-markt dominant door een garantie voor hoge prijzen.

De daling van de olieprijs, die medio 2014 werd ingezet, zorgde er echter voor dat het verschil in prijs tussen Azië en Europa gelijk werd getrokken. Europa is daarmee een aantrekkelijke markt geworden. De effecten hiervan waren merkbaar in de Gate terminal in Rotterdam. Van de beschikbare capaciteit van 12 bcm per jaar is 11,1 bcm nu in gebruik.<sup>62</sup>

Het IEA voorziet een wereldwijde toename van de beschikbare LNG exportcapaciteit met 45% tussen 2015 en 2021. Daarvan zal 90% afkomstig zijn uit de VS en Australië. Omdat de investeringsbeslissingen hiervoor al zijn genomen toen de olieprijs hoog was, zullen de huidige lagere prijzen weinig invloed hebben op de uitvoering van deze projecten. Deze enorme aanwas in capaciteit betekent flinke concurrentie. Flexibele contracten van onder andere Amerikaanse en Qatarese aanbieders vechten om marktaandeel in Europa.<sup>63</sup>

**Aan betaalbaar LNG is momenteel dan ook geen gebrek.**

Problematisch is wel de mate waarin markten in staat zullen zijn dit enorme aanbod op te nemen gegeven de geringe gasvraag en de grote concurrentie.<sup>64</sup> Lage prijzen kunnen evenwel de vraag in Azië weer doen aantrekken. Zo heeft Zuid-Korea het voornemen om de bouw van geplande kerncentrales te stoppen, waardoor de vraag naar LNG op het schiereiland waarschijnlijk

62 'Capacities | Gate', 2016, <http://gate.nl/commercial/capacities.html>.

63 'Medium-Term Gas Market Report 2016. Executive Summary.', 12-13.

64 Butler, 'Has gas demand in Europe peaked?'

zal toenemen.<sup>65</sup> Het IEA voorziet een toename in LNG exportcapaciteit van 45% in 2021 ten opzichte van 2015. Het bureau verwacht niet dat markten in staat zullen zijn deze hoeveelheden op te nemen, tenzij er een significante leveringsonderbreking optreedt. Dus zullen de wereldwijd beschikbare LNG-terminals voorlopig niet op volle capaciteit draaien.<sup>66</sup> Voor Europa, en voor Nederland, zal LNG de komende jaren een attractief geprijsde optie zijn om het verlies aan Europese capaciteit, waaronder Groningen, te compenseren. Bovendien biedt het de nodige flexibiliteit, gegeven de onzekerheid die heerst over het moment waarop Nederland importafhankelijk zal zijn.

Een factor om rekening mee te houden is de prijsstrategie van Gazprom. Drie jaar geleden kondigde president Poetin aan dat Rusland de gasexport naar China flink zal uitbreiden. Ondanks deze aankondiging komt er van deze plannen voorlopig nog maar weinig terecht, waardoor Gazprom ook in de komende jaren sterk op de Europese markt lijkt te zijn aangewezen.<sup>67</sup>

## Als Rusland haar marktaandeel in Europa wil behouden zal Gazprom de prijs voor haar aardgas, onder druk van LNG aanbod uit de VS, Qatar en andere landen, moeten laten zakken.

Dit zou niet de eerste keer zijn. Tijdens de periodes 2010-2012 en 2014-2015 heeft Gazprom al eerder aantrekkelijkere voorwaarden aangeboden op haar contracten als gevolg van prijsverschillen met de spotmarkt.<sup>68</sup>

Gazprom is een van de grootste aanbieders van aardgas wereldwijd met lage productiekosten én hoge reservecapaciteit. Daardoor zou het bedrijf op langere termijn in staat zijn om een vergelijkbare strategie toe te passen als Saoedi-Arabië doet op de wereldoliemarkt, waarbij het haar aardgas net onder de prijs van de concurrenten in de markt zet.<sup>69</sup> Het succes van een dergelijke strategie is onlosmakelijk verbonden met de geplande Nord Stream II pijpleiding. Juist in Noordwest-Europa neemt het beschikbare aanbod aan binnenlandse productie af en de bouw van Nord Stream II zou het voor Russisch gas vergemakkelijken om dit deel van de Europese markt te bevoorraden. Als deze strategie zou zijn gekoppeld aan een 'prijsoorlog' geïnitieerd door Gazprom dan zou dat wel eens de doodsteek kunnen betekenen voor alternatieve LNG-voorraden.<sup>70</sup>

65 'South Korea Pivots Away from Atomic Energy', The Japan Times Online, 19 juni 2017, <http://www.japantimes.co.jp/news/2017/06/19/asia-pacific/moon-says-south-korea-will-stop-building-new-nuclear-power-plants/>; Ryan Collins en Naureen S Malik, 'Cheniere's LNG Market Share Expands as Korea Contract Starts', Bloomberg.com, 25 juni 2017, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-06-25/cheniere-grabs-bigger-piece-of-global-gas-market-with-korea-deal>.

66 'Medium-Term Gas Market Report 2016. Executive Summary.', 12-13.

67 Alexander Gabuev, 'A Pivot to Nowhere: The Realities of Russia's Asia Policy', Carnegie Moscow Center, 22 april 2016, <http://carnegie.ru/commentary/2016/04/22/pivot-to-nowhere-realities-of-russia-s-asia-policy/ixfv>; Sijbren de Jong, 'Mr. Putin goes to China', EUobserver, 30 juni 2016, <https://euobserver.com/opinion/134106>; Neil Buckley, 'Sino-Russian gas deal: smoke without fire', Financial Times, 11 mei 2016, <https://next.ft.com/content/eea4f2ec-16c0-11e6-b197-a4af20d5575e>.

68 Franza, 'Outlook for Russian Pipeline Gas Imports into the EU to 2025', 10.

69 James Henderson, 'Gazprom - Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe?' (Oxford Institute for Energy Studies (OIES), januari 2016), 13; Loskot-Strachota en Poplawski, 'The EUGAL project: the German branch of Nord Stream 2 | OSW'.

70 James Crisp, 'Nord Stream 2 will kill EU's LNG strategy, warns US ambassador', EurActiv.com, 24 februari 2016, <http://www.euractiv.com/section/energy/news/nord-stream-2-will-kill-eus-lng-strategy-warns-us-ambassador/>.



**VOLUME IS NIET HET PROBLEEM**

Het is duidelijk dat Rusland in pole position ligt als Nederland er op termijn voor kiest om meer aardgas via pijpleidingen te importeren. Veel van de daartoe benodigde infrastructuur is namelijk al aanwezig. De eventuele bouw van Nord Stream II zal het gemak waarmee Russisch gas naar Nederland kan vloeien alleen maar bespoedigen. Maar het project is ook omstreden. De pijpleiding fungeert als een splijtzwam op Europees niveau en de Europese Commissie onthoudt zich voorlopig van steun. Bovendien druist het project in tegen de gemaakte afspraken in het kader van de Europese Energie Unie. Het zorgt voor een verhoogde marktconcentratie van Gazprom in Noordwest Europa, juist op het moment dat de EU zich minder afhankelijk wil maken van Russisch gas.

Afgezien van bovenstaande bezwaren is het duidelijk dat het kunnen bemachtigen van voldoende aardgas in de huidige marktomstandigheden geen probleem lijkt. Behalve de aanwezige potentie van Rusland kampt de LNG-markt de komende jaren met flink overaanbod en zal er scherpe prijs concurrentie zijn. De kans om aantrekkelijk geprijsd LNG te importeren is dan ook groot.

## FLEXIBILITEIT IN DE ENERGIE VOORZIENING IS DE UITDAGING

Belangrijke vraag is hoe de flexibiliteit in de energievoorziening is te realiseren op het moment dat hernieuwbare energie een groter deel uitmaakt van de energiemix en welke rol aardgas daarbij kan spelen. Een andere cruciale vraag is wie hierover de regie voert. Deze rol wordt nu nog vertolkt door Gasunie en haar dochterondernemingen, maar als gevolg van decentrale energieopwekking is het in de toekomst niet helder wie de regiefunctie zal vervullen.

Ondanks de grote onrust over Groningen lijkt voor Nederlandse huishoudens, kleine bedrijven en glastuinbouw de leveringszekerheid nauwelijks in gevaar te zijn geweest als gevolg van de afname van de aardgasproductie. Er zijn tot nog toe ook geen tekenen geweest van een bedreiging van de nationale en Noordwest-Europese leveringszekerheid. Maar zoals de analyse in dit artikel laat zien, is Nederland nu op een kritiek punt aangekomen.<sup>71</sup>

**Een verdere afname van de nationale productie zal het aanbod in Nederland voor het eerst in de aardgas historie onder het niveau van de voorzieningszekerheid uit laten komen.**

Het Groningen productieplateau van ~20 bcm lijkt hiermee het laagst mogelijke niveau te zijn voordat onze importafhankelijkheid duidelijk dichterbij komt. Het scenario waarbij het productieplateau in Groningen niet afneemt en het verwachte exploratiepotentieel volledig wordt benut, zal bij een lineair afnemende vraag naar aardgas (0 bcm in 2050) Nederland voorlopig

niet importafhankelijk worden. Bij de aanname dat het huidige energieverbruik constant blijft, betekent de lineaire afname van de laag- en hoogcalorische aardgasvraag samen dat 11.4 TWh per jaar aan hernieuwbare of andere bronnen van energie nodig is. Dit is gelijk aan de jaarlijkse elektriciteitsvraag van twee provincies Groningen. Beperking van de productie in Groningen onder 21,6 bcm en het niet verder stimuleren van de exploratieactiviteiten zal de importafhankelijkheid van aardgas uit het buitenland aanzienlijk vervroegen, en wel binnen 4 tot 6 jaar (Tabel 1).

Mochten de reductie van aardgasvraag en de duurzaamheidsdoelen op korte termijn niet haalbaar zijn dan zal de leveringszekerheid moeten worden gewaarborgd door import uit de internationale aardgasmarkt (LNG, gas via pijpleidingen uit Rusland en Noorwegen). Andere mogelijkheden zijn gebruik maken van ondergrondse gasopslagen zoals in Norg en herontwikkeling van uitgeproduceerde gasvelden in Nederland als kleine opslagen. Voor de langere termijn is de keuze voor het op grotere schaal aanmaken van pseudo-Groningen gas onvermijdelijk of zullen we de ketelinstallaties van huishoudens en kleine bedrijven moeten ombouwen naar hoogcalorisch aardgas. In dit geval zijn investeringen nodig in nieuwe stikstofinstallaties of behandeling van het hoogcalorische aardgas. Los van de hoeveelheid tijd en geld dat dit alles kost, lijkt er politiek weinig draagvlak voor dergelijke investeringen en ligt de nadruk juist op de noodzaak van een versnelde energietransitie.

<sup>71</sup> Honoré, 'The Dutch Gas Market: trials, tribulations and trends', 7

Duidelijk is dat richting de toekomst aardgas van een leidende rol steeds meer een volgende rol zal krijgen in dienst van een groter aandeel hernieuwbare energie.

Als gevolg hiervan zullen de ontwikkelingen in de komende tien jaar cruciaal zijn voor het toekomstige energielandschap in Nederland en Noordwest-Europa. Een belangrijke vraag is wie de regie in handen zal hebben van de leveringszekerheid en wie dus de flexibiliteit in de energievoorziening bepaalt. Hoe wordt het 'gasgebouw' gereorganiseerd als straks sprake is van een hybride energiesysteem dat voor het grootste gedeelte draait op hernieuwbare energie, maar ten behoeve van de flexibiliteit gebruik maakt van aardgas? Dat de gasbuffer Norg (de vervanger van Groningen) tot op heden een enorme hoeveelheid energie voor huishoudens kan bufferen en op korte termijn moeilijk te vervangen is, illustreert de enorme omvang van dit vraagstuk.

Gasunie zelf zal blijven zorgen voor de doorvoer van aardgas via de Gasrotonde, maar voor de binnenlandse consumptie van aardgas zal de benodigde flexibiliteit vanuit de kleine gasopslagen moeten komen. Wie gaat dit beheeren? Deze verantwoordelijkheid kan terecht komen bij regionale netbeheerders, lokale of gespecialiseerde partijen. De staat doet er goed aan om haar regiefunctie op dit punt niet te snel uit handen te geven, maar is tegelijkertijd verantwoordelijk voor het voeren van een adaptief en helder beleid.

Om er voor te zorgen dat de energietransitie zo probleemloos mogelijk verloopt, is het essentieel dat het flexibiliteitsvraagstuk vroegtijdig wordt aangekaart en adequaat wordt opgelost met een heldere verdeling van verantwoordelijkheden als resultaat.

## TOT SLOT

Deze analyse laat zien dat Nederland zich in haar rol als (inter)nationale speler op de gasmarkt steeds meer op onbekend terrein begeeft. Ons land is mogelijk al binnen vier of vijf jaar importafhankelijk van aardgas. Dit zal weliswaar niet leiden tot een tekort, maar aardgas importeren kost veel geld, evenals het investeren in de bouw van conversie-installaties, behandeling- en mengstations.

Hoewel het importeren van aardgas voor veel andere Europese landen volstrekt normaal is, zal dit voor Nederland een nieuwe ervaring zijn. Er bestaan verschillende mogelijkheden op het gebied van aardgasimport, elk met hun eigen voor- en nadelen op economisch en politiek vlak.

De situatie in Groningen brengt voor de binnenlandse gasmarkt grote technische, economische en maatschappelijke uitdagingen met zich mee. We worden voor het eerst afhankelijk van derden. De veranderende verhouding tussen

laag- en hoogcalorisch gas heeft consequenties voor de binnenlandse energievoorziening. Aardgas zal in de toekomst enkel nog in dienst staan van de energietransitie. Maar dat alles biedt een uitgelezen mogelijkheid tot het nemen van de benodigde beslissingen om tot een toekomstbestendig energiesysteem te komen. Het is aan de Nederlandse overheid om snel met een adaptief beleid te komen dat de juiste omstandigheden schept voor een succesvolle energietransitie, te beginnen met het verschaffen van duidelijkheid over het flexibiliteitsvraagstuk.

---

**Het beeld dat aardgas standaard als primaire energiebron diende voor Nederlandse huishoudens heeft afgedaan.**





**Lucia van Geuns**  
**Joaquim Juez-Larré**

**Sijbren de Jong**

(HAGUE CENTRE FOR STRATEGIC STUDIES)

Contact

**Lucia van Geuns**

ENERGIE

📍 Locatie Delft – Leeghwaterstraat

✉ [lucia.vangeuns@tno.nl](mailto:lucia.vangeuns@tno.nl)

☎ 088 866 44 05

**TNO** innovation  
for life

**TNO.NL**