

## BIJLAGE Aardgasbeleid in Nederland: Actuele ontwikkelingen

In deze bijlage wordt ingegaan op de volgende onderwerpen:

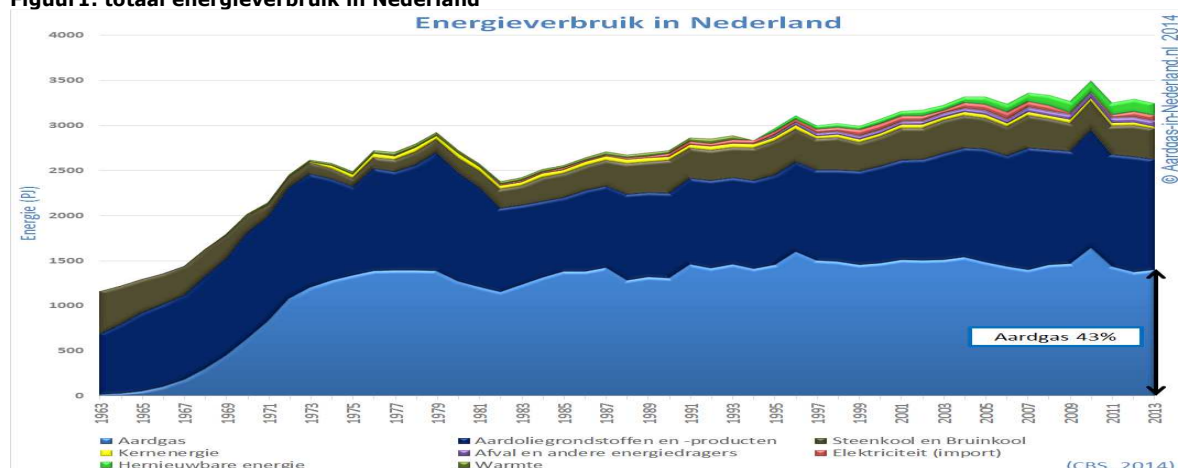
- Hoofdstuk 1 gaat in op het gasverbruik in Nederland. Het gaat dan om de rol die gas speelt in de Nederlandse energievoorziening en ontwikkelingen die daarin worden verwacht. Ook wordt ingegaan op de rol van (Groningen)gas in de transitie naar een duurzame energiehuishouding. Hiermee wordt tegemoet gekomen aan de motie van het lid Dik-Faber (CU) c.s., over de bijdrage van het Groningengas aan de duurzame energiedoelstellingen van het kabinet<sup>1</sup>.
- Hoofdstuk 2 gaat in op de rol van Nederlands gas op de Noordwest-Europese gasmarkt, met daarbij meer specifiek aandacht voor de verplichtingen die onder langetermijncontracten zijn aangegaan.
- Hoofdstuk 3 schetst de positie van Nederland als gasproducent. Er wordt een beeld gegeven van de historische en de verwachte gasproductie en de daaruit voortvloeiende inkomsten voor de staat. Vervolgens worden de vraag naar en het aanbod van Nederlands gas met elkaar samengebracht.
- Hoofdstuk 4 geeft invulling aan de toezegging die de toenmalige Minister van Economische Zaken op 23 oktober 2008<sup>2</sup> heeft gedaan om de Tweede Kamer om de twee jaar een samenhangend verslag aan te bieden over de wijze waarop marktpartijen en overheid invulling geven aan de ambitie om Nederland te ontwikkelen tot gasrotunde van Noordwest-Europa.
- Hoofdstuk 5 gaat in op het spoor dat parallel aan de gasrotunde is gestart om er voor te zorgen dat marktpartijen tijdig zijn voorbereid op de afname van de productie van laagcalorisch gas.
- Hoofdstuk 6 schetst de Europese omgeving waarbinnen de ontwikkeling van de gasrotunde moet worden gezien. Het gaat dan om de totstandkoming van de interne markt voor gas en de versterking van de leveringszekerheid.
- In hoofdstuk 7 komt een aantal (recente) ontwikkelingen aan bod dat invloed heeft op zowel de maatschappelijke discussie over gas als op de toekomstige rol van gas in de (Nederlandse) energievoorziening. Omdat de meeste van deze ontwikkelingen reeds hun eigen communicatie met de Tweede Kamer kennen (zoals het Groningenveld en schaliegas), wordt volstaan met een korte duiding.

### 1. Het gasverbruik in Nederland

#### 1.1. De positie van gas in de Nederlandse energievoorziening

Nederland is een belangrijke grootverbruiker van aardgas want gas is goed voor zo'n 40% van onze energieconsumptie.

Figuur1: totaal energieverbruik in Nederland



bron: <http://aardgas-in-nederland.nl/nederland-aardgasland/aardgas-in-de-nederlandse-energievoorziening/>

<sup>1</sup> Tweede Kamer, vergaderjaar 2012-2013, 33 529, nr. 6.

<sup>2</sup> Tweede Kamer, Handelingen 2008-2009, nr. 15, pag. 1093.

Er is geen andere lidstaat in de Europese Unie (EU) waar gas zo'n belangrijke rol speelt in de energievoorziening<sup>3</sup>:

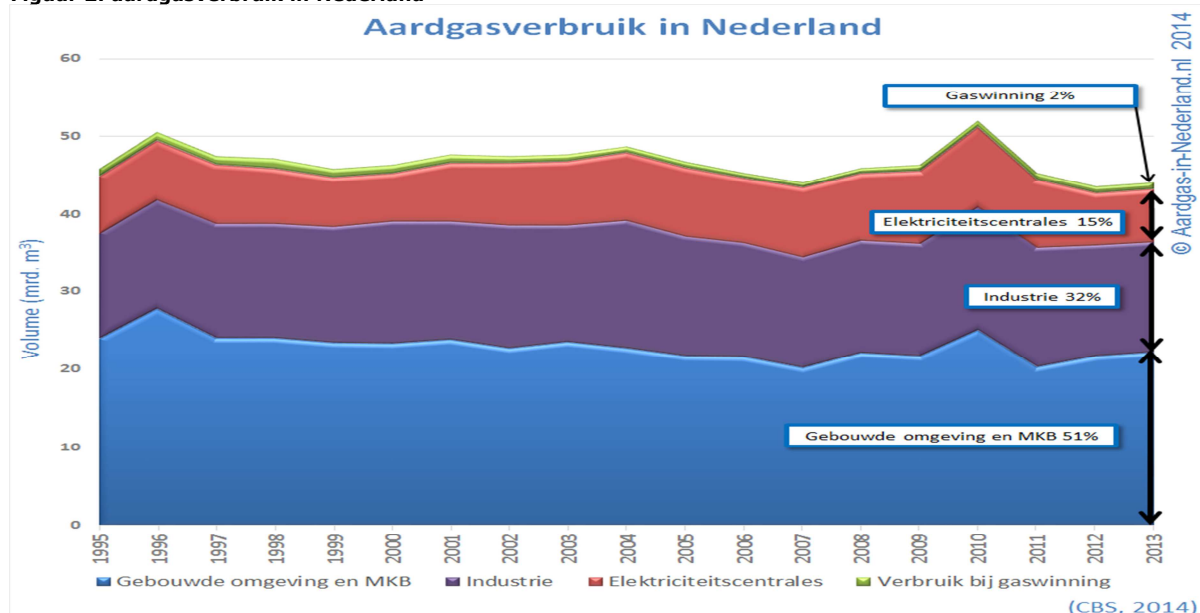
**Tabel 1: aardgas in het energieverbruik in Noordwest-Europese landen in 2012**

	Omvang in miljard m <sup>3</sup>	Aandeel aardgas in energieverbruik
België	18,3	24,3%
Denemarken	3,8	19,3%
Duitsland	93,0	21,5%
Frankrijk	50,4	14,7%
Ierland	5,4	29,6%
Luxemburg	1,4	24,4%
Nederland	43,6	41,8%
Verenigd Koninkrijk	87,5	32,7%
Zweden	1,3	1,9%

bron: cijfers ontleend aan Eurogas, Statistical Report 2013

De Nederlandse gasvoorraden hebben ertoe geleid dat vrijwel alle huishoudens zijn aangesloten op het gasnet en gas gebruiken voor verwarming en verhitting. Daarnaast wordt gas gebruikt door de industrie en voor elektriciteitsproductie.

**Figuur 2: aardgasverbruik in Nederland**



bron: <http://aardgas-in-nederland.nl/nederland-aardgasland/aardgas-in-de-nederlandse-energievoorziening/>

## 1.2. Ontwikkeling van de Nederlandse gasvraag

Voor de ontwikkeling van de Nederlandse vraag naar gas in de komende tien jaar is het volgende relevant:

- In de gebouwde omgeving wordt ingezet op efficiënter energieverbruik en de toepassing van duurzame bronnen. Naast isolatiemaatregelen gaat het om restwarmte van elektriciteitscentrales en industrie, warmte-koude opslagsystemen en geothermie. De toepassing van biomassa voor warmteopwekking is toegenomen door de openstelling van de stimuleringsregeling voor duurzame energieopwekking (SDE+). Deze toepassingen verminderen de vraag naar aardgas en verlagen de emissie van CO<sub>2</sub>. Een gecombineerde en gebalanceerde aanpak van zowel maatregelen voor gebouwen als gebiedsmaatregelen lijkt daarbij het meest effectief, al zal dit in grote mate afhankelijk zijn van lokale omstandigheden en afwegingen.

<sup>3</sup> Een EU-lidstaat die in de buurt komt is Hongarije waar het aandeel van gas in het energieverbruik 38% bedraagt.

- Voor de kleinverbruikersmarkt en meer in het bijzonder de huishoudelijke omgeving kan worden overwogen om bij nieuwbouwwijken en –woningen de overstap te maken naar het grootschalig gebruik van warmte en elektriciteit (all-electric) of naar de inzet van duurzame gassen, zoals groen gas (Leeuwarden) of waterstofgas (Ameland, Rozenburg). Hier zal nader onderzoek naar worden gedaan.
- Het gebruik van gas in de industrie is de afgelopen jaren fors teruggelopen als gevolg van de economische crisis en de hoge gasprijs (zie par. 7.1.), maar zal de komende jaren naar verwachting een redelijk stabiel beeld laten zien. Energiebesparende maatregelen leiden tot een afname van de vraag, maar daar staat tegenover dat een aantrekkende economie zal leiden tot een hogere gasvraag vanuit de industrie. Zeker bedrijven die gas als grondstof gebruiken hebben op korte en middellange termijn geen alternatief. Hiervoor is, indien al mogelijk, een drastische herinrichting van hun productieprocessen noodzakelijk.
- De inzet van gas in de elektriciteitsproductie is met meer onzekerheden omgeven. De laatste jaren vindt zo'n 50% van de Nederlandse elektriciteitsproductie plaats met behulp van gas. Het aandeel neemt af doordat elektriciteit steeds meer wordt opgewekt met hernieuwbare bronnen als zon en wind. Verder is het momenteel goedkoper om elektriciteit te produceren met kolen dan met gas (zie par. 7.1.). Dit leidt ertoe dat gasgestookte elektriciteitscentrales (gascentrales) worden afgeschakeld. Daarbij speelt mee dat ook kolengestookte centrales steeds meer flexibel inzetbaar zijn, waardoor het 'natuurlijke' voordeel van de snel in of af te schakelen gascentrales kleiner wordt.  
Dit alles leidt tot een dalende gasvraag vanuit de elektriciteitssector. Een daling die echter minder snel kan gaan dan in de afgelopen jaren het geval was omdat de oudere, minst efficiënte gascentrales al uit productie zijn genomen en de nog resterende centrales relatief nieuw en efficiënt zijn en daardoor eerder kostendekkend kunnen produceren. Daarbij speelt ook de tijd die nodig is om andere vormen van elektriciteitsopwekking in productie te nemen.
- Warmtekracht installaties (Warmte Kracht Koppeling, WKK) produceren, met voornamelijk aardgas als brandstof, op efficiënte wijze zowel elektriciteit als warmte. Deze installaties worden gebruikt in de procesindustrie, glastuinbouw en stadsverwarming. Naast eigen gebruik wordt een deel van de productie (zowel warmte als elektriciteit) geleverd aan derden. Nederland is één van de grootste WKK-gebruikers in Europa. Samen produceren ca. 4.500 WKK installaties ongeveer 40% van de Nederlandse elektriciteit.  
Alle vormen van WKK samen zorgen, vanwege het hoge omzettingsrendement, voor een omvangrijke energiebesparing op het primaire energieverbruik en een verlaging van de CO<sub>2</sub> uitstoot in vergelijking met het gescheiden produceren van elektriciteit en warmte. Daarnaast kunnen WKK installaties een bijdrage leveren aan een flexibele elektriciteitslevering, juist ook decentraal. Dit komt de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening ten goede nu het aandeel van zon- en windenergie toeneemt.  
Door de huidige omstandigheden in de energiemarkt is de rentabiliteit van veel WKK installaties verslechterd. Dit kan tot gevolg hebben dat een aanzienlijk deel van deze installaties wordt stilgelegd, waarmee een deel van de mogelijkheden die WKK op lange termijn biedt voor besparing op het primaire energiegebruik onbenut blijft. Het verbeteren van het functioneren van het emissiehandelsysteem (ETS) is dan ook belangrijk.
- Vanwege de veel hogere energiedichtheid van gas vergeleken met die van elektriciteit is het tien tot twintig keer goedkoper om energie te transporteren in de vorm van gas dan in de vorm van elektriciteit. Transport van gas via buisleidingen is één van de meest efficiënte en veilige vormen van energietransport, met de minste belasting voor milieu en ruimte. Dit laatste is zeker in een dicht bevolkt land als Nederland van groot belang.
- Tot slot kan nog worden opgemerkt dat de transportsector een sector is waar de vraag naar gas kan groeien, vooral in het goederentransport over weg en water. Deze ontwikkeling wordt mede gedreven door strengere eisen aan emissies in transport, zoals bijvoorbeeld de nieuwe zwavellimieten die per 2015 voor de kustvaart gelden. Het inzetten van gas in de vorm van Liquefied Natural Gas (LNG) en Compressed Natural Gas (CNG) voor transport wordt ook ondersteund in het recente voorstel van de Europese Commissie voor een richtlijn voor de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen<sup>4</sup>. Op nationaal niveau wordt dit

---

<sup>4</sup> Voorstel voor een Richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen, Brussel, 24.1.2013, COM(2013) 18 final

geadresseerd in de Duurzame Brandstofvisie die is opgesteld in het kader van het Energieakkoord<sup>5</sup>.

Het is op dit moment nog onduidelijk wat dit alles betekent voor de ontwikkeling van de Nederlandse gasvraag in de komende jaren. ECN komt op basis van haar analyse ten behoeven van de Nationale Energieverkenning van 2014 tot onderstaand overzicht. Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen een 'baseline' en een baseline aangevuld met het effect van voorgenomen beleid ('baseline+')

**Tabel 2: toekomstig gasgebruik Nederland volgens ECN, hoeveelheden in miljard m<sup>3</sup>**

	2015	2020	2025	2030
Baseline	37,6	37,0	34,7	31,4
w.v. huishoudens	10,3	9,5	9,2	9,0
w.v. elektriciteitscentrales	3,6	5,3	4,3	3,3
w.v. WKK	4,7	4,1	3,5	3,2
Baseline+	37,8	36,3	33,4	31,1
w.v. huishoudens	10,2	9,3	8,9	8,6
w.v. elektriciteitscentrales	3,6	4,9	2,9	3,0
w.v. WKK	4,8	4,7	4,1	3,8

Het voorgenomen beleid in het baseline+ scenario omvat onder andere het voorstel van de Europese Commissie voor aanscherping van ETS en daarnaast ook een aantal afspraken uit het Energieakkoord die al van concrete instrumentatie zijn voorzien. Het is de ambitie van het Energieakkoord om tot een besparing van het finale energieverbruik met gemiddeld 1,5% per jaar te komen en tot een toename van het aandeel van hernieuwbare energieopwekking (nu ruim 4%) naar 14% in 2020 en 16% in 2023. De voorgenomen sluiting van verouderde kolencentrales kan tot gevolg hebben dat het aandeel van gas in de elektriciteitsproductie tijdelijk licht toeneemt.<sup>6</sup>

### 1.3. De rol van (Groningen)gas in de transitie naar een duurzame energiehuishouding

Als het gaat om de rol van gas en meer in het bijzonder de rol van het Nederlandse gas in de energietransitie is het zaak om onderscheid te maken tussen hoogcalorisch en laagcalorisch gas. Het gas dat uit het Groningenveld wordt gewonnen behoort tot het laagcalorisch gas terwijl vrijwel al het gas dat elders wordt gewonnen, bijvoorbeeld uit de Nederlandse kleine velden, hoogcalorisch gas is. Daarmee ligt de verbrandingswaarde van het Groningengas lager dan de verbrandingswaarde van vrijwel al het gas dat elders in de wereld wordt gewonnen. Dit betekent dat het Groningengas in het gebruik niet zonder meer kan worden uitgewisseld tegen dan wel ingewisseld voor gas dat uit andere bronnen afkomstig is<sup>7</sup>. Het Nederlandse gastransportnet kent dan ook gescheiden netwerken voor hoog- en laagcalorisch gas. Deze netwerken zijn via kwaliteitsconversie met elkaar verbonden waardoor het mogelijk is om hoogcalorisch gas te leveren aan gebruikers van laagcalorisch gas. Dit kan door hoogcalorisch gas om te zetten in laagcalorisch gas door het toevoegen van stikstof, dan wel door het zeer laagcalorische Groningengas binnen de geldende bandbreedte voor laagcalorisch gas aan te vullen (te verrijken) met hoogcalorisch gas.

Het omzetten van laagcalorisch gas naar hoogcalorisch gas is in theorie mogelijk, maar is zodanig kostbaar dat het in de praktijk niet realiseerbaar is.

<sup>5</sup> De Duurzame Brandstofvisie is op 30 juni 2014 aangeboden aan de Staatssecretaris van Infrastructuur en Milieu. Zie <http://www.energieakkoordser.nl/nieuws/brandstofvisie.aspx>.

<sup>6</sup> "Energieakkoord voor Duurzame Groei", aangeboden met brief van de Minister van Economische Zaken van 6 september 2013, Tweede Kamer, vergaderjaar 2012-2013, 30 196, nr. 202

<sup>7</sup> Hoogcalorisch gas kent een verbrandingswaarde die tussen de 47 en 57,5 MJ/m<sup>3</sup> ligt, terwijl de verbrandingswaarde van laagcalorisch gas tussen de 43,44 en 47,11 MJ/m<sup>3</sup> ligt. Met een verbrandingswaarde van 43,8 MJ/m<sup>3</sup> is Groningengas een bijzonder laagcalorisch gas, want deze waarde ligt lager dan de verbrandingswaarde van vrijwel alle gas dat elders in de wereld wordt gewonnen.

Laagcalorisch gas wordt vooral gebruikt door kleinverbruikers (huishoudens en de klein zakelijke markt), de kleine industrie en WKK installaties die warmte produceren voor de industrie, de tuinbouw of voor stadsverwarming. Grote industrieën en elektriciteitscentrales maken, mede met het oog op de toekomst, vooral gebruik van hoogcalorisch gas dat wordt gewonnen uit de kleine velden en wordt geïmporteerd. Dit verschil in gebruik werkt ook door op de rol die laagcalorisch gas en hoogcalorisch gas kunnen spelen in de energietransitie.

Hoogcalorisch gas zal vooral een rol spelen bij de grote industrie en de centrale elektriciteitsproductie. Belangrijkste aspecten bij deze rol zijn de toename van de energie-efficiëntie van industriële processen, de afnemende elektriciteitsvraag op centraal niveau door de toename van decentrale duurzame elektriciteit, de inzet van duurzame elektriciteit op centraal niveau en eventueel de inzet van CCS.

De rol van het laagcalorisch gas en daarmee van het Groningengas zal een andere zijn. De lagere productie van Groningengas gaat samen met de in het energieakkoord ingezette besparing van energie in de gebouwde omgeving en de overgang naar alternatieve duurzame en decentrale verwarmingssystemen. Daarbij zal er interactie zijn in decentraal energieverbruik tussen elektriciteit-, gas- en warmtesystemen. Deze systemen zullen vooral decentraal gevoed gaan worden door zon-PV, zonneboilers, windenergie, geothermie en groen gas. Daarnaast kunnen brandstofcellen en Power-to-Gas zorgen voor een uitwisseling tussen gas en elektriciteit.

## 2. Nederlands gas op de Noordwest-Europese markt

Sinds de start van de exploitatie van het Groningenveld is Nederland een belangrijke leverancier van gas aan de EU. Zo voorziet de Nederlandse productie in zo'n 30% van de gasproductie van de EU hetgeen goed is voor zo'n 12,5% van de consumptie van de EU. Meer in het bijzonder geldt voor Noordwest-Europa<sup>8</sup>, het afzetgebied van het Nederlandse gas, dat de Nederlandse productie thans goed is voor meer dan de helft productie in deze regio en voorziet in bijna een kwart van de vraag en dat, bij ongewijzigd beleid, dit eerste ook de komende jaren zo zal blijven.

**Tabel 3: voorziene gasvraag en -productie Noordwest-Europa, hoeveelheden in miljard m<sup>3</sup>**

	2014		2019		2024	
	vraag	productie	vraag	productie	vraag	productie
België	19	-	21	-	23	-
Denemarken	6	6	6	6	7	7
Duitsland	92	9	90	6	92	4
Frankrijk	52	-	52	-	54	-
Verenigd Koninkrijk	91	47	91	38	86	28
Nederland	45	71	46	57	47	39
Totaal Noordwest-Europa	305	133	306	107	309	78

Bron: "Groningengas op de Noordwest-Europese gasmarkt –samenvattende rapportage bij de onderzoeken 7, 8 en 9", Ministerie van Economische Zaken, november 2013.

Bij de positie van het Nederlandse gas op de Noordwest-Europese markt dient te worden opgemerkt dat Nederland op het gebied van laagcalorisch gas een bijzondere verantwoordelijkheid heeft. Als gevolg van het Nederlandse exportbeleid dat stamt uit de jaren zestig van de vorige eeuw wordt laagcalorisch gas niet alleen binnen Nederland gebruikt maar ook in België, Duitsland en Frankrijk. Het gaat daarbij om een markt van ca. 70 miljard m<sup>3</sup> per jaar. Deze markt wordt voor het overgrote deel beleverd uit het Groningenveld. In de dan nog resterende vraag naar laagcalorisch gas wordt voorzien door de Duitse productie, het verrijken van Groningengas en het converteren van hoogcalorisch gas. Daarbij neemt de productie van laagcalorisch gas de komende jaren af. In 2023 zal de productie van Groningengas zijn gedaald tot ca. 30 miljard m<sup>3</sup> en zal de Duitse productie zijn gehalveerd van 9 miljard m<sup>3</sup> nu tot minder dan 5 miljard m<sup>3</sup> (zie tabel 3).

De levering van Nederlands gas vindt enerzijds plaats op basis van langetermijncontracten en anderzijds via virtuele handelsplaatsen waarvan de Nederlandse Title Transfer Facility (TTF; zie

<sup>8</sup> Noordwest-Europa is hier gedefinieerd als België, Denemarken, Duitsland, Noord-Frankrijk, Luxemburg, het Verenigd Koninkrijk en Nederland.

par. 4.4.) veruit de belangrijkste is<sup>9</sup>. De langetermijncontracten hebben vooral betrekking op de levering van laagcalorisch gas aan het buitenland. Zij dateren veelal uit de jaren zestig en zeventig van de vorige eeuw, zijn in de loop der tijd diverse malen verlengd en lopen inmiddels door tot 2020 en verder (een enkel contract loopt eerder af) waarna zij geleidelijk worden afgebouwd. Op basis van deze contracten dienen de komende gasjaren de volgende volumes gas te worden geleverd aan het buitenland<sup>10</sup>:

**Tabel 4: contractuele verplichtingen GasTerra voor gaslevering buitenland (hoeveelheden in miljard m<sup>3</sup>)<sup>11, 12</sup>**

	laagcalorisch gas minimaal	laagcalorisch gas maximaal	hoogcalorisch gas minimaal	hoogcalorisch gas maximaal
10/2014 – 09/2015	27,7	34,5	18,3	23,3
10/2015 – 09/2016	27,5	34,3	13,5	15,1
10/2016 – 09/2017	26,5	31,8	6,8	8,4
10/2017 – 09/2018	26,2	31,5	5,5	7,7
10/2018 – 09/2019	26,1	31,4	3,7	5,6
10/2019 – 09/2020	24,3	29,2	3,7	5,6
10/2020 – 09/2021	23,9	28,7	3,7	5,6
10/2021 – 09/2022	23,5	28,2	0,5	0,6
10/2022 – 09/2023	23,1	27,7	0,5	0,6
10/2023 – 09/2024	22,7	27,3	-	-
10/2024 – 09/2025	11,7	13,9	-	-
10/2025 – 09/2026	8,6	10,3	-	-
10/2026 – 09/2027	4,2	4,8	-	-
10/2027 – 09/2028	2,8	3,2	-	-
10/2028 – 09/2029	1,4	1,6	-	-

De langetermijncontracten hebben de basis gelegd voor de gasvoorziening in Noordwest-Europa en de ontwikkeling van het Groningenveld. Doordat afnemers bereid waren langjarige verplichtingen aan te gaan, werd het mogelijk om op rendabele wijze een gastransportinfrastructuur te ontwikkelen en aan te leggen. De langetermijncontracten verzekerden het langjarig gebruik van deze infrastructuur en zorgden tegelijkertijd voor een stabiele bron van inkomsten.

De afbouw van het volume aan laagcalorisch gas dat onder langetermijncontracten moet worden geleverd, volgt de (indertijd) voorziene natuurlijke terugloop van de Groningenproductie. Uit onderzoek dat in het kader van de gaswinning uit het Groningenveld is uitgevoerd komt naar voren dat het niet mogelijk is om deze levering eenzijdig te beperken. Slechts indien beide contractpartners hiermee instemmen is beperking mogelijk<sup>13</sup>. Daarbij is tevens geconcludeerd dat er voor de buitenlandse afnemers van laagcalorisch gas geen aanleiding is om in te stemmen met een beperking. Er zijn geen andere leveranciers van wie zij gas in deze kwaliteit kunnen betrekken. Uit voornoemd onderzoek volgt tevens dat een beroep op 'force majeure' weinig tot geen kans van slagen heeft zolang er nog laagcalorisch gas (al dan niet in de vorm van Groningengas) beschikbaar is voor binnenlandse afnemers. Dit omdat er voor en door binnenlandse afnemers vrijwel geen langetermijncontracten zijn afgesloten. Zolang er voldoende aanbod is van laagcalorisch gas (bijvoorbeeld door kwaliteitsconversie) leidt dat niet tot problemen, maar dat verandert als de vraag naar laagcalorisch gas het fysieke aanbod overtreft. Ook in dat geval zullen de gecontracteerde hoeveelheden fysiek moeten worden geleverd, tenzij met de afnemers tot

<sup>9</sup> Van het Nederlandse gas wordt momenteel ca. 2/3 onder langetermijncontracten geleverd en de rest via handelsplaatsen.

<sup>10</sup> Deze volumes zijn op basis van een normaal jaar qua temperatuur. Een afwijkend jaar kan in sommige gevallen leiden tot aangepaste volumes. Daarnaast bieden sommige contracten de afnemers de mogelijkheid van een additionele verhoging van het jaarvolume.

<sup>11</sup> Dat de langetermijncontracten een minimaal en een maximaal af te nemen hoeveelheid kennen reflecteert het effect dat met de name de temperatuur heeft op de gasvraag.

<sup>12</sup> De langetermijncontracten voor hoogcalorisch gas lopen eerder af dan die voor laagcalorisch gas. Dit komt doordat de Nederlandse productie van hoogcalorisch gas veel eerder tot een eind zal komen dan die van laagcalorisch gas en meer in het bijzonder het Groningengas (zie par. 3.2. en par. 4.3.1.).

<sup>13</sup> "Groningengas op de Noordwest-Europese gasmarkt –samenvattende rapportage bij de onderzoeken 7, 8 en 9", Ministerie van Economische Zaken, november 2013.

herziening van de afspraken kan worden gekomen. De kans hierop is echter klein zoals hiervoor aangegeven.

In lijn met hetgeen daarover is opgemerkt in de brief over het voorgenomen besluit ten aanzien van de gaswinning uit Groningen<sup>14</sup> en het debat dat daarover met de Tweede Kamer is gevoerd geldt dus dat er weinig tot geen mogelijkheden zijn om de levering van gas onder de langetermijncontracten versneld af te bouwen. Daarbij geldt verder dat Nederland als gevolg van de sinds het eind van de 20<sup>ste</sup> eeuw in gang gezette liberalisatie van de gasmarkten in de Europese Unie, beschikt over een open gasmarkt. Binnen de capaciteitsmogelijkheden van het transportnet kan gas vrij van en naar Nederland stromen. De mate waarin dit gebeurt wordt bepaald door handelaren die mede op basis van prijssignalen handelen in gas. De mogelijkheden om daarin in te grijpen en vanuit de overheid sturing te geven aan de gasstromen zijn uiterst beperkt. Verder stelt de Europese Verordening leveringszekerheid gas dat (ook) in het geval zich een ernstige verstoring van de gasvoorziening voordoet de lidstaten ervoor dienen te zorgen dat:

- er geen maatregelen worden genomen die de gasstroom binnen de interne markt op enig moment onnodig beperken;
- er geen maatregelen worden genomen die de gasleveringssituatie in een andere lidstaat ernstig in gevaar zouden kunnen brengen<sup>15</sup>.

Daarnaast geldt op grond van artikel 35 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VWEU) dat kwantitatieve uitvoerbeperkingen tussen lidstaten verboden zijn. Hieruit volgt dat het niet mogelijk is om de uitvoer van gas te beperken, tenzij de binnenlandse levering op overeenkomstige wijze wordt beperkt. Bij een productiebeperking mag geen onderscheid worden gemaakt tussen binnen- en buitenlandse afnemers<sup>16</sup>.

Wel zal, zoals toegezegd aan de Tweede Kamer tijdens het debat over de gaswinning uit Groningen op 5 februari jl., de staat als aandeelhouder van GasTerra borgen dat voorlopig geen nieuwe langetermijncontracten worden afgesloten. Dit wil zeggen dat bestaande lange termijn contracten niet worden verlengd of in volume worden verhoogd en ook dat er geen nieuwe contracten met een looptijd van langer dan vijf jaar zullen worden gesloten. Hiermee wordt echter niet automatisch bewerkstelligd dat de vraag naar laagcalorisch gas afneemt. Dit kan alleen door de laagcalorische infrastructuur om te bouwen zodat deze hoogcalorisch gas kan inzetten (zie hoofdstuk 5). Dit uiteraard naast maatregelen die zijn gericht op verhoging van de energie-efficiëntie en het terugdringen van het gebruik van fossiele energievormen.

### **3. De Nederlandse gasproductie**

#### **3.1. Nederland als gasproducent**

Sinds de ontdekking van het Groningenveld in 1959 heeft Nederland zich ontwikkeld tot een vooraanstaande gasproducent. Dit heeft er niet alleen toe geleid dat gas een belangrijke rol speelt in de Nederlandse energievoorziening (zie hoofdstuk 1), maar heeft ook tot gevolg gehad dat er in Nederland een uitgebreide gasector is ontstaan en dat gas een belangrijk exportgoed is geworden (zie hoofdstuk 2) dat tevens zorgt voor aanzienlijke inkomsten voor de Nederlandse staat. Tot het begin van de jaren zeventig van de vorige eeuw werd (vrijwel) al het Nederlandse gas gewonnen uit het Groningenveld. Sindsdien is het kleine veldenbeleid tot ontwikkeling gebracht met als doel ook de andere Nederlandse gasvoorkomens te ontwikkelen, waaronder die op het Nederlands deel van het continentaal plat. Dit om de delfstoffen in onze bodem optimaal te benutten. Omdat het Groningenveld zo groot is en (relatief) gemakkelijk en goedkoop is te exploiteren, zouden alle andere gasvelden, de kleine velden, vanwege economische redenen niet worden ontsloten. Daardoor zou waarde in de grond blijven zitten en zou Nederland suboptimaal

---

<sup>14</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken van 17 januari 2014, Tweede Kamer, vergaderjaar 2013-2014, 33 529, nr. 28

<sup>15</sup> Verordening (EU) Nr. 994/2010 van het Europees Parlement en de Raad van 20 oktober 2010 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gaslevering en houdende intrekking van Richtlijn 2004/67/EG van de Raad

<sup>16</sup> Dit volgt ook uit andere Europese bepalingen, zoals artikel 102, VWEU.

gebruik maken van zijn bodemschatten. Daarom werd indertijd bepaald dat het aardgas uit de kleine velden met voorrang moest worden gewonnen. De productie uit het Groningenveld werd verminderd en ook gevarieerd om piekvragen naar gas op te vangen (de zogenaamde 'swing-functie' van het Groningenveld).

Daarbij geldt, zoals eerder aangegeven, dat het gas dat uit het Groningenveld wordt gewonnen laagcalorisch gas is terwijl het gas dat wordt gewonnen uit de kleine velden hoogcalorisch gas is.

**Tabel 5: ontwikkeling Nederlandse gasproductie 1995-2013, hoeveelheden in miljard m<sup>3</sup>**

	Groningen	Kleine velden	Totaal
1995	34,1	44,8	78,9
1996	42,1	47,8	89,9
1997	34,7	47,8	82,5
1998	30,9	50,0	80,9
1999	23,9	49,5	73,4
2000	21,3	48,0	69,3
2001	24,5	49,1	73,6
2002	27,0	44,7	71,7
2003	27,7	41,4	69,1
2004	32,8	45,5	78,3
2005	33,8	39,1	72,9
2006	33,2	37,5	70,7
2007	28,9	39,8	68,7
2008	41,2	38,4	79,6
2009	37,7	35,8	73,5
2010	50,8	34,0	84,8
2011	46,8	30,7	77,5
2012	47,7	29,3	77,0
2013	54,0	28,7	82,7

Bron: "Delfstoffen en aardwarmte in Nederland – Jaarverslag 2013", TNO in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, mei 2014

De Nederlandse gasproductie is in handen van marktpartijen, waarbij de overheid optreedt als vergunningverlener en toezichthouder. De overheid bepaalt de randvoorwaarden en condities waaronder marktpartijen kunnen en mogen opereren. De Gaswet en de Mijnbouwwet strekken er toe dat de in Nederland aanwezige gasvoorkomens optimaal worden gewonnen, dat wil zeggen dat een mijnbouwonderneming een voorkomen zodanig moet exploiteren dat zoveel mogelijk van het aanwezige gas wordt gewonnen. Dit is het zogenoemde planmatig beheer van gasvoorkomens. De Gaswet zorgt er daarbij voor dat het gas uit kleine velden bij voorrang wordt ingenomen door GasTerra. Dit wordt geregeld met het Groningenplafond (artikel 55 van de Gaswet) waarmee eens in de vijf jaar door de Minister van Economische Zaken wordt aangegeven welke hoeveelheid gas er de komende tien jaar ten hoogste gemiddeld per jaar mag worden gewonnen uit het Groningenveld. Dit met als doel om wat betreft afzet voldoende ruimte te creëren voor gas uit kleine velden, zodat dit gas niet wordt 'verdrongen' door het Groningengas. Overigens heeft het Groningenplafond sterk aan betekenis verloren met de recent op grond van de Mijnbouwwet vastgestelde beperkingen op het Groningenveld als gevolg van de aardbevingen. Daardoor komt de toegestane productie onder het niveau te liggen dat volgens het plafond toelaatbaar is.

De Mijnbouwwet ziet erop toe dat de gaswinning zodanig wordt ingericht dat de gasvoorkomens zo goed mogelijk worden uitgenut (planmatig beheer) zonder dat afbreuk wordt gedaan aan de veiligheid en schade wordt aangebracht aan het milieu. Een mijnbouwonderneming dient een winningsplan in te dienen bij de Minister van Economische Zaken waarin onder meer wordt aangegeven: de totaal verwachte hoeveelheid gas, het aanvangstijdstip en de duur van de winning en de hoeveelheden gas die jaarlijks zullen worden gewonnen (artikelen 34 en 35 van de Mijnbouwwet). De Mijnbouwwet (artikel 36) bepaalt daarbij dat de minister zijn instemming met het winningsplan alleen kan weigeren indien dat in het belang is van het planmatig beheer van gasvoorkomens of, bij gaswinning op land, in verband met het risico van schade ten gevolge van



bodembeweging. De minister kan aan zijn instemming beperkingen of voorschriften verbinden indien hij dat om voornoemde redenen noodzakelijk acht.

Met de Gaswet en de Mijnbouwwet zijn de mogelijkheden en bevoegdheden voor de minister om sturing te geven aan (de omvang van) de gasproductie vastgelegd en ingekaderd.

### 3.2. Toekomstige ontwikkeling van de Nederlandse productie

Voor wat betreft de toekomstige ontwikkeling van de Nederlandse gasproductie moet onderscheid worden gemaakt tussen de productie uit het Groningenveld en uit de kleine velden. Dit naast mogelijke productie uit meer onconventionele bronnen als schalie (zie par. 7.3.).

#### *3.2.1. Productie uit kleine velden*

Voor de gaswinning uit de kleine velden stelt TNO jaarlijks ramingen op waarbij het volgende onderscheid wordt gehanteerd:

- De hoeveelheid gas die mijnbouwmaatschappijen in de komende jaren verwachten te winnen uit de door hen tot ontwikkeling gebrachte gasvoorkomens (de "reserve").
- De voorraden die aanwezig zijn zonder dat duidelijk is wanneer deze zullen worden gewonnen (de "voorwaardelijke voorraad"). Hiervoor worden door TNO aannames gehanteerd.
- De verwachtingen die er bestaan ten aanzien van nog niet ontdekte gasvoorkomens ("nog te ontdekken"). De hiermee gemoeide volumes zijn opgenomen in onderstaande tabel, maar worden gezien hun zeer hoge mate van onzekerheid niet meegenomen bij de hierna volgende schattingen ten aanzien van de ontwikkeling van de totale gasproductie en de aardgasbaten.

**Tabel 6: ontwikkeling gasproductie Nederlandse kleine velden 2015 en verder (hoeveelheden in miljard m<sup>3</sup>)**

	Reserve	Voorwaardelijke voorraad	Subtotaal	Nog te ontdekken	Totaal
2015	22,8	2,3	25,1	2,6	27,7
2016	19,1	3,4	22,5	4,3	26,8
2017	15,8	4,5	20,3	4,2	24,6
2018	12,7	5,6	18,3	5,0	23,2
2019	10,6	6,7	17,4	5,7	23,1
2020	8,9	7,4	16,3	6,2	22,5
2021	6,9	7,6	14,5	6,9	21,4
2022	5,9	7,6	13,5	7,0	20,5
2023	5,1	7,5	12,6	6,8	19,4
2024	4,1	6,8	10,9	6,9	17,9
2025	3,2	6,1	9,3	6,9	16,2
2026	2,7	5,3	8,0	6,9	15,0
2027	2,3	4,6	6,9	6,7	13,7
2028	1,6	4,0	5,6	6,6	12,2
2029	1,4	3,4	4,8	6,6	11,4
2030	1,2	2,9	4,2	6,6	10,8

Bron: "Delfstoffen en aardwarmte in Nederland – Jaarverslag 2013", TNO in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, mei 2014

Het beeld is dus dat de productie van gas uit kleine velden de komende jaren snel zal teruglopen. Dit heeft gevolgen voor de manier waarop in de Nederlandse behoefte aan hoogcalorisch gas wordt voorzien. Deze behoefte bedraagt momenteel 15 tot 20 miljard m<sup>3</sup>. Dit gas wordt vooral door de grote industrie en gascentrales gebruikt.

Daarnaast wordt de vraag naar hoogcalorisch gas bepaald door de mate waarin het nodig is voor het leveren van gas aan gebruikers van laagcalorisch gas. Bij een teruglopende Groningenproductie als gevolg van de productiebeperking en het natuurlijk verloop, zal er meer hoogcalorisch gas moeten worden omgezet naar laagcalorisch gas (zie hoofdstuk 5) tenzij de markt voor laagcalorisch gas wordt verkleind dan wel afgebouwd. Aangezien dit laatste een meer structurele oplossing is dan het blijven doorgaan met het in steeds grotere hoeveelheden omzetten van hoogcalorisch gas naar laagcalorisch gas, is het lange termijn vooruitzicht dan ook dat de Nederlandse gasvoorziening uiteindelijk (grotendeels) overstapt op hoogcalorisch gas. Dit betekent dat de Nederlandse behoefte aan hoogcalorisch gas op termijn zal toenemen en de vraag is hoe daarin kan worden voorzien. Importeren lijkt dan de meest aangewezen route, maar mogelijk kan

er ook aanvullend gas worden gewonnen in Nederland (zie par. 7.3.) of zijn er alternatieven om in de ontstane energievraag te voorzien. Zo geeft EBN in een recente publicatie aan dat het mogelijk moet zijn om het moment waarop Nederland een netto-importeur wordt van gas minimaal vijf jaar naar achteren te schuiven<sup>17</sup>.

### 3.2.2. Productie uit het Groningenveld

De toekomstige productie uit het Groningenveld staat op dit moment volop ter discussie als gevolg van aardbevingen en de daaruit volgende, terechte zorgen over de veiligheid en leefbaarheid in het gebied (zie par. 7.2.). Inmiddels is besluitvorming over de gaswinning uit Groningen in de jaren 2014 t/m 2016 nagenoeg afgerond. Besluitvorming over de gaswinning in de jaren 2017 en verder zal eerst in de tweede helft van 2016 plaatsvinden.

Uitsluitend om tot een vergelijking te komen tussen vraag en aanbod en een inschatting te kunnen maken van het verloop van de aardgasbaten, wordt het volgende aangenomen voor de gasproductie uit Groningen<sup>18</sup>:

**Tabel 7: indicatieve ontwikkeling gasproductie Groningenveld 2015 en verder (hoeveelheden in miljard m<sup>3</sup>)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Productie	42,5	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	36,0	33,0	31,0	29,0	26,0	22,0	18,5	16,0	14,5	12,0

Omdat het hier gaat om een indicatieve verdeling is het niet goed mogelijk om tabel 7 te combineren met tabel 6 en zo een beeld te geven van de totale ontwikkeling van de Nederlandse gasproductie tussen nu en 2030. Voor de komende jaren valt echter de volgende ontwikkeling te verwachten:

**Tabel 8: indicatieve ontwikkeling totale Nederlandse gasproductie (hoeveelheden in miljard m<sup>3</sup>)**

	Groningen	Kleine velden	Totaal
2015	42,5	25,1	67,6
2016	40,0	22,5	62,5
2017	40,0	20,3	60,3
2018	40,0	18,3	58,3
2019	40,0	17,4	57,4
2020	40,0	16,3	56,3
2021	36,0	14,5	50,5
2022	33,0	13,5	46,5
2023	31,0	12,6	43,6
2024	29,0	10,9	39,9
2025	26,0	9,3	35,3
2026	22,0	8,0	30,0
2027	18,5	6,9	25,4
2028	16,0	5,6	21,6
2029	14,5	4,8	19,3
2030	12,0	4,2	16,2

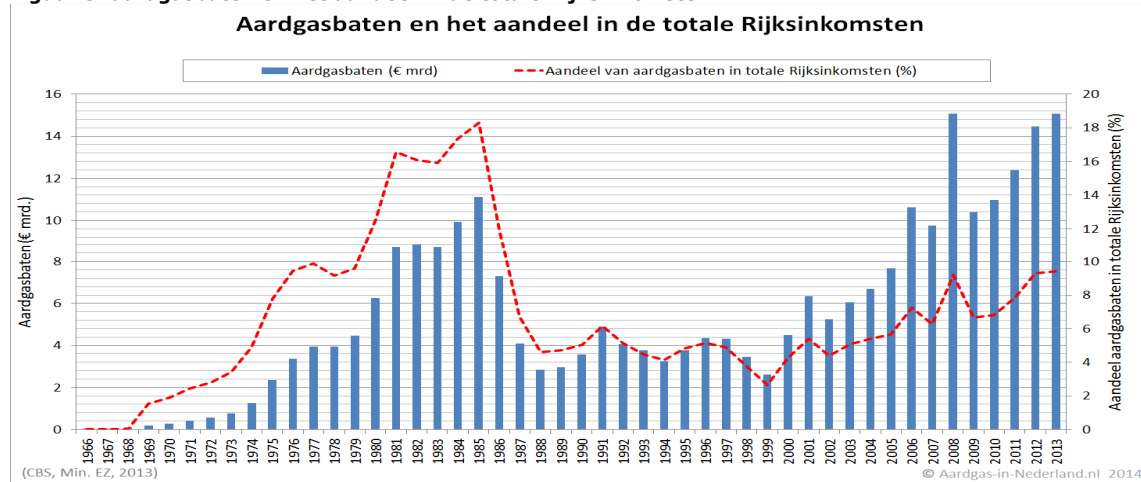
<sup>17</sup> "Focus on Dutch Oil & Gas 2014", EBN

<sup>18</sup> Cijfers gebaseerd op het winningsplan van NAM. Eind 2016 wordt een beslissing genomen over de maximaal toegestane productie in de jaren 2017 en verder, waarna er meer zicht zal zijn op feitelijk toegestane productie uit het Groningenveld.

### 3.3. Inkomsten van gas voor de Staat

De gaswinning vormt al vele jaren een belangrijke bron van inkomsten voor de Nederlandse Staat zoals de volgende figuur laat zien.

**Figuur 3: aardgasbaten en het aandeel in de totale Rijksinkomsten**



bron: <http://aardgas-in-nederland.nl/nederland-aardgasland/aardgas-en-de-economie/>

Vanaf 1999 is er een duidelijke toename van de aardgasbaten. Deze toename wordt veroorzaakt door (1) een hogere gasprijs en (2) een toename in de Groningenproductie van iets minder dan 20 miljard m<sup>3</sup> in 2000 tot 53,8 miljard m<sup>3</sup> in 2013. Van de winst uit de verkoop van Groningengas komt bijna 90% bij de Nederlandse Staat terecht, bij gas uit kleine velden is dat ca. 65%. Ook met de nu afgekondigde productiebeperking op het Groningenveld blijven de gasverkopen de komende jaren een belangrijke bron van inkomsten voor de Staat. De Nederlandse ondergrond bevat immers, exclusief schaliegas, nog ca. 1.000 miljard m<sup>3</sup> aan gas, waarvan ca. 700 miljard m<sup>3</sup> in het Groningenveld. Voor de Staat vertegenwoordigt dit een waarde van meer dan € 150 miljard<sup>19</sup>. Deze waarde kan in de komende decennia worden gerealiseerd, waarbij er wel rekening mee moet worden gehouden dat als gevolg van de natuurlijke terugloop van de productie de jaarlijks aan de Staat toevallende gasbaten een aflopend verloop kennen:

**Tabel 9: indicatieve ontwikkeling aardgasbaten**

	Groningen		Kleine velden		Totaal	
	miljard m <sup>3</sup>	mld. €	miljard m <sup>3</sup>	mld. €	miljard m <sup>3</sup>	mld. €
2015	42,5	9,0	25,1	2,5	67,6	11,5
2020	40,0	8,5	16,3	1,6	56,3	10,1
2025	26,0	5,4	9,3	0,9	35,3	6,3
2030	12,0	2,4	4,1	0,4	16,1	2,8

Aanname bij tabel: voor de gasprijs is uitgegaan van een prijs van € 0,25 per m<sup>3</sup>.

Hierbij geldt tevens dat het Groningenveld volgens NAM nog tot ca. 2080 gas kan produceren, maar uiteraard wel in steeds geringere hoeveelheden. Volgens de huidige inzichten is de gasproductie uit kleine velden dan al tot een eind gekomen.

### 3.4. Ontwikkeling gasproductie en -vraag

Om een beeld te schetsen van de ontwikkeling van de vraag naar en de productie van gas worden de volgende gegevens met elkaar vergeleken voor de jaren 2015, 2020, 2025 en 2030:

- De gasvraag: deze bestaat uit de Nederlandse baseline+ gasvraag (tabel 2) en de verplichtingen die volgen uit de langetermijncontracten (tabel 4). Bij dit laatste is, gelet de ervaringen en leveringen van de afgelopen jaren, voor hoogcalorisch gas uitgegaan van de minimaal te leveren hoeveelheid en voor laagcalorisch gas van het gemiddelde van de minimaal en maximaal te leveren hoeveelheid, dit om de temperatuurafhankelijkheid van deze

<sup>19</sup> Dit op basis van een gasprijs van € 0,25 per m<sup>3</sup>.

vraag te reflecteren. Verder zijn de leveren hoeveelheden omgerekend van gasjaar naar kalenderjaar.

- De gasproductie: deze bestaat uit de kleine velden productie (reserve en voorwaardelijke voorraad volgens tabel 6) en de indicatieve Groningenproductie volgens tabel 7. Er is dus geen rekening gehouden met een eventuele aanvullende beperking op Groningen. Ook is geen rekening gehouden met de mogelijke winning van schaliegas.

Dit leidt tot het volgende beeld:

**Tabel 10: mogelijke ontwikkeling gasvraag en –productie, hoeveelheden in miljard m3**

	Gasvraag		Gasproductie		Totaal	
	Nederland	t.b.v. buitenland	Kleine Velden	Groningen	Vraag	Productie
2015	37,8	38,2	25,1	42,5	76,0	67,6
2020	36,3	30,3	16,3	40,0	66,6	56,3
2025	33,4	12,0	9,3	26,0	45,4	35,3
2030	31,1	-	4,1	12,0	31,1	16,1

Uit deze tabel volgt dat gasimporten noodzakelijk zijn om te komen tot evenwicht tussen vraag en aanbod. Dit weerspiegelt het open karakter van de Nederlandse gasmarkt en hoeft niet te leiden tot problemen met de leveringszekerheid, ook omdat er al marktpartijen zijn die voor import reeds langetermijncontract hebben afgesloten.

Uit de tabel volgt tevens dat de eerstkomende jaren de (benodigde) importen minder omvangrijk zijn dan de voorziene exporten. Eerst rond 2025 is de te importeren hoeveelheid licht groter dan de te exporteren hoeveelheid en wordt de omslag naar netto-importeur gemaakt.

Wat ten aanzien de (toekomstige) importen van belang is, is dat er mondiaal gezien aanzienlijk meer gas voorradig is dan tot voor kort gedacht. Zo gaat het IEA er thans vanuit dat, bij het huidige consumptieniveau, er nog voor 230 jaar gas voorradig is. Dat terwijl een aantal jaren geleden nog werd uitgegaan van een levensduur voor aardgas van zo'n 60 à 70 jaar<sup>20</sup>.

#### 4. De gasrotonde-ambitie

Met de gasrotonde-ambitie wordt ingespeeld op de veranderingen in onze gasvoorziening.

Nederland kan uitgroeien tot een spil in de Noordwest-Europese gasvoorziening, ook als de eigen productie terugloopt. Dit versterkt de economie en creëert nieuwe kansen voor het bedrijfsleven<sup>21</sup>.

Dit is in eerste instantie verwoord in de brief "visie op de gasmarkt"<sup>22</sup> en daarna uitgewerkt en geconcretiseerd in de eerste Voortgangsrapportage Gasrotonde (de "Gasrotondebrief")<sup>23</sup>.

Nederland is een vooraanstaande gasproducent die nog vele decennia gas kan winnen, heeft een goede gasmarkt en is vanwege zijn ligging aan zee gunstig gepositioneerd voor de aanvoer van LNG. Nederland kent verder een goede gasinfrastructuur en diverse mogelijkheden voor gasopslag. Dit alles biedt kansen en mogelijkheden voor marktpartijen, zeker als die in staat zijn om hier waarde aan toe te voegen.

In de Gasrotondebrief zijn ook uitdagingen gesignaleerd. Om de gasrotonde-ambitie te realiseren dienen we te beschikken over:

- voldoende transportcapaciteit;
- additionele gasopslagen;
- aanvoer van gas uit verschillende bronnen;
- een goed functionerende gasmarkt.

<sup>20</sup> "World Energy Outlook 2013", IEA.

<sup>21</sup> Zie: "Economic Impact of the Dutch Gas Hub Strategy on the Netherlands", Brattle Group, december 2010. Rapport opgesteld in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken (<http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/rapporten/2010/12/08/dutch-gas-hub-strategy-on-the-netherlands.html>). Tweede Kamer, vergaderjaar 2010-2011, 29 023, nr. 78.

<sup>22</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken van 17 maart 2006, Tweede Kamer, vergaderjaar 2005-2006, 29 023, nr. 22.

<sup>23</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken van 23 oktober 2009, Tweede Kamer, vergaderjaar 2009-2010, 29 023, nr. 73.

Tevens zijn kennis en innovatie op het gebied van gas belangrijk. Nederland heeft internationaal gezien een sterke kennispositie in alle delen van de gasketen. Dit is van groot belang voor de verankering van de gasrotonde-ambitie en is ook een belangrijk exportproduct.

In het navolgende wordt aangegeven wat ten aanzien van deze uitdagingen en de daaraan gekoppelde acties, is bereikt

#### 4.1. Voldoende transportcapaciteit

##### *4.1.1. Het binnenlandse gastransportnet*

Het Nederlandse gastransportnet behoort tot de meest betrouwbare ter wereld. De gemiddelde tijd dat een klant jaarlijks geen gas heeft, bedraagt slechts 29 seconden<sup>24</sup>.

Transportcapaciteit is essentieel voor de gasvoorziening en bepaalt of gas daar kan komen op het juiste moment en in de benodigde hoeveelheid. Een sleutelfunctie wordt daarbij vervuld door het landelijk gastransportnet. Dit net zorgt er tezamen met de regionale distributienetten voor dat het gas de Nederlandse eindgebruikers bereikt. Daarnaast zorgt dit net voor de verbindingen met de productielocaties en de transportnetten in de ons omringende landen.

Gasunie Transport Services (GTS) is de beheerder van het landelijk gastransportnet dat bestaat uit ruim 12.500 km gaspijpleiding en een aantal meng- en compressie-installaties. GTS transporteert per jaar ongeveer 100 miljard m<sup>3</sup> gas, dat staat gelijk aan ruim tweemaal het Nederlandse gasverbruik en betreft zowel binnenlands geproduceerd als geïmporteerd gas.

Voorbeelden van investeringen die GTS sinds 2011 heeft gerealiseerd zijn de uitbreiding van de mogelijkheden voor gastransport van noord naar zuid, het mogelijk maken van invoer van LNG in het transportsysteem en de aansluiting van gasopslagen (zie 4.2).

Momenteel wordt door GTS een additionele pijpleiding van Beverwijk naar Wijngaarden aangelegd, om in de aanvullende vraag naar transportcapaciteit te voorzien. Deze leiding is naar verwachting in het najaar van 2014 operationeel.

Met dit alles vindt een zodanige verzwaring van het Nederlandse gastransportnet plaats dat er op dit moment geen verdere grootschalige pijpleidinginvesteringen worden voorbereid en uitgevoerd. GTS zal op grond van haar wettelijke taak wel zorg blijven dragen voor de beschikbaarheid van voldoende transportcapaciteit. Tot op heden heeft GTS via zogenaamde Open Seasons periodiek gevraagd aan marktpartijen of er behoefte bestaat aan uitbreiding van de capaciteit. De laatste twee open seasons die GTS heeft gehouden hebben niet geresulteerd in aanvullende maatregelen, aangezien de gevraagde capaciteit met bestaande infrastructuur kon worden bediend. In de toekomst zal GTS op basis van marktinformatie een netwerkontwikkelingsplan opstellen dat zij ter consultatie aan marktpartijen zal voorleggen. Toekomstige uitbreidingen van gastransportcapaciteit kunnen bijvoorbeeld gerelateerd zijn aan additionele gasstromen naar het Verenigd Koninkrijk of vanuit de GATE LNG-terminal naar landen in Noordwest-Europa.

##### *4.1.2. Internationale verbindingen*

Gasunie, de moedermaatschappij van GTS, onderneemt activiteiten die zijn gericht op het aantrekken van internationale gasstromen naar Europa en Nederland. In de afgelopen twee jaar gaat het om de aanleg en ingebruikname van de NEL-pijpleiding (Nordeuropäische Erdgasleitung), een 440 kilometer lange aardgaspijpleiding in Noord-Duitsland die de door de Oostzee lopende pijpleiding van Rusland naar Duitsland (Nord Stream) direct verbindt met het Gasunie-netwerk in Duitsland. Gasunie neemt voor 25% deel in het consortium dat de NEL-pijpleiding beheert.

Verdere grensoverschrijdende samenwerking van Gasunie met netwerkbedrijven uit andere landen of van GTS met andere netbeheerders is niet uitgesloten. Voor de betrouwbaarheid en de betaalbaarheid is het van belang dat ook in de toekomst de gasstromen in Noordwest-Europa zoveel mogelijk door Nederlandse infrastructuur blijven stromen. Een efficiënte benutting van het netwerk zorgt voor lagere netkosten voor de gebruikers.

---

<sup>24</sup> Bron: <http://www.netbeheernederland.nl/netbeheer-voor-u/storingen/>

De voorwaarden waaronder het kabinet meer intensievere grensoverschrijdende samenwerking wil toestaan zijn uiteengezet in een brief van 21 februari 2014<sup>25</sup>. Het uitgangspunt is daarbij dat netwerkbedrijven de publieke belangen inzake betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid ook in de toekomst zo goed mogelijk blijven dienen. Daarnaast moet het belang van de nationale veiligheid gewaarborgd blijven en moet de Staat overwegende zeggenschap behouden.

Een geheel andere vorm van internationale samenwerking betreft de totstandkoming van netcodes die als gevolg van het derde Europese Energiepakket worden ontwikkeld om de grensoverschrijdende handel in en het transport van gas te vereenvoudigen en te faciliteren door een beter benutting van de grensoverschrijdende verbindingen. Door standaardisatie en harmonisatie leiden zij tot een beter functionerende Europese gasmarkt. Bij de totstandkoming zijn zowel marktpartijen, de energie-toezichthouders, als de landelijke netbeheerders betrokken. De uiteindelijke vaststelling vindt plaats door de nationale overheden in samenspraak met de Europese Commissie.

In deze netcodes zijn inmiddels de volgende zaken uitgewerkt:

- congestiemanagement: marktpartijen die op interconnectiepunten tussen netwerken capaciteit hebben gecontracteerd maar uiteindelijk niet nodig hebben, dienen deze opnieuw aan de markt beschikbaar te stellen;
- capaciteitsallocatie: het op een open en transparante manier verdelen van de op interconnectiepunten aanwezige capaciteit over marktpartijen;
- balanceren: netbeheerders dienen er voor te zorgen dat marktpartijen meer controle krijgen over hun balansposities en een meer actieve rol kunnen spelen bij het in balans houden van het transportnet.

#### 4.2. Mogelijkheden voor het opslaan van gas

Vanuit Nederland kan mede dankzij het Groningenveld flexibel gas worden geleverd. Daarmee wordt direct tegemoet gekomen aan de feitelijke gasvraag van eindverbruikers die 's winters (veel) groter is dan zomers. De flexibele productiemogelijkheden van het Groningenveld nemen af en zijn kort na 2020 verdwenen. Investerings in gasopslagen zijn dan ook nodig om aan de flexibele vraag naar gas te blijven voldoen. In de Gasrotondebrieff zijn maatregelen aangekondigd om deze investeringen te bevorderen. Eén van deze maatregelen betrof de verlaging van de tarieven voor het transport van gas naar en van gasopslagen. Deze maatregel is op 1 januari 2014 in werking getreden via een door de Autoriteit Consument en Markt (ACM) vastgestelde wijziging van de Tarieencode Gas. Deze wijziging introduceert een transportdienst voor gasopslagen, waarbij een korting van 25% wordt toegepast op het reguliere tarief voor gastransport<sup>26</sup>.

In de afgelopen jaren zijn meerdere gasopslagen gebouwd waarvan de meeste inmiddels operationeel zijn of anders binnenkort worden opgeleverd, te weten:

- Epe cavernes (april 2011 en maart 2012)  
Nuon en Eneco slaan gas op in zoutcavernes in het Duitse Epe. Deze cavernes zijn sinds 2011/2012 operationeel en rechtstreeks aangesloten op het Nederlands gastransportnet. De cavernes zijn met een opslagvolume van 0,5 miljard m<sup>3</sup> en uitzendcapaciteit van bijna 10 miljoen m<sup>3</sup> per dag vooral geschikt voor de balancerings van korte termijn schommelingen in de gasvraag.
- Zuidwending cavernes (eind 2013)  
Te Zuidwending heeft Energy Stock, een dochteronderneming van Gasunie, vijf cavernes in gebruik. Tezamen hebben deze cavernes een opslagvolume van 300 miljoen m<sup>3</sup> met een uitzendcapaciteit van ruim 26 miljoen m<sup>3</sup> per dag. Ook deze cavernes zijn vooral geschikt voor het voorzien in korte termijn variaties in de gasvraag.
- Gasopslag Bergermeer  
De door Taqa en EBN ontwikkelde gasopslag Bergermeer wordt in 2014 in gebruik genomen en zal met een opslagvolume van 4,1 miljard m<sup>3</sup> en een uitzendcapaciteit van 57 miljoen m<sup>3</sup> per dag, de grootste voor derden toegankelijke gasopslag van Noordwest-Europa zijn. Deze

---

<sup>25</sup> Brief van de Ministers van Financiën en Economische Zaken van 21 februari 2014, Tweede Kamer, vergaderjaar 2013-2014, 28 165, nr. 176

<sup>26</sup> Zie: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/12412/Besluit-nieuwe-transportdienst-voor-gasopslagen/>

gasopslag is vooral geschikt voor de levering van gas gedurende lange(re) perioden van hoge gasvraag.

- **Uitbreiding gasopslag Norg (Norg+)**

De omvang van de gasopslag Norg wordt door NAM en EBN in het komende jaar uitgebreid. Het opslagvolume wordt vergroot tot 7,4 miljard m<sup>3</sup> en de uitzendcapaciteit wordt uitgebreid tot 76 miljoen m<sup>3</sup> per dag. Deze gasopslag is onderdeel van het Groningen productiesysteem en wordt uitgebreid om de teruglopende capaciteit van het Groningenveld op te vangen en het Groningengas optimaal te kunnen blijven verkopen tot 2030.

Met de investeringen die marktpartijen in de afgelopen jaren in gasopslagen hebben gedaan is er een aanzienlijke hoeveelheid opslagcapaciteit voorhanden om te voorzien in de Noordwest-Europese vraag naar flexibiliteit als het Groningenveld daarin niet meer kan voorzien.

Verder kan ook de virtuele handelsplaats TTF (zie par. 4.4.) voorzien in de behoefte aan flexibiliteit door het aanbieden van een aantal typen (flexibele) producten: de zogenaamde 'blokken' gas met een leveringsduur van onder meer een jaar, een kwartaal, een maand en een dag. Door 'stapeling' van dergelijke blokken kan een leverancier zijn eigen portfolio samenstellen dat hem in staat stelt te voorzien in de over de dag en per seizoen wisselende vraag naar gas van zijn afnemers. Dit alles met de kanttekening dat de TTF, in tegenstelling tot de hiervoor genoemde opslagen, geen fysieke bron van flexibiliteit is maar alleen een plek waar flexibiliteit kan worden verhandeld.

#### 4.3. Aanvoer van gas uit verschillende bronnen

Noordwest-Europa krijgt de komende jaren te maken met een dalende eigen productie van gas terwijl de vraag naar energie vrijwel gelijk blijft. Het 'gat' dat hierdoor ontstaat in de energievoorziening zal enerzijds moeten worden ingevuld door energiebesparing, hogere energie-efficiëntie en anderzijds door duurzame energiebronnen. Dat zal echter niet voldoende zijn. Extra gasimport zal nodig zijn om de Noordwest-Europese gasbehoefte, inclusief die van Nederland, te dekken. Het gaat dan om meer pijpleidinggas uit Rusland en Noorwegen en om LNG uit andere delen van de wereld.

Het streven is om in de komende jaren naar een situatie toe te groeien waarin gas van verschillende leveranciers de gasrotonde bereikt, zonder dat één leverancier dominant wordt. Voorbeelden van activiteiten die ervoor zorgen dat uit verschillende bronnen gas wordt aangevoerd zijn:

##### *4.3.1. Stimuleren van de gasproductie uit de Nederlandse kleine gasvelden.*

In de afgelopen jaren zijn er 465 kleine velden ontdekt. Ten aanzien van deze velden geldt het volgende<sup>27</sup>:

- 262 velden zijn in productie;
- 5 velden worden gebruikt voor opslag van aardgas;
- 28 velden worden waarschijnlijk binnen vijf jaar in productie genomen;
- van 85 velden is onzeker of ze (nog) worden ontwikkeld gezien hun zeer kleine omvang;
- bij 85 aardgasvelden vindt er (tijdelijk) geen productie meer plaats.

De Nederlandse overheid moedigt de opsporing en productie van aardgas uit kleine velden aan. Zo stimuleert de overheid de opsporing van gas- en olievoorkomens middels deelname van EBN in opsporingsvergunningen, waardoor het exploratierisico met de operators wordt gedeeld. Ook hebben mijnbouwondernemingen (operators) de garantie dat ze het aardgas dat ze winnen tegen een op marktconforme grondslag bepaalde vergoeding kunnen verkopen aan GasTerra indien zij dat gas niet zelf willen of kunnen vermarkten<sup>28</sup>. Overigens wordt van deze mogelijkheid minder gebruik gemaakt dan voorheen omdat de ontwikkeling van de TTF (zie par. 4.4.) het voor gasmaatschappijen eenvoudig maakt om gas dat zij winnen zelf op de markt te brengen tegen een marktconforme prijs.

Verder worden olie- en gasmaatschappijen er met een fiscale stimuleringsmaatregel toe aangezet om ook de kleine, marginale gasvoorkomens die zich offshore bevinden tot ontwikkeling te

---

<sup>27</sup> "Delfstoffen en aardwarmte in Nederland – Jaarverslag 2013", TNO in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, mei 2014

<sup>28</sup> Gaswet, artikel 54, lid 1b.

brengen<sup>29</sup>. De reden hiervoor is dat enig tempo is geboden bij het ontwikkelen van offshore gasvoorkomens omdat de nu nog op de Noordzee aanwezige infrastructuur op afzienbare termijn toe is aan vervanging en het de vraag is of dat zal gebeuren als er offshore geen aanzienlijke hoeveelheden gas meer worden gewonnen.

Inmiddels zijn onder deze regeling 35 aanvragen ingediend door negen verschillende mijnbouwondernemingen. Van deze aanvragen zijn er inmiddels 24 goedgekeurd<sup>30</sup>. De verwachting is dat deze tenminste 20 miljard m<sup>3</sup> extra gas opleveren.

#### *4.3.2. LNG-terminal op de Maasvlakte (GATE)*

LNG kan in Nederland worden ontvangen bij de GATE-terminal die door de initiatiefnemers Gasunie en Vopak is gebouwd op de Maasvlakte. De totale maximale doorvoercapaciteit is momenteel 12 miljard m<sup>3</sup> per jaar. Deze capaciteit kan worden uitgebreid tot 16 miljard m<sup>3</sup> per jaar. Gezien de huidige onderbezetting van de terminal is uitbreiding nu niet aan de orde, maar dit kan (weer) op de agenda komen als de vraag naar en de aanvoer van LNG toenemen als gevolg van de teruglopende productie in Noordwest-Europa.

#### *4.3.3. Nord Stream*

De uit twee pijpleidingen bestaande Nord Stream leiding (zie par 4.1.2.) is in 2011 en 2012 in gebruik genomen en zorgt ervoor dat gas uit Rusland rechtstreeks naar Noordwest-Europa kan worden getransporteerd. De gezamenlijke jaarcapaciteit is 55 miljard m<sup>3</sup>, hetgeen gelijk staat aan het jaarlijkse gasverbruik van 35 miljoen huishoudens in Noordwest-Europa. Momenteel wordt gestudeerd op de uitbreiding van de Nord Stream leiding met nog twee pijpleidingen waardoor de directe aanvoercapaciteit voor Russisch gas naar Noordwest-Europa aanzienlijk kan worden vergroot. Het is nog niet bekend of en wanneer besluitvorming zal plaatsvinden.

#### *4.3.4. Green Deal Groen Gas*

Groen gas, gas opgewekt uit hernieuwbare bronnen, draagt bij aan het realiseren van de doelstelling voor hernieuwbare energie in 2020. Nederlandse bedrijven kunnen hun sterke positie op de internationale gasmarkt uitbouwen door een toenemend aandeel groen gas in portfolio te nemen. Om de groen gasketen verder te ontwikkelen zijn aan de aanbodkant extra inspanningen nodig, moet er een continue marktvraag naar groen gas zijn en moet de infrastructuur de aangeboden hoeveelheden kunnen verwerken. In de Green Deal Groen Gas werken overheid, marktpartijen, brancheorganisaties en netbeheerders samen aan de ontwikkeling van groen gas. Marktpartijen denken dat tweemaal een vertienvoudiging van de groengasproductie in Nederland mogelijk en wenselijk is en dat ca. 3 miljard m<sup>3</sup> groen gas kan worden geproduceerd in 2030 (zie par. 4.5.). Om het perspectief te schetsen voor de potentie van hernieuwbaar gas tot en met 2030 is een Routekaart hernieuwbaar gas opgesteld.

Vanuit de Green Deal Groen Gas is onder meer de Stichting Groen Gas Nederland (GGNL) opgericht, mede gefinancierd door het Ministerie van Economische Zaken. In deze tijdelijke organisatie zijn veel (markt)partijen vertegenwoordigd, waaronder: Alliander, ECN, Eneco, Enexis, Eon, Essent, GasTerra, Gasunie en Stedin. GGNL bundelt alle ervaringskennis op het gebied van groen gas en verspreidt deze naar de doelgroep met als doel meer vraag naar en aanbod van groen gas te realiseren.

#### 4.4. Een goed functionerende gasmarkt

Met de virtuele handelsplaats TTF beschikt Nederland over een vrij toegankelijke gasmarkt die wordt gekenmerkt door efficiënte prijsvorming en stabiele regulering. Omdat de TTF wordt gecompliceerd met een goed ontsloten infrastructuur en additionele diensten, zoals capaciteits- en flexibiliteitsinstrumenten, is het een aantrekkelijke plaats voor internationale handelaren en producenten om gas naar toe te brengen. Inmiddels is het volume dat via de TTF wordt geleverd gegroeid van 1,35 miljard m<sup>3</sup> in 2003, via 27 miljard m<sup>3</sup> in 2009 naar 45,8 miljard m<sup>3</sup> in 2013. Daarmee staat de omvang van de levering via de TTF gelijk aan het totale Nederlandse gasverbruik.

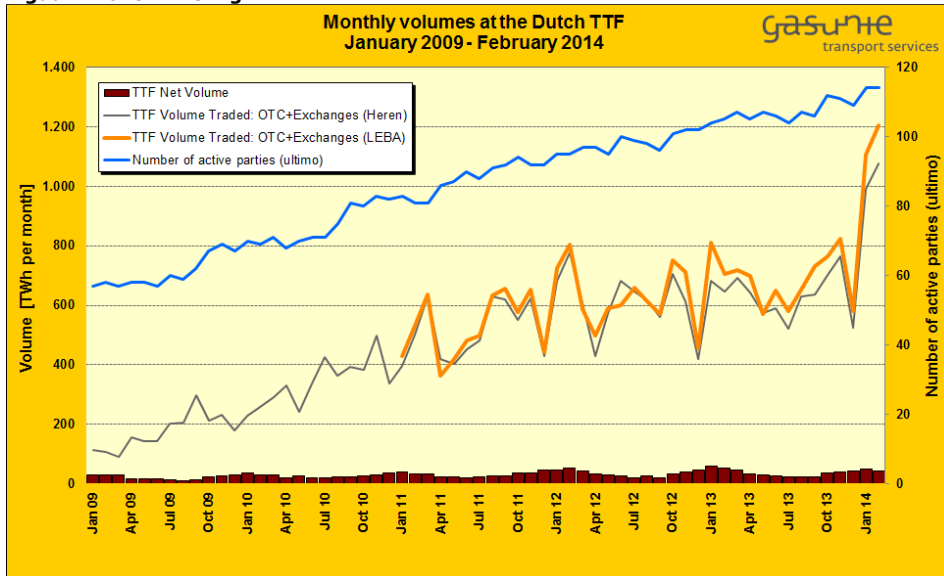
---

<sup>29</sup> Staatsblad 2009, 508

<sup>30</sup> "Focus on Dutch Oil & Gas 2014"; EBN



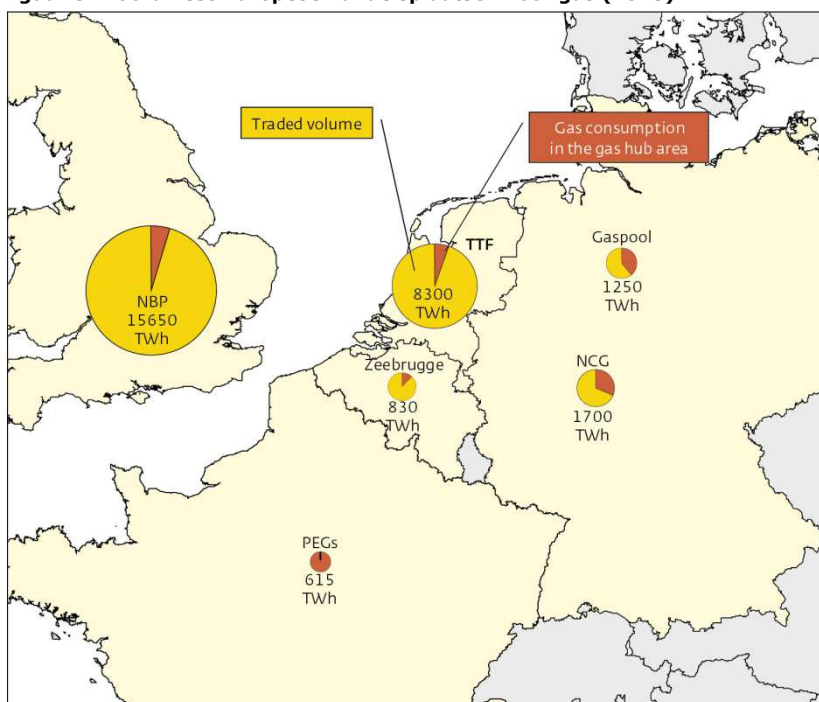
**Figuur 4: ontwikkeling TTF**



bron: <http://www.gasunietransportservices.nl/en/transportinformation/ttf-volume-development>

Figuur 4 geeft aan dat op de TTF een volume wordt verhandeld dat achttien maal zo groot als het totale Nederlandse gasverbruik. Deze handelsomvang, die aangeeft hoe vaak het gas van eigenaar verandert alvorens fysieke levering plaatsvindt, is een belangrijke indicator voor de liquiditeit van de TTF. Het gevolg is dat de TTF, samen het Britse National Balancing Point (NBP), de toonaangevende gashandelsplaats van de EU is.

**Figuur 5: Noordwest-Europese handelsplaatsen voor gas (2013)**



bron: GTS analyse, ICIS Heren, LEBA, IEA

Al deze ontwikkelingen laten zien dat marktpartijen vertrouwen hebben in het functioneren van de Nederlandse gasmarkt en dat zorgt voor een zelfversterkend effect: vertrouwen trekt meer handel

aan en dat zorgt weer voor meer vertrouwen. Dit heeft onder meer tot gevolg dat de prijs die op de TTF tot stand komt als een referentieprijis wordt gebruikt in andere delen van Europa<sup>31</sup>. Het liquiditeitsrapport 2013 van de ACM<sup>32</sup>, dat een overzicht geeft van de ontwikkeling in de liquiditeit op de groothandelsmarkten gas en elektriciteit in de periode 2009-2012, bevestigt dit beeld. Datzelfde geldt voor een recente rapportage van ACER, het Agentschap voor samenwerking van de Europese energietoezichthouders. De Nederlandse gasmarkt voldoet aan vrijwel alle criteria die in het Europese Gas Target Model zijn benoemd voor een goed functionerende gasmarkt<sup>33</sup>. Het gaat dan onder meer om marktomvang, aantal bronnen van gas en de (on)afhankelijkheid van één leverancier.

#### 4.5. Kennis en innovatie

Kennis op het gebied van gas is in Nederland in ruime mate voorhanden. Niet alleen bij private partijen, maar ook bij universiteiten en bij instituten en instanties als het Energy Delta Institute, de Energy Academy Europe, Energy Delta Gas Research, ECN en TNO. Een groot aantal van hen heeft zich ter versterking van de Nederlandse kennispositie op het gebied van gas verenigd in het Topconsortium voor Kennis en Innovatie Gas (TKI Gas) dat in het kader van de Topsector Energie is opgericht. Dit consortium, dat meer dan 100 partners uit de gehele gasector telt waaronder veel uit het midden- en kleinbedrijf, wordt door de industrie geleid en heeft een aanpak ontwikkeld met twee duidelijke speerpunten:

- Gas als facilitator van verduurzaming: het gassysteem is in staat om de transitie naar een duurzame energiehuishouding op een betrouwbare en betaalbare manier te faciliteren. Dit is uitgewerkt in de volgende drie hoofdlijnen: productie van groen gas, toepassing in de mobiliteit en het leveren van flexibiliteit aan duurzame energie. Een ontwikkeling als 'power-to-gas' is daarvan een voorbeeld. Hierbij worden overschotten aan (duurzame) elektriciteit omgezet in waterstof en eventueel methaan waarna het kan worden ingevoed in het gastransportnet. Op deze manier kan duurzame energie worden opgeslagen in de gasinfrastructuur.
- Gas als economische pijler: de exploratie en productie van gas in Nederland levert een grote bijdrage aan de staatsinkomsten en is belangrijk voor de werkgelegenheid. Ook dit is uitgewerkt in drie hoofdlijnen, te weten: innovatie op het gebied van exploratie en productie, demonstratie en implementatie van groen gas en het gebruik van LNG als transportbrandstof. De activiteiten op het gebied van exploratie en productie vormen de concretisering van de in 2012 uitgevoerde verkenning naar het bevorderen van de opsporing en winning en moeten een impuls geven aan de winning van gas uit kleine velden.

Daarnaast is er binnen het programma van het TKI Gas aandacht voor de maatschappelijke inbedding van de ontwikkelingen op het gebied van gas, aangezien dat één van de belangrijkste voorwaarden voor succes is.

Een belangrijke doelstelling van het TKI Gas is het realiseren van een substantiële bijdrage van groen gas aan de duurzame energiehuishouding en langs die weg de 'BV Nederland' een sterke concurrentie- en exportpositie te verschaffen op het gebied van kennis, technologie, innovatie en handel. Een ambitieuze maar realiseerbare doelstelling is 10 x 10, te weten tweemaal een vertienvoudiging voor 10% Groen Gas, van 30 miljoen m<sup>3</sup> (per jaar) groen gas nu, via 300 miljoen m<sup>3</sup> in 2015 en 3 miljard m<sup>3</sup> in 2030. Dit is zo'n 10% van het huidige jaarlijkse gasgebruik in Nederland.

Verder kan het gassysteem door innovatie verduurzamen. De productie van groen gas, duurzaam waterstofgas en het gebruik van gas als transportbrandstof dragen hier aan bij. Ten aanzien van dit laatste speelt het volgende:

- Omdat LNG kan worden gebruikt als brandstof voor vrachtwagens en de scheepvaart (kust- en binnenvaart), is sinds het eerste kwartaal van 2014 een LNG beladingsstation voor tankauto's bij de GATE-terminal operationeel. Dit maakt het mogelijk om het verbruik van diesel en zware

---

<sup>31</sup> "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012"; ACER, CEER; november 2013

<sup>32</sup> <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/11897/Liquiditeitsrapport-2013/>

<sup>33</sup>

[http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/GAS/Gas\\_Target\\_Model/CD](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/GAS/Gas_Target_Model/CD)

stookolie terug te dringen. Dat draagt bij aan reductie van CO<sub>2</sub> en andere milieuschadelijke componenten.

- Een andere ontwikkeling is het verladen van LNG naar schepen ten behoeve van transport naar kleinere terminals, het zogenaamde 'breaking bulk'. Als eerste stap heeft de GATE-terminal de steigers geschikt gemaakt voor het ontvangen van kleine en middelgrote LNG-tankers. De belading van kleine en middelgrote LNG-tankers is een concrete stap voorwaarts binnen het beleid van de Rijksoverheid, zoals geformuleerd in de Green Deal Wadden en Rijn.
- Ook in de Duurzame Brandstofvisie wordt ingegaan op de rol die gas, met name in de vorm van LNG en hernieuwbaar gas, kan spelen in de mobiliteitssector. Zo kan hernieuwbaar gas voor personen- en bestelauto's, onder goede randvoorwaarden, een overbruggingsfunctie vervullen op weg naar zero-emissie technieken. Nader onderzoek is nodig om te bepalen hoe synergie bereikt kan worden tussen de duurzame brandstoffenmix, smart grids, energieopslag en power-to-gas.

## 5. Ombouw van de Nederlandse gasmarkt

Tegelijkertijd met het informeren van de Tweede Kamer over het voorgenomen besluit ten aanzien van de gaswinning uit het Groningenveld<sup>34</sup> is een tweetal rapporten gepubliceerd over respectievelijk de rol van laagcalorisch gas (Groningengas) op de Noordwest-Europese gasmarkt en de mogelijke alternatieven om in de vraag naar dit gas te voorzien<sup>35</sup>. Daarnaast zijn reeds eerder studies gedaan naar de verandering van de gassamenstelling als gevolg van op termijn toenemende importen, waarbij ook de vraag aan de orde kwam of en in welke mate en in welk tempo er zou moeten en kunnen worden overgestapt op het gebruik van hoogcalorisch gas<sup>36</sup>.

Het beeld dat uit deze rapporten en studies naar voren komt, is als volgt samen te vatten:

- Onafhankelijk van een eventuele productiebeperking voor 2017 en verder zal de productie van Groningengas in de komende jaren aan omvang afnemen van 40 miljard m<sup>3</sup> in 2016 tot ca. 12 miljard m<sup>3</sup> in 2030. De Duitse productie van laagcalorisch gas zal tussen nu en 2030 sterk afnemen (zie hoofdstuk 2).
- Zoals aangegeven bedraagt de vraag naar laagcalorisch gas in Noordwest-Europa momenteel ca. 70 miljard m<sup>3</sup> per jaar. In deze vraag wordt eerst en vooral voorzien door de productie uit het Groningenveld. De terugloop van deze productie kan worden opgevangen door hoogcalorisch gas naar laagcalorisch gas te converteren door het toevoegen van stikstof en ook door bijmenging van hoogcalorisch gas in laagcalorisch gas. Deze kwaliteitsconversie is een wettelijke taak van GTS<sup>37</sup>. Hiervoor moet GTS voldoende infrastructurele middelen hebben, zoals conversie-installaties. Mocht GTS toch tegen de grenzen van de maximaal mogelijke kwaliteitsconversie aanloopt dan zal GTS, bij gebrek aan ander gasaanbod, moeten overgaan tot het 'afschakelen' van afnemers.<sup>38</sup>  
Op de lange termijn is dit echter, gezien de daarmee gemoeide kosten en de onvermijdelijke verdere terugloop van de Groningenproductie, een suboptimale oplossing en ligt de overstap naar hoogcalorisch gas meer voor de hand (zie par. 3.2.1). Dit uiteraard naast een overstap naar andere bronnen van energie en het terugdringen van het gasverbruik door in te zetten op hogere energie-efficiënte en op energiebesparing.
- Een overstap naar hoogcalorisch gas vergt een lange voorbereidingstijd omdat alle toestellen die nu zijn ingesteld op laagcalorisch gas moeten worden omgebouwd dan wel moeten worden vervangen alvorens de overstap kan worden gemaakt. Voor Nederland is het de verwachting dat dit pas op de zeer lange termijn het geval zal zijn en als dan gefaseerd zal plaatsvinden.

---

<sup>34</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken van 17 januari 2014, Tweede Kamer, vergaderjaar 2013-2014, 33 529, nr. 28

<sup>35</sup> Zie: <http://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardbevingen-in-groningen/documenten-en-publicaties/rapporten/2014/01/17/groningengas-op-de-noordwest-europese-gasmarkt.html>

<sup>36</sup> Brieven van de Minister van Economische Zaken van 29 maart 2011, Tweede Kamer, vergaderjaar 2010-2011, 290 23, nr. 84 (aanbieding rapport 'Gaskwaliteit van de toekomst') en van 11 april 2013, Tweede Kamer, vergaderjaar 2012-2013, 29 023, nr. 144 (aanbieding 'Transitie studie G-gas').

<sup>37</sup> Gaswet, artikel 10a, lid 1 onder c

<sup>38</sup> Tijdens de parlementaire behandeling van de Gaswet is hierover opgemerkt: "Mocht de conversiecapaciteit toch niet toereikend zijn dan zal de netbeheerder van het landelijk gastransportnet partijen vragen om laagcalorische gasproductie te verhogen of gebruikers, zoals op laagcalorisch gas gestookte industrieën en elektriciteitscentrales, om af te schakelen. Dit valt onder de zogenaamde 'noodmaatregelen'." Tweede Kamer, 31 904, nr. 7, p. 12

Toestellen die niet alleen geschikt zijn voor laagcalorisch gas maar ook voor hoogcalorisch gas zullen op afzienbare termijn op de markt komen, daarvoor is regelgeving in voorbereiding. In dat kader heeft de Minister van VWS de bredere gassamenstelling bij de Europese Commissie genotificeerd in het kader van de Gastoestellenrichtlijn. VWS zal binnenkort bij Algemene Maatregel van Bestuur voorschrijven dat over een periode van één à twee jaar geen nieuwe toestellen meer verkocht mogen worden die alleen Groningengas aan kunnen. Het zal dan echter nog een groot aantal jaren duren voordat alle toestellen daadwerkelijk zijn vervangen. Om de verantwoordelijkheden voor en de rollen bij de gassamenstelling vast te leggen, treden per 1 oktober 2014 bepalingen in werking die betrekking hebben op de gassamenstelling<sup>39</sup>, waaronder de ministeriële regeling die alle relevante parameters van de gassamenstelling voor invoeding in en onttrekking aan de openbare gastransportnetten vastlegt<sup>40</sup>.

- Gezien de hoge kosten die daarmee zijn gemoeid is het versnellen van deze ombouw niet haalbaar:

**Tabel 11: kosten ombouw Nederlandse gasmarkt (consumentengedeelte) naar hoogcalorisch gas**

	2015	2020	2025	2030	2035
Aantal toestellen vervangen (natuurlijk verloop, mln.)	0	3,6	7,2	10,8	14,4
Aantal toestellen nog niet vervangen	14,4	10,8	7,2	3,6	0
Kosten per eenheid nieuw (€)	1250	1250	1250	1250	1250
Afschrijving oude toestel	50%	63%	75%	88%	100%
Restwaarde per toestel (€)	625	469	313	156	0
Totaalkosten (€ mld.)	9,0	5,1	2,3	0,6	0,0

Bron: Gaskwaliteit voor de toekomst, Studie gedaan door Arcadis, Kema en Kiwa in opdracht van Ministerie van Economische Zaken, 22 maart 2011.

- Het afbouwen van het gebruik van laagcalorisch gas en de omschakeling naar hoogcalorisch gas is niet alleen een Nederlands vraagstuk. Ook België, Duitsland en Frankrijk worden daarmee geconfronteerd. Deze landen zetten inmiddels stappen om tussen 2020 en 2030 de overstap naar hoogcalorisch gas te maken. Daarbij lijken zij het voordeel te hebben dat daar opgestelde toestellen meer geschikt lijken te zijn voor die overstap dan de toestellen in Nederland. Deze landen hebben immers al een kleinverbruikersmarkt waar naast laagcalorisch gas ook regio's met hoogcalorisch gas bestaan. De nationale regelgeving in die landen vereist daarom nu al op verschillende kwaliteiten afstelbare apparatuur. Duitsland heeft de meest concrete plannen. De Duitse markt voor laagcalorisch gas zal vanaf 2016 worden afgebouwd, waardoor naar verwachting tegen 2030 de overstap naar hoogcalorisch gas volledig zal zijn afgerond.
- Hoewel er dus stappen worden gezet om de overstap naar hoogcalorisch gas te maken, is het met name gezien de Nederlandse situatie noodzakelijk dat de mogelijkheden die GTS heeft om hoogcalorisch gas te converteren naar laagcalorisch gas worden uitgebreid. Dit betekent, zoals reeds geconcludeerd in de rapporten over de gaswinning uit het Groningenveld, dat de bouw van een aanvullende stikstofinstallatie noodzakelijk is. GTS zal hiertoe nog dit jaar een voorstel doen waarna de installatie naar verwachting in de loop van 2019 in gebruik kan worden genomen. De doorlooptijd van vijf jaar wordt niet alleen veroorzaakt door de vergunningen- en aanbestedingsprocedures, maar ook doordat de fabricage van de onderdelen van de installatie maatwerk is en er na assemblage tijd nodig is voor testen en ingebruikstelling. Aandachtspunt is nog wel de omvang van de investering gelet op de onzekerheden over de Groningenproductie na 2016, de rol en capaciteiten van de gasopslagen voor laagcalorisch gas en de uiteindelijke, in de transporttarieven door te berekenen, kosten.

Samengevat is het beeld dat er stappen zijn en worden gezet om het verbruik van laagcalorisch gas af te bouwen. Gezien de omvang van de markt voor laagcalorisch gas en het grote aantal gebruikers is dit een proces dat zeer gedoseerd moet worden aangepakt en niet overhaast moet en kan worden uitgevoerd.

<sup>39</sup> Wijziging van de Elektriciteitswet 1998, de Gaswet en de Warmtewet (wijzigingen samenhangend met het energierapport 2011), Tweede Kamer, vergaderjaar 2012-2013, 33 493, nr.2

<sup>40</sup> Regeling gaskwaliteit, Staatscourant 2014 nr. 20452, 21 juli 2014

## 6. De Europese gasmarkt

Binnen de EU wordt sinds het eind van de vorige eeuw gewerkt aan de realisatie van een Europese interne markt voor gas. Dit vanuit de gedachte dat een interne markt voor gas leidt tot concurrerende prijzen voor afnemers, verbeterde consumentenrechten, efficiënter functionerende en beter toegankelijke markten en energievoorzieningszekerheid.

Hieraan wordt langs drie lijnen invulling gegeven:

- De zogenaamde energiepakketten die bestaan uit richtlijnen en verordeningen waarmee de regelgevende kaders worden bepaald voor het functioneren van die interne markt, alsmede voor het handelen van nationale overheden, toezichthouders, netwerkbedrijven en marktpartijen. Als onderdeel en nadere uitwerking van het inmiddels derde energiepakket worden Europese netcodes ontwikkeld die de grensoverschrijdende handel in en het transport van gas moeten vereenvoudigen en faciliteren (zie par. 4.1.2).
- Versterking van de Europese gasinfrastructuur waardoor gas meer vrijelijk kan worden getransporteerd binnen de EU. Tot voor kort waren de Europese transportverbindingen vooral gericht op het transporteren van gas van Oost- naar West-Europa en van Noord- naar Zuid-Europa. Dit belemmert de vrije verhandelbaarheid van gas en doet afbreuk aan de voorzieningszekerheid. In het kader van het Europese Economische herstelprogramma<sup>41</sup> en het daarop volgende Energie-infrastructuurpakket<sup>42</sup> van de EU zijn en worden maatregelen genomen om deze situatie te verbeteren. De nadruk ligt daarbij op het doorbreken van het isolement van zogenaamde energie-eilanden (de Baltische landen) en het verminderen van de afhankelijkheid van een enkele leverancier.
- Vergroting van de gasvoorzieningszekerheid door het in kaart brengen van de potentiële risico's en het opstellen van preventieve actie- en noodplannen om inzichtelijk te maken welke risico's voor de voorzieningszekerheid er zijn, hoe voorkomen kan worden dat deze zich voordoen en wat er moet gebeuren indien er daadwerkelijk een crisis is. Dit alles op basis van de Verordening leveringszekerheid<sup>43</sup> die tot stand is gekomen als gevolg van het conflict tussen Rusland en Oekraïne in januari 2009. De verordening bepaalt dat lidstaten maatregelen moeten nemen om ervoor te zorgen dat alle partijen op de gasmarkt actie nemen ter voorkoming van verstoringen van de gaslevering. Mocht er toch een verstoring optreden, dan moeten de gevolgen daarvan zo goed mogelijk worden ondervangen. Beter samenwerking en afstemming tussen de lidstaten speelt daarbij een belangrijke rol.

Dit alles sluit nauw aan bij de gasrotonde-ambitie. Ook daarbij gaat om een goed functionerende markt, uitstekende verbindingen met de omringende landen en het zekerstellen van de gaslevering.

De Nederlandse gasmarkt is inmiddels goed geïntegreerd met die van omringende landen, zoals de ontwikkeling van de TTF laat zien (zie par. 4.4.), en de Nederlandse gasinfrastructuur is goed verbonden met die van omringende landen (zie par. 4.1.). Ook op het gebied van de voorzieningszekerheid is Nederland, mede dankzij deze infrastructuur en de eigen gasvoorraden, goed toegerust.

De EU als geheel laat op deze punten echter nog een wisselend beeld zien, waarbij geconstateerd kan worden dat de situatie in Oost-Europa nog verbetering behoeft op alle fronten. Daarbij zijn de betreffende lidstaten eerst en vooral zelf aan zet. Zeker waar het gaat om de implementatie van de Europese wet- en regelgeving en het versterken van hun infrastructuur. Dit zijn ook noodzakelijke voorwaarden voor het vergroten van hun voorzieningszekerheid (zie ook par. 7.4.).

---

<sup>41</sup> Zie [http://ec.europa.eu/energy/eepr/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/eepr/index_en.htm) voor een overzicht.

<sup>42</sup> Zie [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_en.htm) voor de diverse onderdelen van het infrastructuurpakket.

<sup>43</sup> Verordening (EU) Nr. 994/2010 van het Europees Parlement en de Raad van 20 oktober 2010 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gaslevering en houdende intrekking van Richtlijn 2004/67/EG van de Raad

## 7. Ontwikkelingen

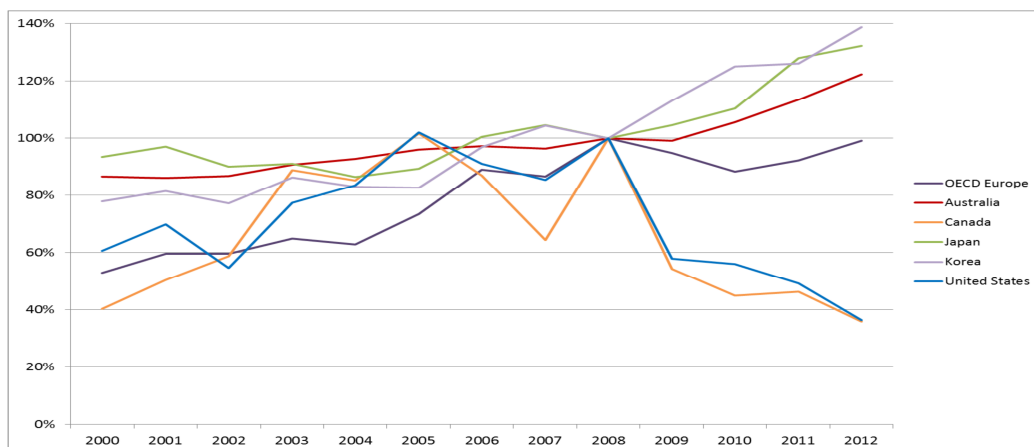
In dit hoofdstuk wordt een korte duiding gegeven van een aantal (recente) ontwikkelingen die invloed hebben op zowel de maatschappelijke discussie over gas als op de toekomstige rol van gas in de (Nederlandse) energievoorziening. Het gaat dan om:

- de ontwikkeling van de gasprijs;
- de gaswinning uit Groningen;
- de opkomst van en de discussie over schaliegas;
- de toenemende afhankelijkheid van gas uit Rusland en de daaraan gekoppelde discussie over de wenselijkheid van strategische gasopslagen.

### 7.1. De gasprijs

Europa kent momenteel een gasprijs die relatief hoog is, dat wil zeggen hoger dan in de Verenigde Staten. De oorzaak van het prijsverschil tussen Europa en de Verenigde Staten is eerst en vooral gelegen in de enorme ontwikkeling van schaliegas in de Verenigde Staten. Deze ontwikkeling in combinatie met de terughoudendheid bij de Amerikaanse federale overheid om toestemming te geven voor het exporteren van gas heeft ertoe geleid dat de gasprijs in de Verenigde Staten erg laag is vergeleken met die in andere delen van de wereld. Het IEA geeft daarbij aan deze situatie niet op afzienbare termijn zal wijzigen<sup>44</sup>.

**Figuur 6: mondiale industriële gasprijs index (IEA, Europese Commissie, 2014)**



Door deze ontwikkeling vindt de elektriciteitsproductie in de Verenigde Staten meer en meer plaats met behulp van gas in plaats van met kolen. Dat heeft geleid tot een dalende vraag naar kolen in de Verenigde Staten met als gevolg zowel een lage kolenprijs als een grotere aanvoer van kolen naar Europa. Europese gascentrales merken daar direct de gevolgen van. De kosten van elektriciteit geproduceerd met gas zijn hoger dan de kosten van elektriciteit geproduceerd met kolen.

Het gevolg hiervan is dat in Europa gascentrales worden afgeschakeld ten faveure van (meer vervuilende) kolengestookte centrales, alhoewel voor dit afschakelen ook andere oorzaken zijn aan te wijzen, namelijk de lage vraag naar elektriciteit als gevolg van de economische crisis, de (te) lage CO<sub>2</sub>-prijs en de opkomst en inpassing van met (gesubsidieerde) hernieuwbare bronnen opgewekte elektriciteit.

Overigens wijzen de Europese toezichthouders voor energie erop dat er ook nog andere redenen zijn voor de relatief hoge prijs van gas<sup>45</sup>:

- leveranciers aan de EU zouden de prijs van het gas dat zij aan de grens van de EU afleveren hoog houden, onder meer door de omvang van het aanbod af te stemmen op de omvang van de vraag;

<sup>44</sup> "World Energy Outlook 2013", IEA.

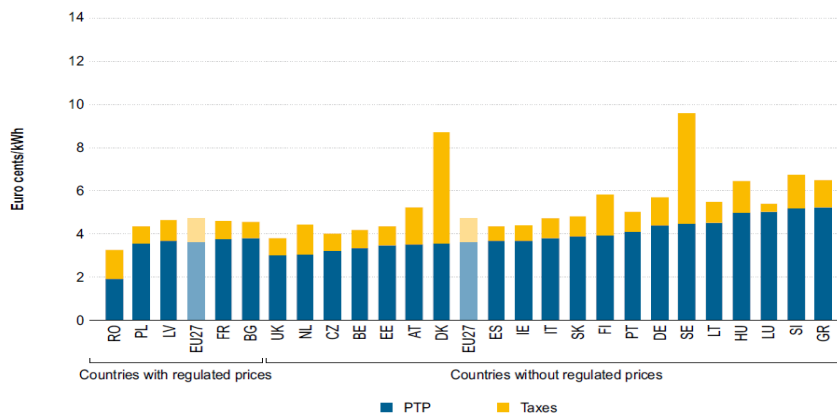
<sup>45</sup> "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012"; ACER, CEER; november 2013

- Oost-Aziatische landen (Japan; Zuid-Korea) zijn bereid en in staat om een hoge prijs voor LNG te betalen met als gevolg dat de aanvoer van LNG naar Europa drastisch is afgenomen (daling met ca. 50% in 2013 ten opzichte van 2011);
- ongeveer 60% van de gasaanvoer naar de EU en dan met name naar de oostelijke lidstaten, vindt plaats op basis van langetermijncontracten waarbij de prijs (gedeeltelijk) is geïndexeerd aan die van olie.

Ook de Europese industrie merkt dat de gasprijs die binnen Europa moet worden betaald hoger ligt dan in de Verenigde Staten. Dit verslechtert de concurrentiepositie van Europese energie- en met name gasintensieve bedrijven ten opzichte van bedrijven in de Verenigde Staten. Dit geldt zeker voor bedrijven die gas gebruiken als grondstof omdat zij niet of nauwelijks kunnen overstappen op een andere grondstof.

Het beeld ten aanzien van de gasprijs is niet uniform voor de EU. Binnen de EU bestaan er verschillen in de prijs die aan industriële afnemers in rekening wordt gebracht:

**Figuur 7: gasprijs voor industriële afnemers (voor en na belastingen) – EU-27 – 2012 (euro cents/kWh)**



Source: ACER, based on Eurostat (30/5/2013)

Note: MSs are ranked according to PTP.

Deze verschillen worden deels veroorzaakt door variatie in belastingheffing, maar ook door de vraag of bedrijven toegang hebben tot een goed functionerende gasmarkt. Nederland beschikt over een dergelijke markt (zie par. 4.4.) met als gevolg dat de prijs die Nederlandse industriële gebruikers betalen voor Europese begrippen laag is. Dat alles neemt niet weg dat ook Nederlandse bedrijven in een nadelige positie verkeren ten opzichte van concurrenten uit de VS.

Op het niveau van de EU wordt bekeken welke maatregelen kunnen worden genomen om de concurrentiepositie van de Europese industrie te ondersteunen. Dit op basis van een Mededeling van de Europese Commissie over energieprijzen en kosten in Europa<sup>46</sup>. Het gaat onder meer om de voltooiing van de interne markt en het creëren van een wereldwijd gelijk speelveld door het maken van afspraken over energiesubsidies aan lokale industrieën en het tegengaan van exportbeperkingen met betrekking tot energiegrondstoffen

## 7.2. De gaswinning in Groningen

Als gevolg van de aardbevingen in het Groningenveld staat de gaswinning in Groningen de laatste jaren zeer in de belangstelling. Hierbij hebben de veiligheid en de leefbaarheid in de regio een prominente plaats. Hierover is een groot aantal malen met de Tweede Kamer van gedachten gewisseld, zowel schriftelijk als mondeling. Dit naast en in aanvulling op het overleg dat is gevoerd met inwoners en bestuurders uit de regio over de bij hen terecht levende bezorgdheid en ongerustheid.

Per brief van 8 juli 2014 is de Tweede Kamer over de volle breedte van het dossier geïnformeerd over de stand van zaken<sup>47</sup>. Daarbij is ingegaan op de voortgang aan de Dialoogtafel en de

<sup>46</sup> Energieprijzen en -kosten in Europa, Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's, Brussel, 22.1.2014, COM(2014) 21 final

<sup>47</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken van 8 juli 2014, Tweede Kamer, vergaderjaar 2013-2014, 33 529, nr. 59

maatregelen die zijn en worden genomen voor schadeherstel, schadepreventie, verbeteren van de leefbaarheid en vergroten van het economisch perspectief. Daarnaast is ingegaan op de gaswinning zelf en op de voortgang van de onderzoeken naar de ondergrond.

Ten aanzien van de gaswinning geldt dat het definitieve instemmingsbesluit over de winning in de jaren 2014 t/m 2016 op korte termijn wordt gepubliceerd, tezamen met een Nota van Antwoord waarin wordt aangegeven hoe met de ingediende zienswijzen op het ontwerp-instemmingsbesluit<sup>48</sup> rekening is gehouden. Tegen dit definitieve instemmingsbesluit kan beroep worden aangetekend bij de Raad van State.

Over de gaswinning in 2017 en latere jaren zal medio 2016 een besluit worden genomen op basis van een herzien winningsplan dat NAM medio 2016 dient in te dienen. Ter voorbereiding op dit winningsplan is NAM inmiddels een uitgebreid monitoringsprogramma aan het invoeren om de relatie tussen gaswinning, aardbevingen en veiligheid over enkele jaren, beter te begrijpen. Dit laatste is essentieel om tot verantwoorde besluitvorming ten aanzien van veilige gaswinning uit Groningen te komen.

### 7.3. Schaliegas

Aan de winning van schaliegas zijn mogelijk risico's verbonden voor mens en milieu. Ook zijn de bovengrondse effecten van schaliegaswinning anders dan bij conventionele gaswinning. Veel burgers, bestuursorganen en belangenorganisaties maken zich daarom zorgen over schaliegaswinning. Om een zorgvuldig en verantwoord besluit te kunnen nemen over schaliegaswinning in Nederland worden een planMER en een ontwerpstructuurvisie opgesteld. Per brief van 28 mei 2014<sup>49</sup> en in het plenaire debat van 5 juni 2014 is aangegeven hoe hieraan invulling wordt gegeven.

Het proces voor het opstellen van een planMER en een ontwerpstructuurvisie biedt de mogelijkheid om, op basis van zorgvuldig onderzoek en met deelname en inspraak van alle belanghebbenden, de vraag te beantwoorden of en zo ja waar schaliegaswinning in Nederland mogelijk is. Gedurende dit proces vindt zowel formeel als informeel overleg plaats met belanghebbende bestuursorganen, belangenorganisaties en bedrijven. Daarnaast kent de procedure voor een planMER en een ontwerpstructuurvisie meerdere formele inspraakmomenten. De eerste stap hierin was de terinzagelegging van de conceptnotitie reikwijdte en detailniveau. Deze notitie geeft aan wat onderzocht wordt in het milieuonderzoek, welke gebieden dit betreft en hoe het onderzoek wordt uitgevoerd. Tot en met 9 juli 2014 kon iedereen een zienswijze indienen op de conceptnotitie en dat is in ruime mate gebeurd. Na vaststelling van de notitie wordt het planMER onderzoek uitgevoerd. De planning is er op gericht dat de ontwerpstructuurvisie na de zomer van 2015 gereed is.

### 7.4. Afhankelijkheid van Russisch gas

Door de recente ontwikkelingen rondom Oekraïne is de afhankelijkheid van de EU van Russisch gas opnieuw onderwerp van discussie. De gasconsumptie van de EU bedraagt momenteel ca. 500 miljard m<sup>3</sup> per jaar. Daarvan is ongeveer een kwart afkomstig uit Rusland. De mate waarin EU-lidstaten afhankelijk zijn van Russisch gas voor hun energievoorziening verschilt overigens sterk per lidstaat. Dit is allereerst afhankelijk van het aandeel dat gas heeft in de energievoorziening en vervolgens van de mate waarin dat aandeel van gas wordt ingevuld met Russisch gas. Zo geldt voor Nederland dat gas voorziet in 40% van onze energieconsumptie (zie figuur 1), maar dat het aandeel van Russisch gas daarin te verwaarlozen is, dit uiteraard als gevolg van onze eigen productie. In andere delen van Europa, met name in Oost-Europa ligt dit anders. Daar neemt gas weliswaar een minder prominente plaats in de energievoorziening, maar kan het aandeel Russisch gas oplopen tot 100%. En in een land als Duitsland zien we een combinatie, daar is het aandeel van gas in de energievoorziening 21,5% en is dat gas voor bijna 40% afkomstig uit Rusland. De onderstaande tabel geeft een indicatie van de verschillen tussen lidstaten:

---

<sup>48</sup> In het ontwerp-instemmingsbesluit is de gaswinning uit het Groningenveld voor de jaren 2014, 2015 en 2016 gemaximeerd op respectievelijk 42,5, 42,5 en 40 miljard m<sup>3</sup>. Daarnaast is de gaswinning uit de zogenaamde Loppersumclusters met 80% verminderd tot maximaal 3 miljard m<sup>3</sup> per jaar.

<sup>49</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken van 28 mei 2014, Tweede Kamer, vergaderjaar 2013-2014, 33 952, nr. 1



**Tabel 12: gasverbruik en afhankelijkheid Russisch gas in enkele EU-lidstaten in 2012**

Land	gasverbruik (in miljard m <sup>3</sup> )	Aandeel gas in energieverbruik	Aandeel Russisch gas in gasverbruik
Bulgarije	3,0	30,0%	88,9%
Denemarken	3,8	19,3%	0,0%
Duitsland	93,1	21,5%	37,3%
Frankrijk	50,4	14,7%	16,0%
Litouwen	3,5	36,5%	100,0%
Nederland	43,6	41,8%	5,2%
Polen	18,1	13,8%	58,6%
Spanje	37,1	22,0%	0,0%
Tsjechië	8,8	16,0%	57,5%

bron: cijfers ontleend aan Eurogas, Statistical Report 2013

Dat zich verschillen tussen lidstaten voordoen neemt niet weg dat het eventueel wegvallen van het Russische gas ernstige gevolgen heeft voor de energievoorziening van de gehele EU. Het wegvallen van een kwart van de totale gasconsumptie van de EU is niet op te vangen met het gas dat in gasopslagen zit en met aanvoer uit andere bronnen (Noorwegen, LNG). Mede om die reden beraadt de EU zich dan ook op maatregelen die de afhankelijkheid van Russisch gas op termijn kunnen terugdringen. Deze maatregelen kunnen langs meerdere lijnen vorm krijgen:

- Verdere diversificatie door onder meer de totstandkoming van de Zuidelijke Gas Corridor waarmee gas vanuit het Kaspische Zee gebied naar Europa en de EU wordt gebracht en door een uitbreiding van de LNG importcapaciteit.
- Betere benutting van de eigen energiebronnen van de EU. Hierbij gaat het om een zwaardere inzet op hernieuwbare energie (zon, wind, water en biomassa), maar ook om energiebronnen als schaliegas en kolen, mits dit past binnen de klimaatdoelen en de milieu- en veiligheidseisen.
- Grotere inzet op het realiseren van energie-efficiëntie en daarmee op het verminderen van de energieconsumptie in de EU.

Voorafgaand aan de Europese Raad van 26 juni 2014 heeft de Europese Commissie hierover een mededeling gepresenteerd<sup>50</sup>. Met de brief van 17 juni 2014 is de Tweede Kamer geïnformeerd over het standpunt van het kabinet over deze mededeling<sup>51</sup>. Vervolgens is tijdens een Algemeen Overleg op 18 juni 2014 met de Tweede Kamer gesproken over deze mededeling en dit standpunt. Daarbij is ook aan de orde geweest of Nederlands gas kan worden ingezet voor het verlichten van eventuele problemen elders in de EU, mocht de aanvoer van Russisch gas onverhoopt wegvallen. De mogelijkheden daartoe zijn zeer beperkt. Verhoging van de productie uit de kleine velden is (technisch) niet of nauwelijks mogelijk en verhoging van de productie uit het Groningenveld tot boven de vastgestelde hoeveelheid (zie par. 7.2.) is niet aan de orde wat betreft het kabinet. Dit nog los van het gegeven dat wegvallende Russische aanvoer zal leiden tot een vervangingsvraag naar hoogcalorisch gas terwijl de Nederlandse gasproductie vooral laagcalorisch gas betreft. Verder is tijdens voornoemd overleg gesproken over het voorstel van de Europese Commissie om te bezien of ook strategische gasopslag moeten worden gerealiseerd (naar analogie van de strategische oliereserves) vanwege de energievoorzieningszekerheid.

#### *Strategische gasopslag*

Allereerst is het van belang om vast te stellen voor welk probleem strategisch gasopslagen een oplossing kunnen vormen. Zoals hiervoor al aangegeven kent Nederland geen probleem als het gaat om de leveringszekerheid van gas. Nederland beschikt op dit moment zelf over voldoende gasvoorraden en de ontwikkeling van de gasrotonde is al in 2006 in gang gezet om goed voorbereid te zijn op de periode dat Nederland netto-importeur wordt van gas. Nederland beschikt over een aantal - commerciële - gasopslagen, goede internationale infrastructuurverbindingen en mogelijkheden voor nieuwe aanvoer, zoals bijvoorbeeld met de LNG-terminal in Rotterdam. Met

<sup>50</sup> "European Energy Security Strategy"; Communication from the Commission to the European Parliament and the Council, Brussel, 28.5.2014, COM(2014) 330 final

<sup>51</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken van 17 juni 2014, Tweede Kamer, vergaderjaar 2013-2014, 21 501-33, nr. 491

het energieakkoord is een breed gedragen en ambitieus proces gestart dat erop is gericht dat in 2023 duurzame energie in 16% van de Nederlandse elektriciteitsproductie voorziet. Hiermee vergroten we onze onafhankelijkheid van fossiele energiebronnen.

In Europa is het beeld meer divers. Sommige lidstaten zijn zeer afhankelijk van gas voor hun energievoorziening, anderen niet (zie tabel 12). Zoals geschetst in hoofdstuk 6. acht het kabinet het van belang dat de Europese wet- en regelgeving zo snel als mogelijk is in alle lidstaten wordt geïmplementeerd. De markt kan dan de juiste prikkels geven voor voldoende investeringen in productiecapaciteit en infrastructuur. Daarnaast maakt dit inzichtelijk waar dan nog aanvullende investeringen noodzakelijk zijn om knelpunten die reesteren ten aanzien van de leveringszekerheid het hoofd te bieden.

Pas als lidstaten de Europese wet- en regelgeving hebben geïmplementeerd en vervolgens alsnog zou blijken dat daarmee de leveringszekerheid onvoldoende is geborgd, dan komen aanvullende, niet-marktconforme maatregelen in beeld.

De vraag is dan welke (aanvullende) waarborgen strategische gasopslagen, naar analogie van de strategische olievoorraden, kunnen bieden. De strategische olievoorraden bieden nu bescherming voor 90 dagen. Voor gas zou voor een vergelijkbaar niveau van bescherming kunnen worden gekozen. Voor de Europese Unie zou dit dan neerkomen op een strategische gasreserve van ongeveer 125 miljard m<sup>3</sup> die moet worden gerealiseerd via meerdere, geografisch gespreide, opslagen. Daarbij moet dan, net als bij de strategische olievoorraden, worden vastgesteld onder welke omstandigheden en tegen welke voorwaarden een lidstaat gas uit die strategische reserve kan en mag betrekken. De inzet van de reserve mag immers niet marktverstoring werken ten aanzien van commerciële opslagen. Hier zou de Europese Commissie dan op toe moeten zien. Verder geldt dat de kosten van strategische gasopslag ongeveer tienmaal zo hoog zijn als die van een strategische olievoorraad en ca. € 0,80 per opgeslagen kubieke meter gas bedragen. Dat is een forse investering die ongeveer drie keer zo hoog ligt als de huidige gasprijs. Daarbij ligt het voor de hand dat deze kosten worden gesocialiseerd, het gaat immers om een publiek belang, en dat leidt tot een hogere energierekening voor burgers en bedrijven. Het is de vraag of dit alles opweegt tegen de baten van (eenmalig) 90 dagen langer gas.

Samenvattend staat het kabinet zeer terughoudend ten opzichte van het idee van strategische gasopslagen. Het is van belang dat EU-lidstaten eerst de bestaande wet- en regelgeving implementeren om hun gasmarkt en de leveringszekerheid van die markt te versterken. Pas als blijkt dat dit onvoldoende werkt komt de vraag of het gewenst is dat het risico van een langdurige verstoring van de gaslevering wordt afgedekt met strategische gasopslagen, waarbij de situatie per lidstaat kan verschillen. De kosten hiervan zijn echter hoog en de opslagen bieden slechts voor een beperkte periode uitkomst, dit nog los van het marktverstoring effect dat er vanuit kan gaan. Het kabinet hecht er verder aan helder te zijn over de rol van het Groningenveld als potentiële strategische gasopslag voor Nederland of de EU. Het is vanwege de fysieke kenmerken van het Groningenveld onmogelijk dit gasveld als een strategische gasopslag in te zetten. Gezien de omvang en de structuur van het veld is het niet mogelijk om daarin gas te injecteren en er vervolgens weer aan te onttrekken. Ook het beperken van de productie tot die momenten dat een beroep zou worden gedaan op een strategische opslag is geen optie. Dit zou onmiddellijk tot problemen leiden bij gebruikers van laagcalorisch gas.

=+==+==+==+==+==