

Monitoringsrapportage leverings- en
voorzieningszekerheid elektriciteit en gas
2015

Datum	21 september 2015
Status	Definitieve versie

Colofon

Auteur	drs. M.B. van der Meide T 06-21199667 m.vandermeide@minez.nl Directoraat-generaal Energie, Telecom & Mededinging Directie Energiemarkt & Innovatie Postbus 20401 2500 EK Den Haag
Versie	Definitief
Bijlage(n)	-
DoMuS nummer	15123281

Inhoudsopgave

Colofon—2
Inleiding—4

Hoofdstuk 1 Leveringszekerheid van elektriciteit —5

- a) Het evenwicht van vraag en aanbod op de nationale markt- 5
- b) Het niveau van de toekomstige vraag - 7
- c) De geplande of in aanbouw zijnde extra productie en netwerkcapaciteit - 8
- d) De kwaliteit en de staat van onderhoud van de netten - 11
- e) De maatregelen in geval van piekbelasting - 13

Hoofdstuk 2 Voorzieningszekerheid van gas - 15

- a) Het evenwicht van vraag en aanbod op de nationale markt- 15
- b) Het niveau van de toekomstige vraag - 17
- c) De geplande of in aanbouw zijnde extra productie en netwerkcapaciteit - 18
- d) De kwaliteit en de staat van onderhoud van de netten - 18
- e) De maatregelen in geval van piekbelasting - 21

Inleiding

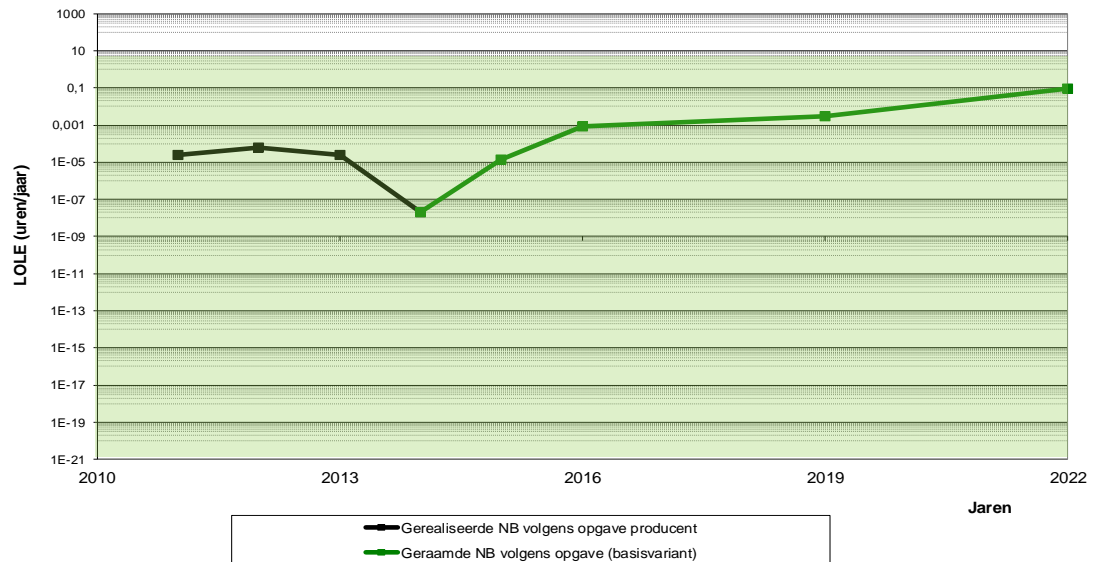
De Europese richtlijn 2003/54/EC Elektriciteit en de Europese richtlijn 2003/55/EC Gas verplicht lidstaten om jaarlijks verslag uit te brengen aan de Europese Commissie over de leverings- en voorzieningszekerheid. In de Nederlandse wet zijn deze verplichtingen geïmplementeerd in de artikelen 4a (2) Elektriciteitswet 1998 en 52a (2) van de Gaswet. Dit rapport omvat de monitoringsrapportage waarmee door verzending aan de Europese Commissie aan deze verplichting wordt voldaan.

Hoofdstuk 1 Leveringszekerheid van elektriciteit

Onderstaand volgt een overzicht van de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland. Dit overzicht is gebaseerd op het rapport 'Monitoring Leveringszekerheid 2014-2030', opgesteld door de netbeheerder van het landelijk elektriciteitsnetwerk TenneT TSO (www.tennet.eu).

a) Het evenwicht van vraag en aanbod op de nationale markt

In figuur 1 zijn de resultaten van de basisvariant van de monitoring 2014-2022 samengevat. De groene lijn representeert de berekende LOLE-waarden¹. Het zwarte deel van de lijn representeert de berekenende gerealiseerde waarden voor de periode 2011-2014.



Figuur 1.1 Hoofresultaat monitoring 2013-2021 (basisvariant)

Uit figuur 1, gebaseerd op Niet-Beschikbaarheidsgegevens (NB), kan worden opgemaakt dat er gedurende de gehele zichtperiode geen sprake is van een situatie van importafhankelijkheid; het binnenlandse vermogen is toereikend om aan de gehanteerde 4-uursnorm te voldoen. Door ingebruikname van nieuw productievermogen in de loop van 2013 en 2014 nam de LOLE tijdelijk af. Vanaf 2015 is er sprake van een stijging van LOLE, binnen het groene gebied, en is er sprake van een afnemend vermogenssurplus, hoofdzakelijk vanwege de voornemens in het Energieakkoord om kolenvermogen uit bedrijf te nemen en de recente conservering van relatief nieuw vermogen (2,5 GW).

¹ Voor de nadere toelichting over de LOLE-methode zie paragraaf 4.2 van het rapport 'Monitoring Leveringszekerheid 2014-2030'

jaar	vraag	niet operationeel vermogen	operationeel vermogen					LOLE NB o.b.v. opgaven	firm vermogens-tekort
	totaal		totaal	stromings-bronnen	thermisch (m.u.v. waste)	overige (o.a. waste)			
	TWh		GW	GW	GW	GW	h		
2011	118,2	0,0	26,3	2,4	23,1	0,8	0,00	-3,2	
2012	115,9	0,5	27,3	2,5	24,0	0,8	0,00	-3,0	
2013	115,6	0,8	26,5	2,8	22,7	1,0	0,00	-2,6	
2014	112,5	2,7	28,7	3,5	24,1	1,1	0,00	-4,7	
2015	113,3	4,3	29,0	4,2	23,8	1,1	0,00	-3,5	
2016	113,4	4,7	27,5	5,1	21,3	1,1	0,00	-2,5	
2019	113,8	5,1	30,7	9,5	19,9	1,2	0,00	-2,2	
2022	114,9	6,2	35,0	15,1	18,7	1,2	0,10	-1,3	

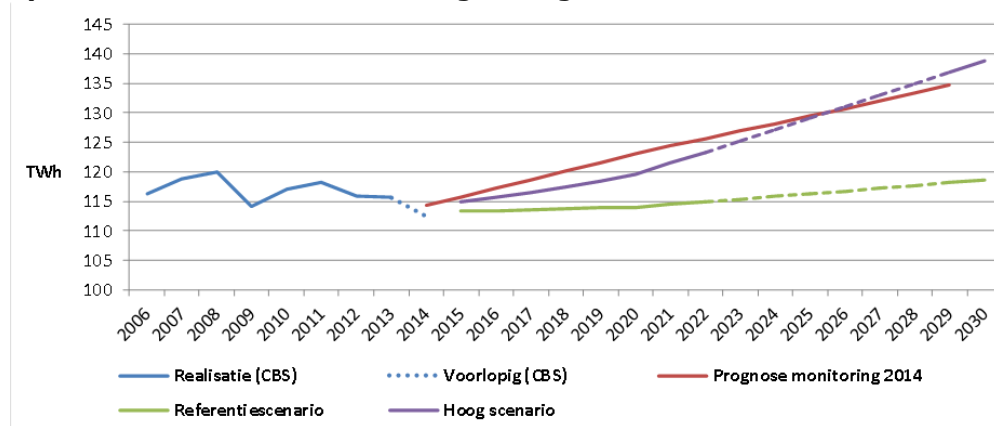
Tabel 1.1 Hoofddata monitoring, realisatie 2011-2014 en prognose 2015-2022 met niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen volgens opgave door de producenten (basisvariant)

In tabel 1.1 is naast de uitkomsten in termen van LOLE ook een zogenaamde firm capaciteitswaarde gepresenteerd, die de mate van surplus of tekort weergeeft. De firm waarde representeert een surplus of tekort in termen van productiecapaciteit met een 100% beschikbaarheid. Omdat capaciteit met een 100% beschikbaarheid niet bestaat zal er in de praktijk altijd meer capaciteit nodig zijn: de zogenaamde equivalente productiecapaciteit. De equivalente productiecapaciteit is sterk afhankelijk van onder andere het type, de storingskans, de revisieduur en de eenheidsgrootte van de beschouwde productiemiddelen. Zo geldt bijvoorbeeld dat er voor grootschalig thermisch productievermogen, afhankelijk van het type, 1,15 á 1,30 MW equivalente productiecapaciteit nodig is per 1,00 MW firm capaciteit.

Uit tabel 1.1 blijkt dat het firm vermogenssurplus slinkt in de periode van 2014 tot aan 2022, waarbij de LOLE oploopt tot 0,1 uur in 2022. Dit komt voornamelijk doordat het thermisch operationeel vermogen afneemt, bij een gematigd toenemende elektriciteitsvraag. De omvangrijke toename van opwekvermogen uit stromingsbronnen (zon-PV en wind) heeft bij het bepalen van de leveringszekerheid een geringe bijdrage door het intermitterend karakter.

De uiteindelijke beslissing van producenten om vermogen te amoveren, conserveren, in bedrijf te houden of te deconserveren wordt bepaald door de positie van hun afzonderlijke portfolio en de ontwikkelingen in de internationale markt.

Vanwege de verschillen tussen opgegeven en gerealiseerde niet-beschikbaarheid van vermogen, zijn voor deze monitoringsrapportage in aanvulling op de basisvariant analyses uitgevoerd waarbij niet-beschikbaarheidscijfers voor alle zichtjaren zijn gebaseerd op het historische gemiddelde. Deze twee scenario's kunnen nader worden geraadpleegd in het rapport 'Monitoring Leveringszekerheid 2014-2030'.

b) Het niveau van de toekomstige vraag


Figuur 1.2 Gerealiseerde en geprognosticeerde elektriciteitsvraag in Nederland in TWh per jaar

Figuur 1.2 toont de gerealiseerde en geprognosticeerde ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag. Het gestippelde deel van de grafiek is gebaseerd op de interpolatie van de waarden van steekjaren 2022 en 2030 om de ontwikkelingen tussen de zichtjaren in een totaalbeeld weer te geven in de figuur.

De gerealiseerde waarden zijn gebaseerd op gegevens van het CBS, waarbij de voorlopige waarde voor 2014 een verdere daling van de elektriciteitsvraag ten opzicht van eerdere jaren laat zien (112,5 TWh in 2014 ten opzichte van 115,6 TWh in 2013). Omdat de inschatting van de gerealiseerde waarde over 2014 nog onzekerheid bevat, vanwege het voorlopige karakter, en omdat de definitieve waarde in 2013 hoger uitpakt dan de schatting een jaar eerder, kent het hoge vraag scenario een hogere waarde als startpunt in 2015 dan dat voor het referentiescenario.

Opvallend is dat als referentie een lagere prognose afgegeven wordt dan in de monitoring van 2014 werd gehanteerd. Het tot vorig jaar gehanteerde uitgangspunt van een één-op-één koppeling tussen verwachte economische groei en elektriciteitsvraag is losgelaten. De vernieuwde aanpak waarbij de verwachte ontwikkeling van de elektriciteitsvraag per sector is bepaald, heeft geleid tot het inzicht dat de toekomstige vraag minder hard stijgt dan de geprognosticeerde vraag waarmee in het verleden werd rekening gehouden in de context van de leveringszekerheid. Uit de respons op de marktconsultatie die TenneT ten behoeve van het KCD 2015 heeft gehouden, blijkt dat dit beeld door de markt ondersteund wordt. In het referentiescenario wordt groei verwacht door herstel van de industrie en de opkomst van elektrisch vervoer en warmtepompen. In de sectoren Dienstverlening en Huishoudens wordt vanwege besparingen op het huidige elektriciteitsverbruik juist een daling van de elektriciteitsvraag verwacht. In totaal leidt dit voor de periode van 2013 tot en met 2030 tot een gemiddelde jaarlijkse stijging van het elektriciteitsverbruik van 0,3%.

De vraagontwikkeling binnen het hoge vraagscenario is op de kortere termijn iets lager dan de prognose uit de Monitoring 2014, gemiddeld tot 2022 een jaarlijkse groei van 0,75% ten opzichte van de definitief gerealiseerde waarde van 2013 (123,3 TWh in 2022). Rond 2023 wordt echter het niveau bereikt dat in de vorige versie al voor 2021 werd voorzien. Vanaf 2026 ligt de prognose van het hoge vraagscenario hoger dan de prognose die in de vorige monitoring aangehouden werd

(circa 2 TWh in 2029). Hiermee ligt de in de vorige monitoring geschetste vraagontwikkeling voor de lange termijn binnen de range die voor deze monitoring geanalyseerd wordt. In het hoge vraagscenario wordt de elektriciteitsvraag in 2030 geprognosticeerd op 138,8 TWh. Ten opzichte van 2022 is dan de geïnterpoleerde jaarlijkse groei van de hoge vraag 1,5%.

c) De geplande of in aanbouw zijnde extra productie en netwerkcapaciteit
Randstad 380kV

Zonder de nieuwe Randstad 380kV-hoogspanningsverbinding kunnen op termijn problemen met de elektriciteitsvoorziening in de Randstad ontstaan. De vraag naar elektriciteit neemt de komende jaren toe in het gebied. Door de liberalisering van de energiemarkt vindt het energietransport bovendien plaats over langere afstanden, waardoor de vraag naar transport is toegenomen. Het programma Randstad 380kV bestaat uit een Zuid- en Noordring.

De Zuidring bestaat uit de stations Maasvlakte, Westerlee, Wateringen en Bleiswijk en de verbindingen tussen de stations. In 2013 is het laatste onderdeel van de Zuidring, de verbinding tussen Wateringen en Bleiswijk, in gebruik genomen. Hiermee is het project Randstad 380kV Zuidring afgerond. Omdat een deel van de verbinding tussen Wateringen en Bleiswijk ondergronds is aangelegd, vindt momenteel monitoring van de kabel plaats door middel van een programma waar diverse TSO's, universiteiten en onderzoeksbureaus bij betrokken zijn.

De Noordring betreft de aanleg van een nieuwe 380kV verbinding van Beverwijk via Vijfhuizen naar Bleiswijk. Randstad 380kV en de hierna toegelichte capaciteitsuitbreidingen vallen onder de Rijkscoördinatieregeling (RCR). Dat betekent dat het bevoegd gezag, de ministeries van EZ en IenM, eerst de alternatieven en varianten en daarna het voorkeurtacé vaststellen en de benodigde vergunningsprocessen kunnen versnellen. In juni 2013 heeft de Raad van State de beroepen tegen de inpassingsplannen en uitvoeringsbesluiten van de projecten Randstad 380kV Noordring en Station Vijfhuizen ongegrond verklaard en daarmee is het Rijksinpassingsplan voor Randstad 380kV Noordring onherroepelijk verklaard. Na het onherroepelijk worden van de inpassingsplannen van de verbinding van Beverwijk naar Bleiswijk en station Vijfhuizen is de 2e uitvoeringsmodule (vergunningen voor het gedeelte Beverwijk-Vijfhuizen) ingediend. Deze module is inmiddels ook onherroepelijk. Voor de 3e uitvoeringsmodule (vergunningsaanvragen tijdelijke lijnen) en 4e uitvoeringsmodule (vergunningsaanvragen voor het gedeelte Vijfhuizen-Bleiswijk) lopen de inspraakprocedures nog.

Oostzaan-Beverwijk: De uitbreiding van station Oostzaan is van nationaal belang en valt ook onder de RCR. Uitbreiding van het station is nodig om station Beverwijk te kunnen voeden en om uiteindelijk de Randstad 380kV Noordring in bedrijf te kunnen nemen. Op 16 september heeft de Raad van State het beroep tegen het inpassingsplan en de uitvoeringsbesluiten ongegrond verklaard en daarmee is het Rijksinpassingsplan Oostzaan onherroepelijk geworden.

Noord-West 380kV

De huidige verbindingen in het Noorden van Nederland zitten aan haar maximum transportcapaciteit. Daarnaast zijn inmiddels centrales in aanbouw en reeds opgeleverd, is er ontwikkeling van duurzame energie in de regio en is er sprake van de ontwikkeling van offshore windparken, waarvan de invoeding op het net in de Eemshaven plaats zal gaan vinden. Zonder nieuwe verbindingen is er onvoldoende transportcapaciteit beschikbaar om in de toekomst energie van bestaande en nieuwe productie sites af te voeren.

Oorspronkelijk strekte het project Noord-West 380kV zich uit van Eemshaven via Ens tot Diemen met uitbreiding van twee nieuwe transportcircuits. Op basis van (recente) studies naar de behoefte aan transportcapaciteit, waarvan de resultaten gepubliceerd zijn in het Kwaliteits- en Capaciteits-document 2013 (KCD 2013) van

TenneT, is gebleken dat een aantal relevante veranderingen kunnen worden doorgevoerd. Dit omdat producenten minder centrales op de grote locaties in gebruik gaan nemen dan in de voorgaande jaren gepland. De reikwijdte van het cluster Noord-West bevat momenteel een viertal deelprojecten:

- 380kV verbinding Eemshaven – Vierverlaten: over dit tracé wordt de bestaande 220kV vakwerkverbinding vervangen door een nieuwe verbinding op Wintrack masten, die geschikt moet zijn om op termijn 4 circuits 380kV te dragen, maar waarin in eerste instantie slechts 2 circuits 380kV worden aangebracht. Over een deel van dit tracé wordt de daarmee parallel lopende bestaande 110kV verbinding geamoveerd, nadat deze op de masten van de nieuwe 380kV verbinding is gecombineerd;
- 380kV station Vierverlaten: naast het bestaande 110-220kV station Vierverlaten wordt een nieuw 380kV transformatorstation gerealiseerd;
- Opwaardering 380kV verbinding Lelystad - Ens: over dit tracé wordt de capaciteit van de bestaande 380kV vakwerkverbinding opgevaardeerd van 2,5 kA naar 4kA;
- Opwaardering 380kV verbinding Diemen - Lelystad: over dit tracé wordt de capaciteit van de bestaande 380kV vakwerkverbinding opgevaardeerd van 2,5 kA naar 4kA.

De teksten voor het Milieu Effect Rapport (MER) en voor het Ontwerp Rijksinpassingplan (RIP) met betrekking tot het tracé Eemshaven-Vierverlaten zouden volgens de aangepaste planning medio 2015 worden gepubliceerd door het Bevoegd Gezag (ministeries van EZ en I&M). Door de recent ontstane discussie over toepassing van 380kV kabel, dat wil zeggen extra kilometers boven de eerder met de Tweede Kamer overeengekomen maximum van 20 kilometer, dient voor dit tracé gewacht te worden op resultaten van de second opinion en het zogenaamde transiënten-onderzoek. Hierdoor wordt voor de publicatie van MER en Ontwerp-RIP een vertraging van ca. 6 maanden voorzien. Gedacht wordt nu aan 1 maart 2016. De start van de procedure voor de Raad van State op basis van een definitief vastgesteld MER en RIP verschuift daarmee naar 1 oktober 2016. Het onherroepelijk vastgestelde RIP zal naar verwachting in het tweede kwartaal van 2017 beschikbaar zijn. Om de bouw te kunnen starten worden momenteel diverse aanbestedingen voorbereid. Voor NW zal de aannemer met de start van de uitvoering moeten wachten tot het tweede kwartaal van 2017.

Het ontwerp voor het 380kV station Vierverlaten in combinatie met de tevens gelijktijdig te nemen maatregelen op het 220kV station is in het derde kwartaal van 2015 gereed. De aanbesteding is in voorbereiding. Om het station te kunnen bouwen zullen een groot aantal conditionerende maatregelen rondom het bestaande 220-110 kV station moeten worden genomen. Voor de opwaardering van de verbinding Lelystad – Ens wordt inmiddels een aanzienlijke benodigde voorziene niet beschikbaarheid (VNB)-periode (2 keer 5 maanden) verwacht en daarnaast zijn de begrote kosten dermate opgelopen dat besloten is om een onderzoek op te starten naar alternatieve oplossingsrichtingen voor de capaciteitsuitbreiding van 2,5 naar 4 kA. De opwaardering van de verbinding Diemen - Lelystad was in voorbereiding. Echter, verdere voortgang is afhankelijk van het alternatieven onderzoek voor de capaciteitsuitbreiding van 2,5 naar 4 kA.

Zuid-West 380 kV

De bestaande 380 kV hoogspanningsverbinding is al langere tijd vol (zit aan de maximale capaciteit). Dit geeft risico's bij het transport van elektriciteit op momenten van onderhoud. Onderhoud is bovendien niet mogelijk zonder terugschakelen van elektriciteitsproducenten. Zonder de nieuwe Zuid-West 380 kV-hoogspanningsverbinding kunnen problemen met de elektriciteitsvoorziening in Nederland ontstaan. Daarnaast is er zonder nieuwe verbinding geen transportcapaciteit beschikbaar voor stroom van nieuwe productie. Concreet wordt

bijvoorbeeld nu gewerkt aan de voorbereidingen voor een windpark voor de Zeeuwse kust. Dit windpark past met de andere windparken voor de Nederlandse kust (bijv. Noord-Holland) in de doelstelling van het huidige kabinet om 16 procent van onze energievoorziening duurzaam op te wekken in 2020 (Energieakkoord 2013). Dit alles bij elkaar maakt de komst van de nieuwe 380 kV hoogspanningsverbinding nodig voor de betrouwbaarheid van de levering van energie voor zowel vandaag, als morgen.

De ministers van EZ en IenM hebben in mei 2011 het voorgenomen tracé gepubliceerd voor de verbinding tussen Borssele en Tilburg en voor de locatie van het nieuwe 380 kV hoogspanningsstation bij Tilburg. Door de plannen voor een nieuw te bouwen 380 kV station bij Rilland (aparte procedure) was er de mogelijkheid het project Zuid-West procedureel te splitsen in een deel West en een deel Oost.

- Zuid-West west: Vanwege de extra urgentie bij het deel West (Borssele – Rilland) wordt dit deel als eerste in procedure gebracht. Begin 2016 worden het ontwerp inpassingsplan, het Milieueffectrapport en de ontwerp-vergunningen ter inzage gelegd.

- Zuid-West oost: In 2014 hebben de ministers van EZ en IenM besloten om het voorgenomen tracé tussen Borchwerf en Tilburg te wijzigen op basis van een risicoanalyse van TenneT. Het nieuwe voorgenomen zuidelijke tracé van Borchwerf via de zuidkant van Oosterhout naar Tilburg stuitte in de regio op kritiek. De minister heeft om die reden de regio in de gelegenheid gesteld om met extra alternatieven te komen. Besluitvorming over welke alternatieven in het aanvullend MER-onderzoek worden opgenomen vindt najaar 2015 plaats.

Doetinchem-Wesel 380kV

Er is een nieuwe 380 kV verbinding tussen Nederland en Duitsland nodig om tot een verdere ontwikkeling van één (Noordwest) Europese elektriciteitsmarkt te komen, de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te handhaven en verder ruimte te geven aan duurzame elektriciteit. De nieuwe verbinding loopt van Doetinchem in Nederland naar Wesel in Duitsland (Doetinchem - Wesel 380kV verbinding). Met de nieuwe verbinding worden het Nederlandse en Duitse vermaasde elektriciteitsnet verder met elkaar verknoopt en ontstaat meer capaciteit om aan de toenemende import- en exportvragen te kunnen blijven voldoen en de Europese elektriciteitsmarkt verder te integreren. Het project Doetinchem - Wesel 380 kV is opgenomen op de Unielijst van de EU-verordening Nr. 347/2013 en betreft een Project of Common Interest (PCI). Het project valt op basis van de Elektriciteitswet 1998 onder de Rijkscoördinatieregeling (RCR) waardoor de besluitvorming ten aanzien van het Inpassingsplan voor deze nieuwe verbinding en de benodigde uitvoeringsbesluiten gecoördineerd zijn voorbereid en bekendgemaakt. Het Inpassingsplan is op 15 april 2015 door de Ministers van Economische Zaken en Infrastructuur en Milieu vastgesteld en heeft van 8 mei tot en met 19 juni 2015 ter inzage gelegen. Momenteel loopt er beroep tegen de besluitvorming bij de Raad van State van de Afdeling Bestuursrechtspraak. De start van de realisatie is voor de eerste helft van 2016 voorzien en de nieuwe verbinding aan Nederlandse zijde zal volgens de huidige planning in het tweede kwartaal van 2017 worden voltooid. Planning, afstemming en realisatie aan Nederlandse zijde lopen parallel met activiteiten aan de Duitse zijde van de grens.

COBRACable

TenneT en de Deense tegenhanger Energinet.dk zijn voornemens een onderzeese elektriciteitskabel tussen de beide landen aan te gaan leggen. Daartoe hebben de twee TSO's in 2009 een Cooperation Agreement ondertekend om de ontwikkeling van deze COBRACable vorm te geven. De beoogde verbinding met een capaciteit van

circa 700 MW zal ongeveer 325 kilometer lang zijn en aanlanden in Eemshaven (Nederland) en in Endrup (Denemarken) en zal begin 2019 in bedrijf gaan. Twee converters – één in Nederland en één in Denemarken - zijn nodig om de kabel aan te sluiten op het bestaande net. Deze interconnector zal de import van groene stroom van Deense windparken mogelijk maken. De COBRACable draagt ook bij aan de ontwikkeling van de (Noordwest) Europese elektriciteitsmarkt, verbetering van leveringszekerheid in Nederland en in Denemarken en prijsstabilisatie op de Europese energiemarkt. Er is Europese subsidie verleend aan de COBRACable, omdat de kabel technisch gereed wordt gemaakt om windparken op zee aan te kunnen sluiten.

Wind op Zee

In september 2013 hebben het kabinet en een groot aantal maatschappelijke partijen het Energieakkoord gesloten. Hierin is de doelstelling vastgelegd om tot 2023 de elektriciteitsproductie door middel van windparken op zee uit te breiden met 3.450 MW. Tevens is TenneT in het akkoord opgedragen om voorbereidingen te treffen voor de aanleg van een transportnet op zee en is de intentie uitgesproken om TenneT als netbeheerder op zee aan te wijzen. Inmiddels is de Wet windenergie op zee aangenomen, waarin de kavelbesluiten wettelijk geregeld worden en de voorbereidingskosten van TenneT wettelijk verankerd zijn. EZ en IenM hebben in september 2014 een routekaart gepubliceerd om de beoogde windparken op de Noordzee aan te sluiten, onder andere gebaseerd op de offshore-ervaringen die in Duitsland zijn opgedaan. Deze strategie is volledig gebaseerd op AC-verbindingen en is modulair van opzet. Hierin zijn ook drie windenergiegebieden aangewezen: Borssele (1.400 MW), Hollandse Kust Zuid (1.400 MW) en Hollandse Kust Noord (700 MW), waarvoor in de periode 2015-2019 vijf subsidietenders van telkens 700 MW worden gehouden. Ieder jaar wordt een gebied van 700 MW door EZ getenderd. Uitgangspunt is dat een aanzienlijke kosten besparing wordt gerealiseerd (40% over de Levelized Cost of Energy in 10 jaar). TenneT draagt daaraan bij door zo kostenefficiënt mogelijk te ontwerpen en tevens standaardisatie toe te passen. Het ontwerp baseert het zich op aansluitingen van 700 MW met een spanningsniveau van 220kV en 66kV aan de zijde van de windparken. Het TenneT concept maakt offshore platformen voor individuele windparken overbodig. De parkkabels van de windturbines worden rechtstreeks ingevoerd op het TenneT platform. Onder de huidige wetgeving zijn windparken op zee zelf verantwoordelijk voor het leggen van de verbinding naar land. De bestaande windparken hebben daarom ieder hun eigen kabelverbinding naar een TenneT schakelstation op land. In het nieuwe concept krijgen de windparken dan een aansluiting op het TenneT station op zee. TenneT wordt verantwoordelijk voor de verbindingen naar land en zal hierbij de gepresenteerde uitrolstrategie toepassen. Inmiddels zijn de voorbereidingen in volle gang.

d) De kwaliteit en de staat van onderhoud van de netten

De landelijke en regionale netbeheerders elektriciteit rapporteren elk jaar voor 1 maart aan de Autoriteit Consument en Markt (hierna: ACM) over de kwaliteit van de transportdienst en hun dienstverlening in het voorgaande jaar. Deze rapportages omvatten onder meer de onderbrekingen van de transportdienst (zowel de onvoorziene als voorziene onderbrekingen), de uitbetaalde compensaties bij ernstige storingen en de kwaliteit van de dienstverlening aan afnemers, zoals het tijdig afhandelen van klachten en tijdige aankondiging van onderhoud. De gegevens die hieronder zijn opgenomen, maken onderdeel uit van bovengenoemde rapportages van de landelijke en regionale netbeheerders elektriciteit.

Onvoorziene onderbrekingen

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de jaarlijkse uitvalduur per afnemer ten gevolge van onvoorziene onderbrekingen². De jaarlijkse uitvalduur³ is het gemiddelde aantal minuten dat de elektriciteitsvoorziening is onderbroken per afnemer en is een indicator voor de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet.

Netbeheerder	Jaarlijkse uitvalduur (minuten)			
	2012	2013	2014	Gemiddeld 2012 - 2014
Cogas Infra & Beheer	12,9	6,5	2,9	7,4
Delta Netwerkbedrijf	19,4	17,6	16,5	17,8
Endinet	8,6	6,8	11,6	9,0
Enexis	21,6	23,6	17,7	21,0
Liander	24,5	24,0	19,8	22,8
Rendo	9,3	7,7	6,0	7,7
Stedin	35,4	21,2	21,1	25,9
Westland Infra Netbeheer	8,2	15,6	14,4	12,7
TenneT	0,74	0,28	0,5	0,5
Landelijk gemiddelde ⁴	27,1	23,4	20,0	23,5

Tabel 1.2 Jaarlijkse uitvalduur door onvoorziene onderbrekingen per afnemer, 2012-2014

Voorziene onderbrekingen⁵

Sinds 2006 wordt ook gerapporteerd over de onderbrekingen die het gevolg zijn van geplande werkzaamheden. Onderstaande tabel geeft het overzicht voor alle netbeheerders van 2012 tot en met 2014.

² Artikel 1, onderdeel b, van de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas.

³ Artikel 3 van de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas.

De cijfers verschillen ten opzichte van vorig jaar. In de berekening van de jaarlijkse uitvalduur komt "het totaal aantal aangeslotenen voor". Volgens de regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas vallen hier eigen en onderliggende aangeslotenen onder. In de cijfers van vorig jaar is alleen uitgegaan van eigen aangeslotenen.

⁴ Het landelijk gemiddelde van de jaarlijkse uitvalduur is hoger dan voor elke individuele netbeheerder doordat er dubbeltellingen plaatsvinden in het totale aantal afnemers. Dit wordt veroorzaakt doordat enkele netbeheerders ook netten beheren waaraan een onderliggend net van een andere netbeheerder is aangesloten. Hierdoor kunnen de afnemers van de laatstgenoemde netbeheerder uitvallen door een storing in het bovenliggende net van de eerstgenoemde netbeheerder.

⁵ Artikel 1, onderdeel d, van de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas.

Netbeheerder	Jaarlijkse uitvalduur (minuten)			
	2012	2013	2014	Gemiddeld 2012 - 2014
Cogas Infra & Beheer	4,9	3,9	1,1	3,3
Delta Netwerkbedrijf	2,6	2,1	2,5	2,4
Endinet	3,0	5,2	7,8	5,4
Enexis	4,9	5,8	4,7	5,1
Liander	8,2	8,9	8,6	8,6
Rendo	4,5	11,7	5,9	7,4
Stedin	1,8	2,5	3,5	2,6
Westland Infra Netbeheer	0,3	3,5	11,6	5,1
TenneT	0,0	0,0	0,0	0,0
Landelijk gemiddelde	5,2	5,0	5,8	5,3

Tabel 1.3 SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ten gevolge van voorziene onderbrekingen per afnemer, 2012-2014

e) De maatregelen in geval van piekbelasting of in gebreke blijven van een of meerdere leveranciers

De resultaten uit de monitoringsrapportage geven geen aanleiding om nieuwe maatregelen te treffen om de toekomstige leveringszekerheid in Nederland te waarborgen. Mocht ondanks dit goede vooruitzicht de leveringszekerheid op de lange termijn toch in gevaar komen, dan kan het, in overleg met ACM, TenneT en het CPB (Centraal Planbureau), ontwikkelde vangnet worden ingezet om de leveringszekerheid te garanderen. Indien het vangnet wordt ingezet, worden investeringen in nieuwe productiecapaciteit aangemoedigd. De richtlijn leveringszekerheid (Richtlijn 2005/89/EG van het Europees Parlement en de Raad van de Europese Unie van 18 januari 2006) biedt de mogelijkheid om investeringen in productiecapaciteit af te dwingen. Met deze richtlijn wordt beoogd een helder Europees kader te creëren voor marktpartijen, overheden, netbeheerders en toezichthouders om investeringen in productievermogen en interconnectiecapaciteit beter te faciliteren. Het Ministerie van Economische Zaken heeft deze richtlijn geïmplementeerd in de Elektriciteitswet 1998 op 24 januari 2008. Bij deze implementatie heeft de Minister gebruik gemaakt van de mogelijkheid om het vangnet een heldere wettelijke basis te verschaffen (voor meer informatie zie: Tweede Kamerstukken 2006-2007, 30934).

Regeling bij 'faillierende' leverancier aan kleinverbruikers

Nederland kent een vergunningstelsel voor de levering aan kleinverbruikers. Als een leveranciersvergunning wordt ingetrokken door bijvoorbeeld een faillissement, zouden theoretisch de afnemers van de leverancier in kwestie, als zij zelf geen actie hebben ondernomen, meteen moeten worden afgesloten. De afnemers hebben immers geen geldig leveringscontract meer omdat zij alleen beleverd mogen worden door een vergunninghouder. In de praktijk is dit snelle afsluiten maatschappelijk ongewenst. In de regelgeving over dit onderwerp is daarom allereerst de mogelijkheid opgenomen om vóór het feitelijke intrekken van de leveringsvergunning het klantenbestand of een deel daarvan aan één of meerdere andere vergunninghouders te verkopen. Indien dat niet of slechts ten dele lukt, zullen de resterende kleinverbruikers die op het moment van het intrekken van de leveringsvergunning hun leverancier kwijtraken, over de andere leveranciers met vergunning verdeeld worden. Alle leveranciers aan kleinverbruikers op de markt

functioneren dus tezamen als noodleverancier. Deze regeling geldt zowel voor elektriciteit (opgenomen in systeemcodes van ACM) als gas (Besluit Leveringszekerheid Gaswet, Staatsblad 2004, 170). Bij de regeling hebben de landelijk netbeheerders voor elektriciteit (TenneT) respectievelijk voor gas (GTS) een centrale en coördinerende rol.

Hoofdstuk 2 Voorzieningszekerheid van (aard)gas

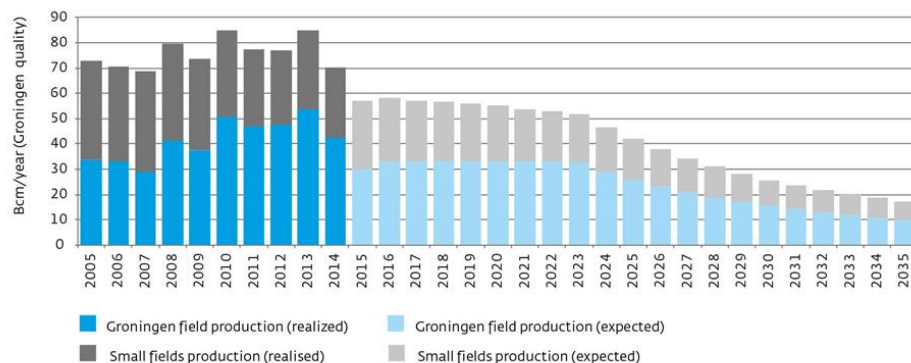
Dit hoofdstuk bevat een overzicht van de voorzieningszekerheid van (aard)gas in Nederland. Voor meer gedetailleerde informatie wordt verwezen naar het 'Network Development Plan 2015'

(<http://www.gasunietransportservices.nl/transportinformatie/netwerk-ontwikkelingsplan-nop>). Dit rapport is opgesteld door de netbeheerder van het landelijk gastransportnet Gasunie Transport Services B.V. (hierna: GTS).

a) Het evenwicht van vraag en aanbod op de nationale markt

Het is belangrijk om inzicht te hebben in de mate waarin de Nederlandse gasvraag ingevuld kan worden met op dit moment bekende aanbodvolumes.

De komende decennia beschikt Nederland nog over voldoende gas om in de binnenlandse vraag te voorzien. Het meeste Nederlandse gas bevindt zich in Groningen. Zowel op de korte als op de lange termijn is er onzekerheid over de productie van het Groningenveld. Bij de beslissingen over de toegestane hoeveelheid gas in Groningen wordt voor de voorzieningszekerheid rekening gehouden met zowel de jaarlijkse vraag als de piekvraag naar laagcalorisch gas. Hiernaast zit er nog veel aardgas in kleinere velden. De jaarlijkse gasproductie uit het Groningenveld en de kleine velden schommelde jaren rond de 80 BCM, maar zal de komende jaren dalen onder de 60 BCM door zowel de beperkingen op Groningen als het teruglopend aanbod vanuit de kleine velden. In eigen land wordt rond de 40 BCM geconsumeerd. Hiermee blijft Nederland de komende jaren een netto exporteur van aardgas. Dit zal in de toekomst veranderen omdat de hoeveelheid in Nederland geproduceerd gas aan het afnemen is. Nederland moet dan naast eigen productie aardgas importeren voor eigen gebruik. Dit gas zal uit andere landen moeten komen, landen zoals Rusland of Noorwegen, of in de vorm van vloeibaar aardgas (LNG), bijvoorbeeld uit het Midden-Oosten. Met andere woorden, Nederland zal overgaan van netto exporteur van aardgas naar netto importeur.

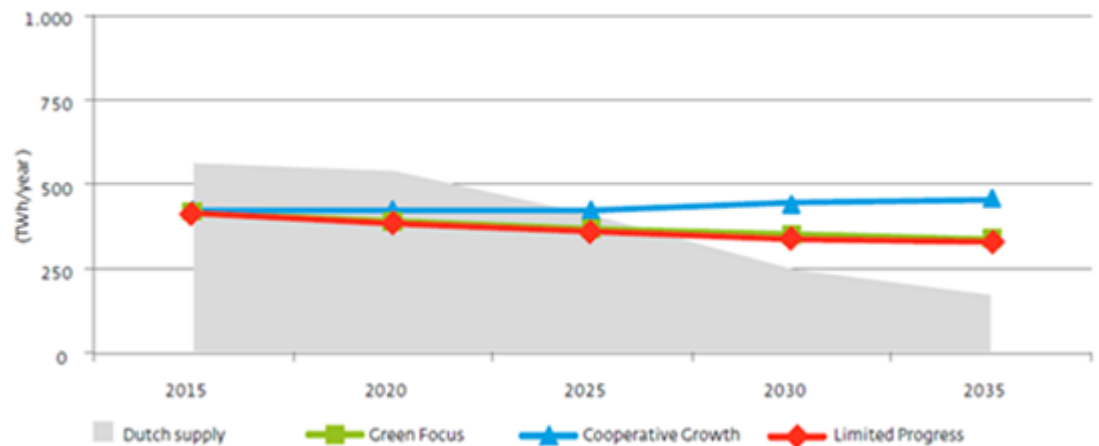


Figuur 2.1 Gasaanbod

De gasproductie in Noordwest-Europa neemt sowieso af, met name in het Verenigd Koninkrijk en Duitsland. Ook in Noorwegen wordt geen stijging van de productie verwacht.

Uit de Nederlandse volumebalans blijkt dat er behoefte is aan extra gas.

Het gasproductieoverschot, waar Nederland zo vele jaren van kon profiteren, zal rond 2025 waarschijnlijk niet langer meer bestaan; het precieze jaar is afhankelijk van de vraagscenario's en de productieprofielen (figuur 2.1).



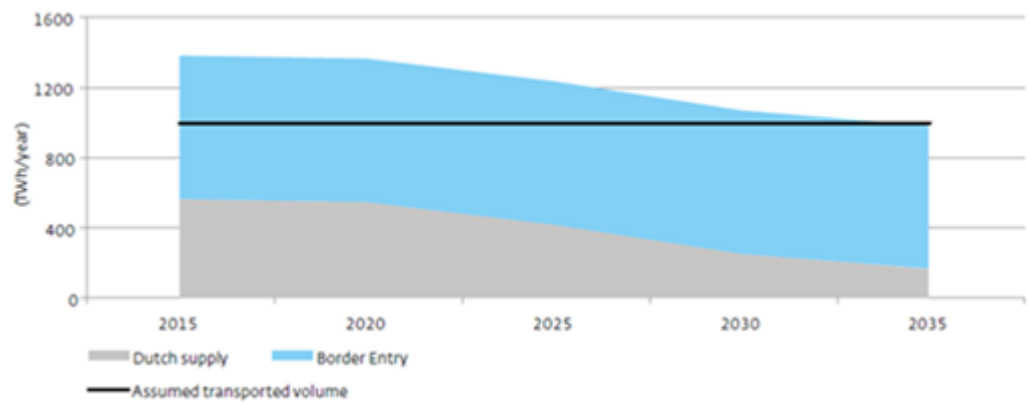
Figuur 2.2 Volumebalans

Rond 2025 zal Nederland een netto-importeur van gas zijn. De overproductie, of later het tekort in elk scenario, is berekend op basis van de verwachte binnenlandse productie minus de vraag naar gas.

Het Nederlandse gastransportsysteem, zoals dat meer dan 50 jaar geleden ontstond, is een troef waarvan het doel breder is dan alleen het gas te leveren ten behoeve van de binnenlandse gebruikers en exportklanten. Het systeem wordt niet alleen gebruikt om de Nederlandse productie te vervoeren naar de markt en de exportstations, maar ook om grote hoeveelheden gas te importeren. Het toekomstig gebruik, waarbij de productie van gas in Nederland daalt, zal sterk worden beïnvloed door de bronnen en omvang van de toekomstige gasinvoer en exportbehoeften, op basis van de vraag van de klant.

In 2014 transporteerde GTS meer dan 100 BCM gas, terwijl de Nederlandse productie minder dan 70 BCM was; ongeveer 30 BCM werd ingevoerd in Nederland. De exportstroom was ook erg groot: de vraag in Nederland was ongeveer 40 BCM, terwijl de exportvraag ongeveer 60 BCM was.

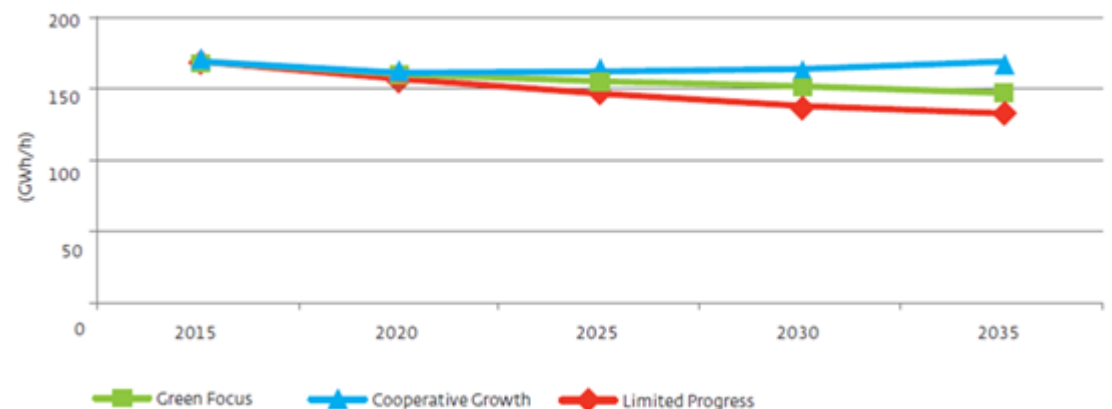
Figuur 2.3 toont de volumes die in het Nederlandse transportsysteem kunnen worden ingevoerd waarbij het potentieel van importstromen volledig wordt meegenomen. Uitgaande van het feit dat de exportvolumes de komende jaren op hetzelfde niveau blijven als voor de komende decennia (sinds 2007 bedraagt het getransporteerde volume minimaal 1.000 Twh = 100 BCM per jaar), dan is het potentieel van de importvolumes op het Nederlandse net voldoende om te voldoen aan de exportvraagvolumes tot 2030/2035.



Figuur 2.3 Volumevermogen van Nederlands gas, inclusief import en export

b) Het niveau van de toekomstige vraag

GTS heeft drie vraagscenario's ontwikkeld voor het Netwerk Ontwikkelingsplan 2015. De belangrijkste invloed op de vraag in deze scenario's is de snelheid waarmee duurzame energie wordt ontwikkeld en de potentiële groei van de economie. Op dit moment zijn huishoudens en andere gebruikers in Nederland, delen van Duitsland, België en Frankrijk afhankelijk van het Nederlandse gas.



Figuur 2.4 Gasvraag

Bovenstaande figuur toont aan dat de komende 20 jaar de gasvraag ofwel zal stabiliseren op het huidige niveau of iets kan dalen.

Op basis van de vraagscenario's en de dalende nationale gasproductie, is er een duidelijke behoefte aan extra gas van buiten Noordwest-Europa. De hoeveelheid extra benodigd gas verschilt naargelang het scenario en waar het vandaan komt. De bronnen voor aanvullende levering zijn vooral vloeibaar aardgas (LNG), geleverd aan terminals in Noordwest-Europa en Russisch gas, geleverd via pijpleidingen.

Analyses van de drie scenario's tonen aan dat het belangrijkste gastransportsysteem in Nederland (gasrotonde) en het transportsysteem verbonden met de markt robuust genoeg zijn om de verwachte veranderingen in de vraag naar gas de komende tien jaar op te vangen. Er ontstaat echter wel een grotere behoefte om hoogcalorisch gas om te zetten in gas geschikt voor de laagcalorische markt, vanwege de afname van de capaciteit van het Groningenveld. Dit zal leiden tot extra investeringen in gasconversiefaciliteiten. GTS is van plan om nieuwe grootschalige

faciliteiten te bouwen, waaronder een stikstoffabriek en een mengstation.

Een belangrijke ontwikkeling is de aanpassing van exitcapaciteit aan de Nederlands-Duitse grens. De ombouw van laagcalorisch gas naar hoogcalorisch gas in Duitsland, als gevolg van de teruglopende eigen productie en de daling van de export van laagcalorisch gas van Nederland naar Duitsland, begint in 2020. Het Nederlandse hoofdgasnet heeft voldoende capaciteit om hoogcalorisch gas te vervoeren naar de Duitse markt, maar om de marktconversie mogelijk te maken, zijn aanpassingen nodig aan het exitsysteem. Aan de Duitse kant van de grens moeten ook investeringen worden gedaan.

Door de verschuiving van aanvoercapaciteit van de afnemende Nederlandse gasvelden naar grensstations en opslagfaciliteiten, moet het transportsysteem tussen deze entrypunten en het hoofdnet worden uitgebreid. De locatie waar extra gas wordt ingevoerd bepaalt waar investeringen nodig zijn. Diverse partijen ontwikkelen plannen die moeten leiden tot een toename van de vraag naar entrycapaciteit en daarmee tot investeringen in het GTS-systeem: het gaat dan om het entrypunt Oude Statenzijl aan de Nederlands-Duitse grens, de GATE LNG-terminal en gasopslag (Bergermeer; zie verder onder C).

c) De geplande of in aanbouw zijnde extra productie en netwerkcapaciteit

Op 1 april 2015 is de gasopslag Bergermeer in gebruik genomen. Gasopslag Bergermeer heeft een opslagcapaciteit van 46 TWh of 4,1 miljard kubieke meters wat gelijk staat aan de gemiddelde jaarlijkse gasbehoefte van 2,5 miljoen Nederlandse huishoudens. De ingebruikname van Gasopslag Bergermeer betekent bijna een verdubbeling van de totale Nederlandse gasopslagcapaciteit.

Gasopslag Bergermeer is volledig aanbesteed voor het opslagseizoen dat loopt van 1 april 2015 tot 31 maart 2016. Energiebedrijf TAQA zal de capaciteit voor het opslagseizoen 2016-2017 in september 2015 veilen. Tot de eerste klanten van Gasopslag Bergermeer horen EDF, Gazprom, Statoil en Vattenfall.

d) De kwaliteit en de staat van onderhoud van de netten

De landelijke en regionale netbeheerders gas rapporteren elk jaar voor 1 maart aan ACM over de kwaliteit van de transportdienst en hun dienstverlening in het voorgaande jaar. Deze rapportages omvatten onder meer de onderbrekingen van de transportdienst (zowel de onvoorziene als voorziene onderbrekingen), de uitbetaalde compensaties bij ernstige storingen, de gemiddelde aanrijdtijd na melding van een storing en de kwaliteit van dienstverlening, zoals het tijdig afhandelen van klachten en tijdige aankondiging van onderhoud.

Onvoorziene onderbrekingen

Tabel 2.1 geeft een overzicht van de jaarlijkse uitvalduur voor consumenten en kleinzakelijke afnemers ten gevolge van onvoorziene onderbrekingen⁶ in de netten van de regionale netbeheerders. De jaarlijkse uitvalduur – System Average Interruption Duration Index (SAIDI) -⁷ is het gemiddelde aantal minuten dat de gasvoorziening is onderbroken per afnemer en is een indicator voor de betrouwbaarheid van het gasnet. De landelijke netbeheerder GTS rapporteert over het aantal onvoorziene onderbrekingen (zie tabel 2.2).

⁶ Artikel 1, onderdeel c, van de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas.

⁷ Artikel 3 van de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas.

Netbeheerder	Jaarlijkse uitvalduur (minuten)			
	2012	2013	2014	Gemiddeld 2012 - 2014
Cogas Infra & Beheer	0,5	0,3	0,9	0,6
Delta Netwerkbedrijf	6,6	13,5	0,4	6,8
Endinet	1,0	0,2	0,2	0,4
Enexis	0,6	0,8	1,5	1,0
Liander	0,9	0,6	7,0	2,8
Rendo	0,2	0,2	0,3	0,2
Stedin	1,2	0,7	2,1	1,3
Westland Infra Netbeheer	0,7	1,2	0,3	0,7
Gemiddelde	1,0	1,0	3,2	1,8

Tabel 2.1 SAIDI ten gevolge van onvoorziene onderbrekingen, 2012-2014

Landelijke netbeheerder	Aantal (onvoorziene) onderbrekingen		
	2012	2013	2014
Gas Transport Services	3	3	1

Tabel 2.2 Aantal onvoorziene onderbrekingen in het gastransportnet van de landelijke netbeheerder, 2012-2014

Voorziene onderbrekingen⁸

Vanaf 2006 worden ook de onderbrekingen gerapporteerd die het gevolg zijn van geplande werkzaamheden. Tabel 2.3 geeft een overzicht van de jaarlijkse uitvalduur voor consumenten en kleinzakelijke afnemers ten gevolge van voorziene onderbrekingen in de netten van de regionale netbeheerders.

De landelijke netbeheerder rapporteert over het aantal voorziene onderbrekingen (zie tabel 2.4).

⁸ Artikel 1, onderdeel d, van de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas.

Netbeheerder	Jaarlijkse uitvalduur (minuten)			
	2012	2013	2014	Gemiddeld 2012 - 2014
Cogas Infra & Beheer	4,7	4,8	2,6	4,0
Delta Netwerkbedrijf	2,1	2,0	1,0	1,7
Endinet	1,5	1,8	1,2	1,5
Enexis	4,8	4,9	5,0	4,9
Liander	8,0	7,4	4,7	6,7
Rendo	0,4	0,4	0,3	0,4
Stedin	1,5	4,0	3,4	3,0
Westland Infra Netbeheer	1,5	2,3	3,0	2,3
Gemiddelde	4,6	5,1	4,1	4,6

Tabel 2.3 Jaarlijkse uitvalduur ten gevolge van voorziene onderbrekingen, 2012-2014

Landelijke netbeheerder	Aantal voorziene onderbrekingen		
	2012	2013	2014
Gas Transport Services	0	0	0

Tabel 2.4 Aantal voorziene onderbrekingen in het gastransportnet van de landelijke netbeheerder, 2012-2014

Gemiddelde aanrijdtijd en gemiddelde tijdsduur veiligstellen na storingsmelding
 Veiligheid is van groot belang bij het transport van gas. Eén van de indicatoren die de veiligheid van de gasvoorziening meet, is de gemiddelde tijdsduur die de netbeheerder nodig heeft voor het ter plekke zijn op de locatie van de storing na de melding ervan (de gemiddelde aanrijdtijd). Een andere indicator voor de veiligheid is de gemiddelde tijdsduur die de netbeheerder nodig heeft voor het veiligstellen van een situatie na een storingsmelding (de gemiddelde tijdsduur veiligstellen na storingsmelding). Sinds 2011⁹ rapporteren de regionale netbeheerders de gemiddelde aanrijdtijd (zie tabel 2.5). Voor de landelijke netbeheerder GTS geldt de indicator de gemiddelde tijdsduur veiligstellen na storingsmelding (zie tabel 2.6).

⁹ In 2011 is de regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas gewijzigd, waarbij voor de regionale netbeheerders de indicator "gemiddelde tijdsduur veiligstellen na storingsmelding" is verwijderd en daarvoor in de plaats is de indicator "gemiddelde aanrijdtijd na storingsmelding" gekomen.

Regionale netbeheerder	Gemiddelde aanrijdtijd (minuten)			
	2012	2013	2014	Gemiddeld 2012 - 2014
Cogas Infra & Beheer	44	45	41	43
Delta Netwerkbedrijf	37	43	44	41
Endinet	83	77	49	69
Enexis	48	68	37	51
Liander	65	47	47	53
Rendo	45	51	35	44
Stedin	71	55	25	50
Westland Infra Netbeheer	44	26	28	33
Gemiddelde	61	57	38	52

Tabel 2.5 Gemiddelde aanrijdtijd na storingsmelding voor de regionale netbeheerders, 2012-2014

Landelijke netbeheerder	Gemiddelde aanrijdtijd (minuten)		
	2012	2013	2014
Gas Transport Services	96	0	130

Tabel 2.6 Gemiddelde tijdsduur veiligstellen na storingsmelding voor de landelijke netbeheerder, 2012-2014

Kwaliteits- en capaciteitsdocumenten

Nederland heeft momenteel een van de meest betrouwbare gas- en elektriciteitsnetwerken in Europa. Om ervoor te zorgen dat dit in de toekomst zo blijft, is blijvend goed beheer en onderhoud van de netten noodzakelijk. Mede om die reden voert ACM tweejaarlijks een onderzoek uit naar de naleving van de Ministeriële Regeling Kwaliteitsaspecten elektriciteit en gas. In dit tweejaarlijkse onderzoek beoordeelt ACM de kwaliteits- en capaciteitsdocumenten (hierna: KCD's) van de netbeheerders. Met deze KCD's tonen de netbeheerders aan dat ze de kwaliteit van hun activiteiten en netten hebben geborgd en over voldoende capaciteit in hun netten beschikken, nu en in de toekomst, voor het transport van gas en elektriciteit vanaf de bron (de producent) naar een bedrijf of huishouden. In het onderzoek naar de KCD's van 2013 lag de nadruk op het toetsen van de werking van de Deming cirkel (Plan-Do-Check-Act) in de praktijk van het beheer van de netten.

e) De maatregelen in geval van piekbelasting

De netbeheerder van het landelijk gastransportnet (GTS) is verantwoordelijk voor de pieklevering aan kleinverbruikers in die gevallen waarbij de temperatuur in het bereik -9 tot -17°C komt te liggen. Om te voorkomen dat kleinverbruikers tijdens een periode van extreme koude zonder gas komen te zitten door een tekort aan productie- en transportcapaciteit heeft GTS de wettelijke verantwoordelijkheid om volume en capaciteit te reserveren waarmee kleinverbruikers kunnen worden beleverd met het extra benodigde gas als de benutte capaciteit de gereserveerde transportcapaciteit voor een effectieve etmaaltemperatuur van -9 °C overschrijdt. De pieklevering beperkt zich tot de uren waarin het urengebruik van kleinverbruikers boven het maximale uurverbruik ligt van een dag met een etmaaltemperatuur van -9°C. De energiedistributiebedrijven (leveranciers) die gas leveren aan de kleinverbruikers zijn verplicht dit volume en de capaciteit af te nemen van de beheerder van het landelijke gastransportnet. De ACM houdt toezicht op de

uitvoering van de pieklevering.

Ten behoeve van deze 'leveringsplicht' maakt GTS gebruik van twee voorzieningen:

1. Installatie voor vloeibaar aardgas (LNG) op de maasvlakte van Gasunie;
2. Externe capaciteit die middels een jaarlijkse tender op de markt ingekocht wordt.

Daarnaast voert GTS periodiek een zogenoemde winteranalyse uit. Hierin wordt de bij de -17 °C behorende capaciteit voor de levering aan kleinverbruikers onder de loep genomen. De uitkomsten van deze analyse zijn van belang voor de ontwerpcapaciteit van het gasnet.

In de winter van 2014-2015 is een pieklevering van 23,24 GWh/h gecontracteerd door GTS, met een volume van 0,96 TWh. Van de afgelopen zes winters, heeft GTS driemaal gebruik moeten maken van pieklevering.

Maatregelen bij in gebreke blijven leveranciers

Nederland kent een vergunningstelsel voor de levering aan kleinverbruikers. Als een leveranciersvergunning wordt ingetrokken door bijvoorbeeld een faillissement, zouden theoretisch de afnemers van de leverancier in kwestie, als zij zelf geen actie hebben ondernomen, meteen moeten worden afgesloten. De afnemers hebben immers geen geldig leveringscontract meer omdat zij alleen beleverd mogen worden door een vergunninghouder. In de praktijk is dit snelle afsluiten zowel technisch niet mogelijk als maatschappelijk ongewenst. In de regelgeving over dit onderwerp is daarom allereerst de mogelijkheid opgenomen om vóór het feitelijke intrekken van de leveringsvergunning het klantenbestand of een deel daarvan aan één of meerdere andere vergunninghouders te verkopen. Indien dat niet of slechts ten dele lukt, zullen de resterende kleinverbruikers die op het moment van het intrekken van de leveringsvergunning hun leverancier kwijtraken, over de andere leveranciers met vergunning verdeeld worden. Alle leveranciers aan kleinverbruikers op de markt functioneren dus tezamen als noodleverancier. Deze regeling geldt zowel voor elektriciteit (opgenomen in systeemcodes van Energiekamer) als gas (Besluit Leveringszekerheid Gaswet, Staatsblad 2004, 170). Bij de regeling hebben de landelijke netbeheerders voor elektriciteit (TenneT) resp. voor gas (GTS) een centrale en coördinerende rol.