

# **Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2014-2030**

**TenneT TSO B.V.**

CAS 2015-075

juli 2015

# Inhoud

<b>1. Inleiding</b>	<b>3</b>
<b>2. Conclusie en Advies</b>	<b>4</b>
2.1 Conclusie	4
2.2 Advies	7
<b>3. Ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde</b>	<b>8</b>
3.1 Ontwikkelingen vraagzijde	8
3.1.1 Nieuwe methodiek vraagmodellering	8
3.1.2 Ontwikkeling elektriciteitsvraag	9
3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde	11
3.2.1 Thermisch productievermogen elektriciteit	11
3.2.2 Zon-PV en windvermogen	15
3.2.3 Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen	17
<b>4. Resultaten analyse leveringszekerheid</b>	<b>18</b>
4.1 Inleiding	18
4.2 LOLE-methodiek	21
4.3 Hoofddresultaten monitoring 2014-2022 (basisvariant)	22
4.4 Gevoeligheid voor de niet-beschikbaarheid van productie-eenheden (gevoeligheidsvariant A)	24
4.5 Gevoeligheid voor vermindering van productievermogen (gevoeligheidsvariant B)	26
4.6 Gevoeligheid voor extreme lage productie uit wind- en PV-vermogen (gevoeligheidsvariant C)	27
4.7 Gevoeligheid voor een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant D)	29
4.8 Resultaten van de basis- en gevoeligheidsvarianten in relatie tot mogelijkheden voor deconservering	30
4.9 Vergelijking van vermogenstekorten en -surplus met de beschikbare import- en exportcapaciteit	32
4.10 Reservefactoren	34
4.11 Vooruitzicht 2030	35
4.12 Regionale leveringszekerheidsanalyses	37
4.12.1 Regionale Analyses - Pentilateral Energyforum	37
4.12.2 Resultaten van nieuwe methodiek toegepast op het steekjaar 2019	38
<b>5. Toelichting op de gebruikte gegevens</b>	<b>40</b>
<b>Bijlage 1 Ontwikkeling binnenlandse marktomvang</b>	<b>41</b>

## 1. Inleiding

TenneT voert vanuit haar wettelijke taak "marktfacilitering" jaarlijks een monitoring van de langetermijn leveringszekerheid uit. De monitoring en de daarvoor benodigde gegevensvergaring wordt uitgevoerd op grond van artikel 16, tweede lid, onderdeel f van de E-wet, waarbij de monitoring van de leverings- en voorzieningszekerheid (artikel 4a, eerste lid, van de elektriciteitswet 1998) is gedefinieerd als een TenneT-taak.

Doel van de monitoring is om inzicht te geven in de verwachte ontwikkeling van het binnenlandse aanbod ten opzichte van de binnenlandse vraag naar elektriciteit voor de periode van 7 jaren vooruit. Onderzocht wordt de mate waarin het binnenlandse beschikbare vermogen de binnenlandse vraag kan dekken. In de EU-Richtlijn 2005/89/EG wordt voorgeschreven dat de zichtperiode wordt uitgebreid tot 15 jaren vooruit. In paragraaf 4.11 wordt daarom een vooruitzicht op de mogelijke situatie van 2030 weergegeven.

Nieuw element in deze rapportage is de introductie van een Regionaal beoordelingsmodel. Het nieuwe model, waarin vraag en aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem worden gesimuleerd, maakt het onder andere mogelijk een verbeterde inschatting te maken van de impact van de hernieuwbare energieproductie op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen de regio elkaar kunnen ondersteunen in tijden van schaarste. De bestaande methodiek en het nieuwe model zullen in de komende jaren naast elkaar worden gebruikt. De verwachting is echter, dat het regionale model in de komende jaren een steeds belangrijkere rol gaat vervullen bij de nationale monitoring van de leveringszekerheid.

In het voorliggende rapport worden in hoofdstuk 2 de conclusies en het advies op basis van de resultaten van de monitoring weergegeven. In hoofdstuk 3 wordt een toelichting gegeven op de ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde. De resultaten van de leveringszekerheidsanalyses worden in hoofdstuk 4 beschreven. Tenslotte wordt in hoofdstuk 5 een toelichting op de gebruikte gegevens gegeven.

## 2. Conclusie en Advies

### 2.1 Conclusie

Uit deze monitoring blijkt dat het Nederlandse systeem ook in de komende jaren over een vermogens surplus zal blijven beschikken. Tegelijkertijd blijkt dat de trend van de afgelopen jaren, waarin sprake was van een gestage afname van het vermogenssurplus, wordt gecontinueerd. Deze trend wordt met name veroorzaakt door een verdere toename van het amoveren<sup>1</sup> en conserveren<sup>2</sup> van thermisch productievermogen. De enorme investeringen in hernieuwbaar vermogen zullen de leveringszekerheid niet substantieel verbeteren door het intermitterende karakter ervan.

Door deze ontwikkelingen kan er op de middellange termijn vanaf 2019, onder bepaalde condities, sprake zijn van een importafhankelijkheid. Echter, daartegenover staat dat er sprake is van een flinke toename van geconserveerd productievermogen (ruim 5,1 GW in 2019). Een groot deel daarvan is relatief modern en flexibel vermogen dat binnen korte tijd weer in bedrijf kan worden genomen, mocht de marktsituatie daartoe aanleiding geven.

Tenslotte wordt opgemerkt dat de Nederlandse elektriciteitsmarkt sterk is gekoppeld met de ons omringende markten. Deze koppeling zal in de toekomst nog verder groeien. Een eerste analyse met een nieuw regionaal (PLEF) model, dat gezamenlijk met collega TSO's uit de ons omringende landen is ontwikkeld, bevestigt dat door de koppeling met het buitenland de leveringszekerheidssituatie verder verbetert, omdat in omstandigheden van schaarste voldoende bijstand mogelijk is vanuit omringende landen.

#### Ontwikkeling vraagzijde

De ontwikkeling van de elektriciteitsvraag blijft opnieuw achter bij de eerdere verwachtingen. Het, op basis van CPB prognoses, in de voorgaande monitoring ingeschatte verbruik in het jaar 2014 van 114,3 TWh valt, op basis van voorlopige CBS cijfers, ruim 1,5% lager uit tot een waarde van 112,5 TWh. Daarnaast is de groeiverwachting voor de komende jaren opnieuw naar beneden bijgesteld. De voorheen geldende strikte koppeling tussen de groei van het BNP en de groei van het elektriciteitsverbruik als prognosemethode blijkt steeds minder significant. Deze trendbreuk, die vooral wordt veroorzaakt door de toenemende invloed van elektrificatie en energiebesparingsmaatregelen, maakte het noodzakelijk een nieuwe methode te ontwikkelen voor de bepaling van de toekomstige vraag. De vernieuwde aanpak is gepubliceerd in het TenneT Consultatiedocument ten behoeve van het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2015. De verbeterde methode leidt tot een zeer gematigde groei van totaal circa 1,4% over de komende 7 jaren tot een vraag van circa 115 TWh in het jaar 2022.

#### Ontwikkeling aanbodzijde

De ontwikkeling van de aanbodzijde wordt vooral gekenmerkt door: enerzijds een afname van thermisch productievermogen wegens amovering en conservering en; anderzijds een toename van investeringen in hernieuwbaar vermogen, zoals wind en zon-PV.

---

<sup>1</sup> amoveren: definitief uit bedrijf nemen van vermogen c.q. slopen van opwekeenheden

<sup>2</sup> conserveren: voorlopig uit bedrijf nemen van vermogen door te conserveren, ook wel *mothballed capacity*

Begin 2015 bedroeg het opgestelde operationele productievermogen in Nederland circa 29,0 GW. Dit vermogen bestaat voor 24,8 GW uit thermisch productievermogen en voor 4,2 GW uit stromingsbronnen (wind en zon-PV). Daarboven is er sprake van circa 4,3 GW niet-operationeel (geconserveerd) productievermogen, waarmee het totaal opgesteld vermogen op 33,3 GW komt. Ten opzichte van de vorige rapportage is er in 2015 sprake van een afname van het operationele productievermogen met 1,1 GW. Deze afname wordt bijna geheel veroorzaakt door extra conservering van thermisch productievermogen.

Ook in de komende jaren is er sprake van een verdere afname van het beschikbare operationele thermisch productievermogen van 24,8 GW in 2015 tot 19,9 GW in 2022. Deze daling van circa 5 GW bestaat uit amoveringen (-3,5 GW) en conserveringen (-1,9 GW) maar wordt gecompenseerd door nieuwbouw vermogen (+0,4 GW). De amoveringen zijn voor een groot deel het gevolg van het Energieakkoord van september 2013, waar een uitfasering van de oudere kolengestookte eenheden (-2,7 GW) is overeengekomen.

In de periode tot 2022 is er hierdoor een verdere daling van het operationele thermisch vermogen voorzien ten opzichte van de prognose in de vorige monitoring rapportage.

De bovenbeschreven ontwikkeling leiden tot een situatie waar in de komende jaren een steeds groter deel van het thermisch productiepark zal bestaan uit geconserveerde eenheden. Conserveren betekent dat de mogelijkheid van het in de toekomst beschikbaar komen van centrales blijft bestaan, maar dat het onzeker is wanneer zich deconserveren zal voordoen. Zo zal de totale hoeveelheid geconserveerd vermogen oplopen van 4,3 GW in 2015 tot 6,2 GW in 2022. Een groot deel daarvan (circa 2,5 GW) is relatief modern en flexibel vermogen dat binnen korte tijd weer in bedrijf kan worden genomen, mocht de marktsituatie daartoe aanleiding geven.

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen (stroming) is hoofdzakelijk gebaseerd op de Structuurvisie Windenergie op Land (TK 33612, april 2014), Rijksstructuurvisie Wind op zee (september 2014), het Energieakkoord voor duurzame groei (SER, 2013) en de Nationale Energieverkenningen 2014.

#### Onzekerheden in de markt

Op dit moment bestaat er grote onzekerheid in de markt ten aanzien van investeringen in met name conventionele productiemiddelen voor elektriciteitsopwekking, mede gezien de beoogde grote hoeveelheden gesubsidieerde duurzame productiemiddelen, de verslechtering van de economie van gascentrales en de onzekerheid over de mogelijke ontwikkeling van capaciteitsmarkten in omliggende landen. Hierdoor is er geen zekerheid of, en op welk moment, er nog meer vermogen uit bedrijf zal worden genomen. Zo is het niet ondenkbeeldig dat er in de komende jaren meer vermogen zal worden geamoveerd of geconserveerd, omdat, door verdere toename van productie uit duurzaam vermogen in de Noordwest-Europese markt, de bedrijfstijd en daarmee de rentabiliteit van bestaand, met name gasgestookt, productievermogen verder onder druk komt te staan. Producenten kunnen een besluit voor het uit bedrijf nemen van oud vermogen op korte termijn aankondigen; tot die aankondiging is dat niet duidelijk. Hiertegenover staat dat het nederlandse systeem beschikt over een substantiele hoeveelheid relatief modern geconserveerd vermogen dat, indien nodig, snel gedeconserveerd kan worden.

### Toename weersafhankelijkheid – noodzaak voor ontwikkeling van een verbeterde regionale analyse

Door het toenemende gebruik van stromingsbronnen (wind en zon) in Nederland en Noordwest-Europa is er sprake van een toenemende weersafhankelijkheid van de elektriciteitsproductie, waardoor het systeem in bepaalde momentane situaties kwetsbaarder wordt. Dergelijke situaties kunnen bijvoorbeeld optreden wanneer er een beperkte beschikbaarheid van vermogen is, de zon niet schijnt en er een flauwe wind waait. Dit alles gecombineerd met een koudegolf in Europa kan ertoe leiden dat het firm overschot sterk reduceert. In zulke gevallen is het bepalend hoe de onderlinge afhankelijkheden tussen landen in de Noordwest-Europese regio uiteindelijk leiden tot een adequate leveringszekerheid.

De bovengeschetste ontwikkeling is in het verleden voor TenneT de belangrijkste reden geweest om, in aanvulling op de nationale analyses, samen met collega TSOs aan gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses te werken. Inmiddels is een belangrijke mijlpaal gezet: in maart van dit jaar hebben de TSO's, samenwerkend binnen het Pentilaterale Energieform (PLEF), een regionale leveringszekerheidsstudie op basis van een nieuw ontwikkeld geavanceerd regionaal model gepubliceerd. Het nieuwe model, waarin de vraag en het aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem worden gesimuleerd, maakt het mogelijk een verbeterde inschatting te maken van de impact van hernieuwbare energieproductie op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen de regio elkaar kunnen ondersteunen. De PLEF studie bevestigt voor Nederland het beeld dat in de vorige editie van dit rapport al naar voren is gekomen. Daarboven laat de studie zien dat regionale uitwisselingsmogelijkheden nu al aanzienlijk bijdragen aan de instandhouding van de regionale leveringszekerheid.

In het kader van de Nationale monitoring is er nu ook voor het eerst een analyse uitgevoerd met het vernieuwde regionale model voor steekjaar 2019. Daaruit is gebleken dat, in vergelijking met de analyse waarin Nederland geïsoleerd wordt beschouwd, de leveringszekerheidssituatie in Nederland sterk verbetert. Dit komt omdat in het betreffende jaar in tijden van schaarste extra bijstand vanuit de ons omringende landen via de beschikbare interconnectie-capaciteit mogelijk blijkt te zijn.

### Langetermijnontwikkelingen

Op basis van de geïmplementeerde Richtlijn 2005/89/EG, waarin de zichtperiode van de nationale monitoring rapportages moet worden uitgebreid tot 15 jaren, wordt in deze monitoring kort ingegaan op de verwachte vraag- en aanbodsituatie in het jaar 2030.

Er bestaat grote onzekerheid ten aanzien van de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van een zo lange zichtperiode. Alle ontwikkelingen kunnen niet nauwkeurig worden voorspeld, maar kunnen tegelijk wel een majeure impact hebben op de hoogte van de elektriciteitsvraag. Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan grote toename van elektrische auto's of warmtepompen.

Ook is er een grote mate van onzekerheid ten aanzien van de voornemens van producenten om vermogen uit dan wel in bedrijf te nemen.

De resultaten van de leveringszekerheidsanalyse in het steekjaar 2030 zijn daarom slechts indicatief.

## 2.2 Advies

De resultaten van de monitoring leveringszekerheid geven TenneT geen aanleiding om de overheid te adviseren om nieuwe maatregelen te treffen om de toekomstige leveringszekerheid in Nederland te waarborgen. Wel lijkt het raadzaam om de huidige discussie ten aanzien van de mogelijke ontwikkeling en implementatie van capaciteitsmarkten in de omliggende landen nadrukkelijk te volgen, omdat dit onzekerheid kan veroorzaken in de markt ten aanzien van investeringen in met name conventionele productiemiddelen voor elektriciteitsopwekking .

## 3. Ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde

### 3.1 Ontwikkelingen vraagzijde

In dit hoofdstuk wordt beschreven welke uitgangspunten worden gehanteerd voor de inschatting van de ontwikkeling van de jaarlijkse elektriciteitsvraag (energie in TWh en belasting in MW) binnen de zichtperiode van deze monitoring. Hiervoor hanteert TenneT een vernieuwde modellering.

#### 3.1.1 Nieuwe methodiek vraagmodellering

In de vorige monitoring werd het uitgangspunt gehanteerd van een één-op-één koppeling tussen de groei van het elektriciteitsverbruik en de groei van het bruto binnenlands product. Deze relatie wordt in de toekomst waarschijnlijk steeds minder sterk door de toenemende invloed van duurzame groei, energiebesparing en elektrificatie. Voor het bepalen van de toekomstige elektriciteitsvraag is er om die reden voor een andere aanpak gekozen. Er is een verdiepingsslag gemaakt in de modellering van de elektriciteitsvraag met bijbehorende belastingprofielen. Deze vernieuwde aanpak is gepubliceerd in het Consultatiedocument ten behoeve van het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2015. Hieronder worden de methodiek en de gebruikte kwantificering kort weergegeven. Voor een meer uitvoerige beschrijving wordt verwezen naar het eerder genoemde Consultatiedocument. De in het consultatiedocument gepubliceerde cijfers met betrekking tot de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag zijn na publicatie van dit document nog geactualiseerd. Voor deze monitoringsrapportage zijn de geactualiseerde waarden gebruikt.

Om de elektriciteitsvraag te prognosticeren wordt de huidige vraag naar elektriciteit opgesplitst in een aantal sectoren, namelijk Huishoudens, Industrie, Dienstverlening en Overige sectoren. Per sector wordt de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag ingeschat op basis van voorziene ontwikkelingen. Hierbij is de extra vraag naar elektriciteit bij huishoudens ten gevolge van de toepassingen elektrisch vervoer en warmtepompen separaat ingeschat. De elektriciteitsvraag ten gevolge van warmtepompen is afhankelijk van de buitentemperatuur en de wind. Er is gebruikt gemaakt van de klimaatgegevens van de jaren 1999 tot en met 2014. In de monitoring wordt voor warmtepompen de gemiddelde elektriciteitsvraag van deze klimaatjaren gebruikt.

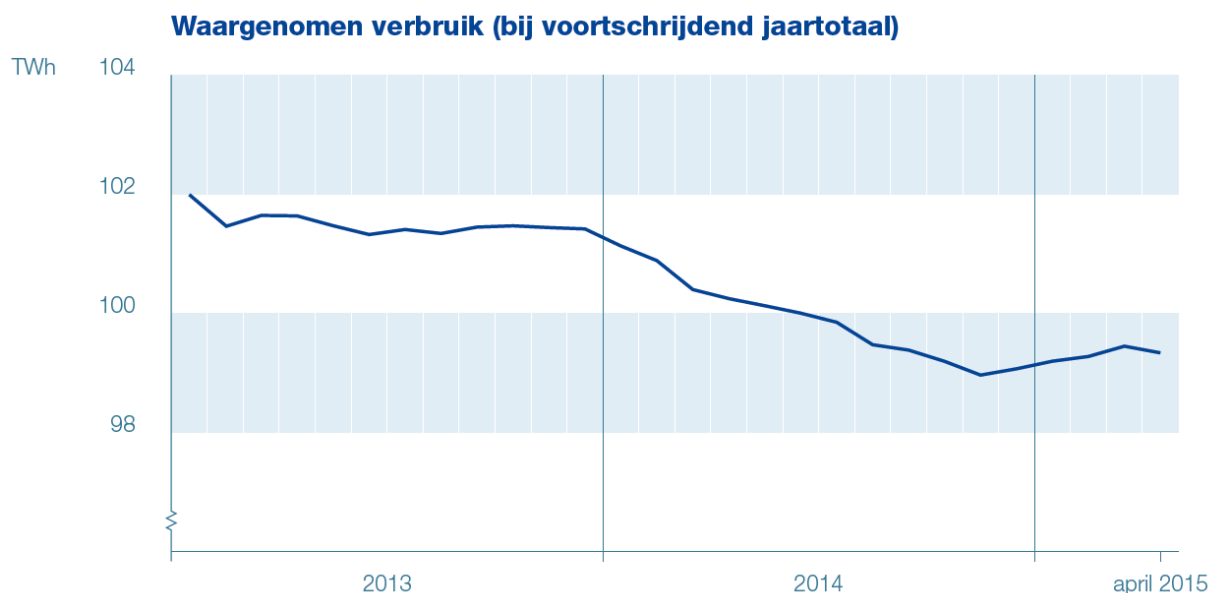
In de analyse voor de leveringszekerheid wordt er uitgegaan van een gematigde vraagontwikkeling in het referentiescenario (basisvariant). Daarnaast is er rekening gehouden met de mogelijkheid van een ontwikkeling met hoge elektriciteitsvraag. Tenslotte is de mogelijkheid van een vraagontwikkeling zonder groei in dit rapport achterwege gelaten, omdat er wordt verwacht, dat dit geen nieuwe inzichten oplevert in het kader van de leveringszekerheid.

Voor het cijfermateriaal van de jaarlijkse elektriciteitsvraag geldt, dat er als basis gebruik is gemaakt van de CBS-cijfers die medio april 2015 beschikbaar waren. Dit betreft de definitieve cijfers tot en met 2013 en de voorlopige cijfers over 2014.



### 3.1.2 Ontwikkeling elektriciteitsvraag

De gevolgen van de economische crisis zijn als verwacht zichtbaar geworden in de ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag. Na de scherpe daling in 2009 en de stijging in 2010 en 2011 blijkt er sprake van een gestage daling van de elektriciteitsvraag vanaf begin 2012.



**Figuur 1. Door TenneT waargenomen elektriciteitsverbruik bij maandelijks voortschrijdend jaartotaal**

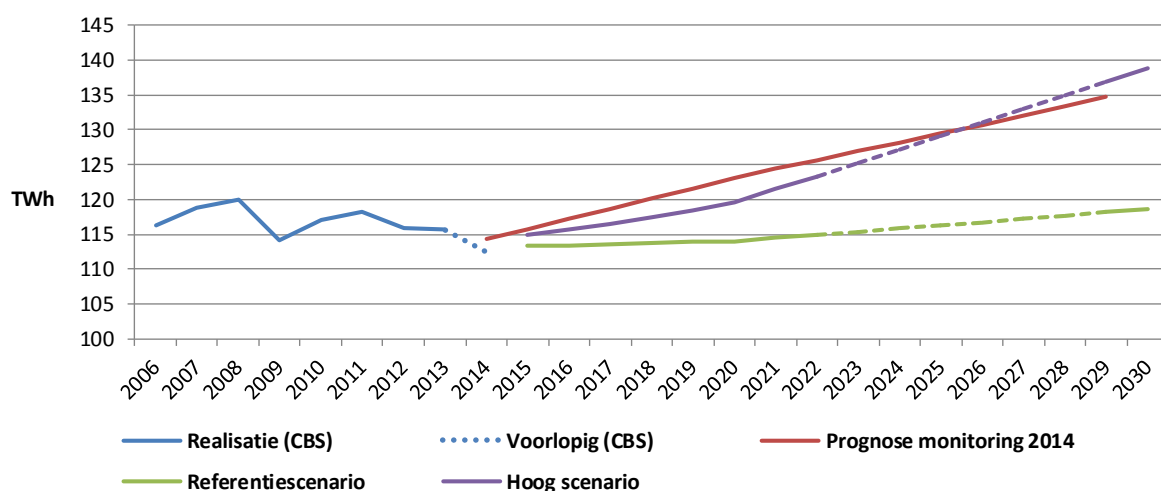
Figuur 1 toont het door TenneT waargenomen elektriciteitsverbruik bij een maandelijks voortschrijdend jaartotaal. Uit de figuur blijkt dat na de stabilisatie in 2013 er in 2014 weer sprake is van een dalende trend. De cijfers van begin 2015 laten een licht stijgende lijn zien, waaraan momenteel nog geen conclusie kan worden verbonden.

Opgemerkt moet worden dat deze waarneming de binnenlandse marktomvang representeert, behalve het verbruik via de bedrijfsnetten en bij de productie. Meer gedetailleerde informatie betreffende de ontwikkeling van de binnenlandse marktomvang is opgenomen in Bijlage 1.

#### Toekomstige ontwikkeling

De vraagontwikkeling voor het Referentiescenario is gekwantificeerd met de groeicijfers conform het vastgesteld beleid scenario uit de Nationale Energieverkenning 2014. Voor het scenario met hoge vraag is naast de Nationale Energieverkenning ook gebruik gemaakt van eigen analyses om de ontwikkeling van deze vraagvariant in kaart te brengen.

Figuur 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. Ter vergelijking is ook de gebruikte prognose van de vorige Monitoring afgebeeld.



**Figuur 2. Gerealiseerde en geprognosticeerde elektriciteitsvraag in Nederland in TWh per jaar**

De gerealiseerde waarden zijn gebaseerd op gegevens van het CBS, waarbij de voorlopige waarde voor 2014 een verdere daling van de elektriciteitsvraag ten opzichte 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.

De afname van de gerealiseerde elektriciteitsvraag die voor de meest recente jaren te zien is, is met name te verklaren door een afname van het elektriciteitsverbruik binnen de sector Industrie ten gevolge van een aantal faillissementen en een mindere benutting van de industriële productiecapaciteit.

Opvallend is dat als referentie een aanzienlijk lagere prognose afgegeven wordt dan in de monitoring van 2014 werd gehanteerd. Zoals eerder genoemd is het tot vorig jaar gehanteerde uitgangspunt van een één-op-één koppeling tussen verwachte economische groei en elektriciteitsvraag 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 langetermijn 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%.

In het hoge vraagscenario leveren elektrische auto's (2,5 miljoen in 2030) en warmtepompen (1,7 miljoen in 2030) een belangrijke bijdrage aan de vraag. Ter vergelijking, in het referentiescenario, op basis van de National Energieverkenning 2014 (NEV), wordt er voor 2030 uitgegaan van 800.000 elektrische auto's en 600.000 warmtepompen.

## 3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde

### 3.2.1 Thermisch productievermogen elektriciteit

Aan de hausse van nieuwbouw van elektriciteitscentrales in de afgelopen jaren is definitief een einde gekomen. In het afgelopen jaar werden er in het kader van de monitoring leveringszekerheid geen grootschalige nieuwbouwplannen voor uitbreiding van thermisch vermogen voor elektriciteitsproductie aangemeld bij TenneT. In de vorige rapportage werd een aantal nieuwbouwplannen voor centrales met een totale capaciteit van circa 5,3 GW geannuleerd, eind 2014 is daar nog 0,6 GW aan toegevoegd. Behalve een op afval gestookte centrale ter grootte van 0,1 GW in 2018, is er geen enkel project voor grootschalige conventionele elektriciteitsproductie door producenten bij TenneT aangekondigd in het kader van deze monitoring. Wel is er een aantal kleinschalige projecten gemeld voor nieuwbouw van elektriciteitsproductie vanaf 2015, welke uit (bio)gasgestookt vermogen in de industrie- en tuinbouwsector bestaat ter grootte van 0,4 GW.

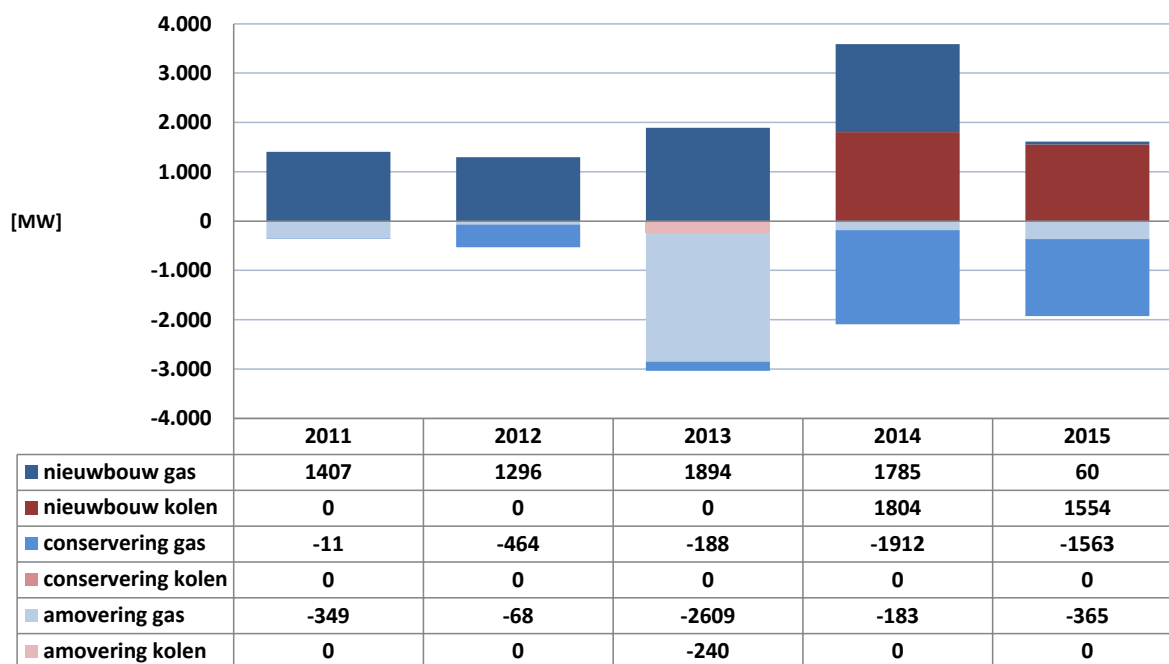
Daarentegen werd en wordt een deel van met name het grootschalig productiepark stilgelegd door amovering of conservering. Het geconserveerde deel van het opgesteld vermogen kan binnen een bepaalde tijdsperiode beschikbaar komen om aan de elektriciteitsvraag te voldoen, maar met deconservering is op voorhand geen rekening gehouden, vanwege het onvoorziene karakter van dergelijke beslissingen plus de prudente benadering bij de bepaling van de leveringszekerheid.

#### Ontwikkeling conventioneel productievermogen in periode 2011-2015

Figuur 3 illustreert de mutaties in het opgestelde conventionele productievermogen elektriciteit in de periode vanaf 2011 tot heden. Vooral vanaf 2012 is er sprake van aanzienlijke wijzigingen in zowel nieuwbouw, amovering als conservering van productievermogen.

- In 2013 en in de loop van 2014 is circa 5,3 GW thermisch nieuw productievermogen gereedgekomen, waarvan 3,6 GW kolenvermogen, dat in de beoordeling van de leveringszekerheid wordt meegenomen in het kalenderjaar daaropvolgend.
- In 2013 werd 2,8 GW, voornamelijk gasgestookt, productievermogen geamoveerd; in 2014 en 2015 tezamen 0,5 GW.
- Daarnaast is per direct in 2015 1,6 GW geconserveerd, bovenop de conserveringen in 2013 en 2014 ter grootte van 2,1 GW.

### Mutaties opgesteld conventioneel vermogen 2011-2015



Figuur 3. Mutaties opgesteld conventioneel vermogen in MW in de periode 2011-2015

#### Verwachte ontwikkeling conventioneel productievermogen elektriciteit vanaf 2016

De belangrijkste mutaties van het productievermogen in de periode 2016-2022 zijn onderstaand samengevat.

- In de periode tot 2022 zijn enkele nieuwbouwplannen voor thermisch vermogen wederom bij TenneT bevestigd ter grootte van 0,5 GW, waaronder circa 0,2 GW in afvalverwerkende projecten. Bij investeringen in nieuw gasgestookt opwekvermogen is er sprake van vervanging van oud vermogen, sanering naar kleiner vermogen of concentratie van warmtekrachtkoppeling (wkk) vermogen in geclusterde bedrijven in de tuinbouwsector.
- Als gevolg van het Energieakkoord van september 2013 zal er een uitfasering van de oudere kolengestookte eenheden (2,66 GW) plaatsvinden (zie tabel 1).

**Tabel 1. Uitbedrijfname kolenvermogen conform Energieakkoord september 2013**

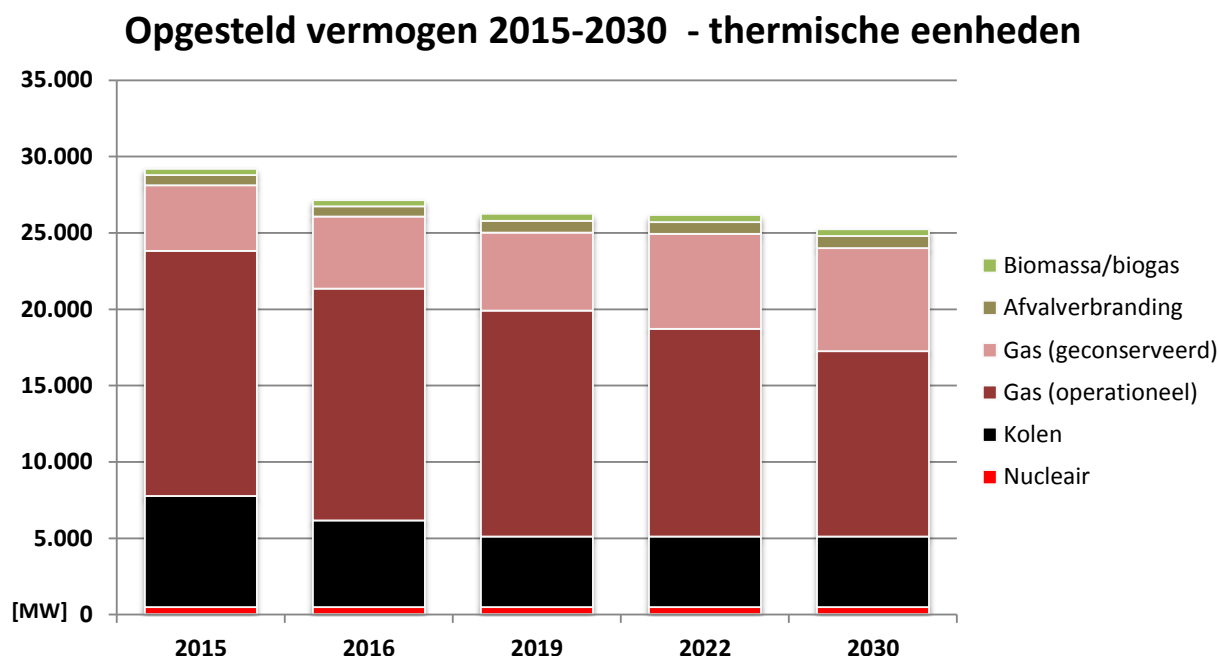
Type vermogen	Capaciteit [MW]	Beoogde uitbedrijfname
kolen	1.611	1-1-2016
kolen	1.050	1-7-2017
<b>Totaal</b>	<b>2.661</b>	

- Daarnaast zijn elektriciteitsproducenten voornemens om 1,9 GW te conserveren en circa 0,8 GW te amoveren in de periode 2016 tot en met 2022. Na 2022 wordt 0,5 GW voor conservering aangemerkt en 0,9 GW voor amovering in 2027.

Van het totaal vermogen van geconserveerde gascentrales aan het begin van 2015 (4,2 GW) heeft

momenteel 2,5 GW een bouwjaar vanaf 2004, waarvan 1,7 GW zelfs vanaf 2012.

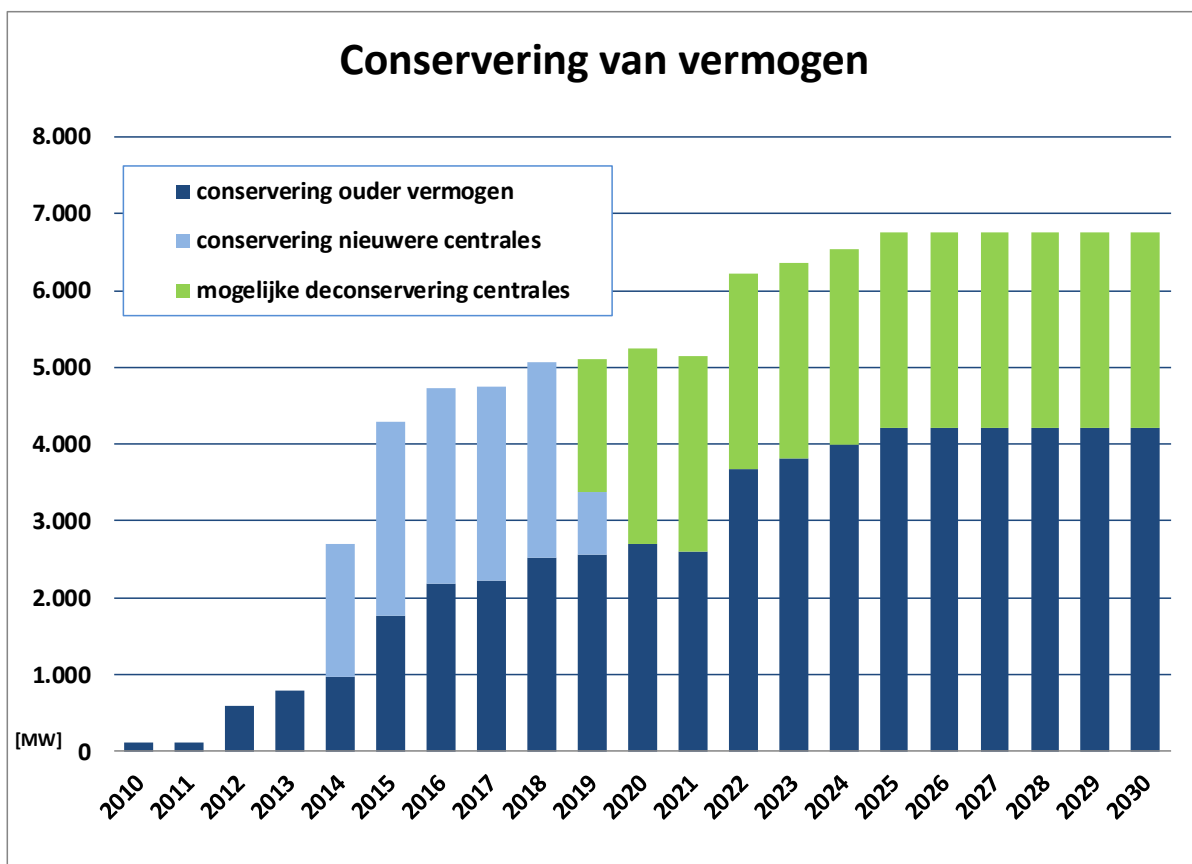
Bovenstaande ontwikkelingen vanaf 2015 ten aanzien het opgesteld vermogen van thermische eenheden per brandstofsoort worden in figuur 4 weergegeven.



**Figuur 4. Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2015 tot 2030**

Verschiedende elektriciteitsproducenten, bedrijven in de industrie en tuinbouwbedrijven hebben aangegeven, dat hun prognoses ten aanzien van het opgesteld en operationele vermogen sterk afhangen van een aantal factoren op de middellangetermijn. Investeringsbeslissingen voor nieuw- of ombouw van centrales worden genomen op basis van de economische vooruitzichten, het verkrijgen van de vergunningen, de ontwikkelingen op het gebied van duurzame energie, de lokale omstandigheden, ontwikkelingen in de wetgeving en het politieke beleid met heffingen en subsidies en de prijsontwikkelingen op de markten. Voor deconserveren gelden dezelfde marktstandigheden, maar rond 2020 zien elektriciteitsproducenten mogelijkheden om te deconserveren, hetzij om in winterperioden beschikbaar te zijn voor binnenlandse vraag, hetzij om exportkansen te benutten. De benodigde tijd om centrales te deconserveren verschilt onderling zeer, variërend van twee weken tot vele maanden jaren.

In figuur 5 wordt de omvang van het geconserveerd en het te conserveren vermogen in Nederland weergegeven, zoals dat bij TenneT bekend is in het eerste halfjaar van 2015 en zoals dat is gebaseerd op concrete informatie van producenten. Dit is voornamelijk gasvermogen en het betreft enerzijds reeds geconserveerd vermogen (4,3 GW in 2015) en anderzijds het door producenten ingeschat vermogen ter conservering vanaf 2016 tot aan 2025 ter grootte van tezamen 6,7 GW.



**Figuur 5. Ontwikkeling van het door producenten aangegeven geconserveerd of te conserveren vermogen**

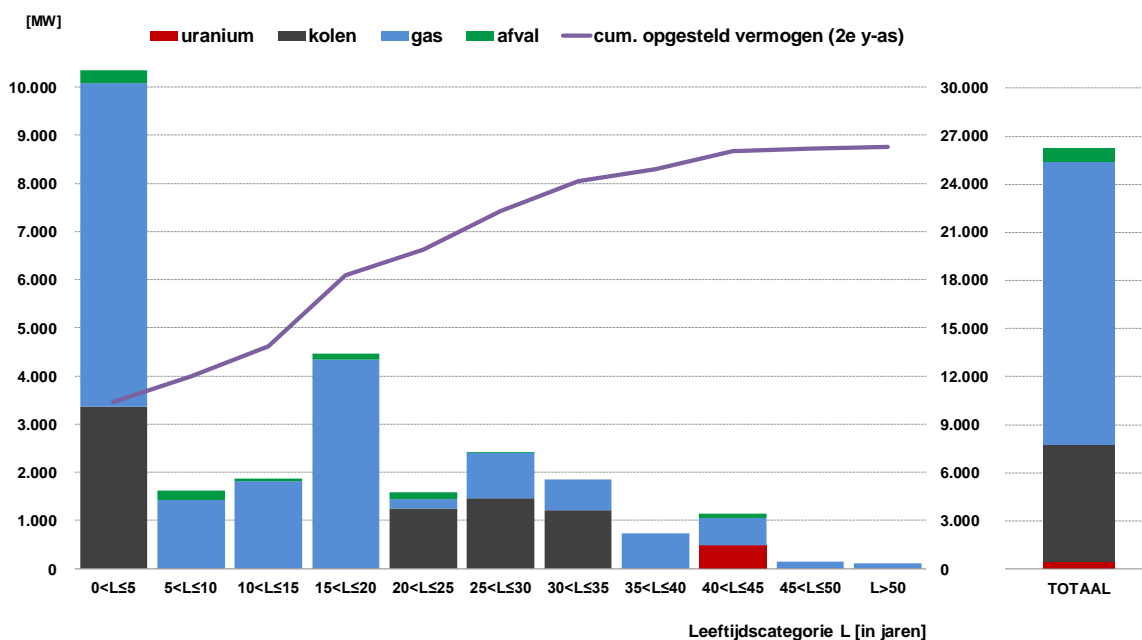
In figuur 5 is het totaal geconserveerd vermogen in 2015 (4,3 GW) opgesplitst in ouder vermogen en nieuwer vermogen. Dit nieuwer vermogen is (om)gebouwd na 2004 en representeert 2,5 GW (lichtblauwe staafjes in grafiek).

Producenten hebben voor de periode rond 2020 concreet aangegeven, dat deze 2,5 GW in aanmerking komt voor mogelijke deconservering in 2019 (1,7 GW) en in 2020 (0,8 GW), de groene staafjes. Verdere mogelijkheden voor deconservering, zoals deconservering van kleinschalig en ouder grootschalig vermogen, zijn niet in deze figuur opgenomen.

Deze mogelijkheden voor deconservering, ofwel de verruiming van operationeel vermogen, zijn bij deze monitoring van de leveringszekerheid niet op voorhand meegenomen in de berekeningen voor de analyse.

#### Leeftijdsopbouw thermisch productievermogen

In principe komt ouder productievermogen bij bepaalde omstandigheden als eerste in aanmerking voor amovering of conservering. In figuur 6 is voor alle huidige thermische eenheden groter dan 5 MW de leeftijdsopbouw per brandstofsoort gepresenteerd. De naar vermogen gewogen gemiddelde leeftijd van het productiepark vanaf 1-1-2015 bedroeg op 1-1-2015 ruim 15 jaar.



**Figuur 6. Leeftijdsopbouw van het Nederlands productievermogen thermische eenheden groter dan 5 MW per brandstofsoort per 1-1-2015**

De omvang van het thermisch productiepark groter dan 5 MW dat per 1-1-2015 een leeftijd had van 30 jaar of ouder is 4,0 GW. Hiervan werd 0,4 GW gasgestookt vermogen concreet aangekondigd om te worden geamoveerd tussen 2016 en 2027, naast de voorziene uitbedrijfneming van het in het Energieakkoord genoemde kolenvermogen. Van het huidige niet-operationele gasvermogen ter grootte van 4,2 GW is 0,9 GW ouder dan 30 jaren..

### 3.2.2 Zon-PV en windvermogen

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen (stroming) is hoofdzakelijk gebaseerd op de Structuurvisie Windenergie op Land (TK 33612, april 2014), Rijksstructuurvisie Wind op zee (september 2014), het Energieakkoord voor duurzame groei (SER, 2013) en de Nationale Energieverkenningen 2014.

#### Zon-PV

Het opgesteld zon-PV vermogen eind 2013 is volgens het CBS 739 MW, waarmee ongeveer 0,5 procent van het elektriciteitsvraag wordt ingevuld. Aangenomen wordt, dat ook in de komende jaren de groei van zon-PV zal blijven aanhouden. Uitgangspunt is dat zon-PV doorgroeit tot 6.500 MW in 2022 conform het vastgestelde beleidsscenario uit de Nationale Energieverkenning 2014 (NEV), dat voor de monitoring per 2023 wordt aangehouden.

#### Windvermogen op land

In 2013 is volgens het CBS het windvermogen in Nederland met 280 MW toegenomen tot 2.485 MW. Daarna is in 2014 het windvermogen op land minder hard gegroeid dan eerder geprognosticeerd; de groei van windvermogen op land in 2014 wordt door het CBS voorlopig op 140 MW geschat.

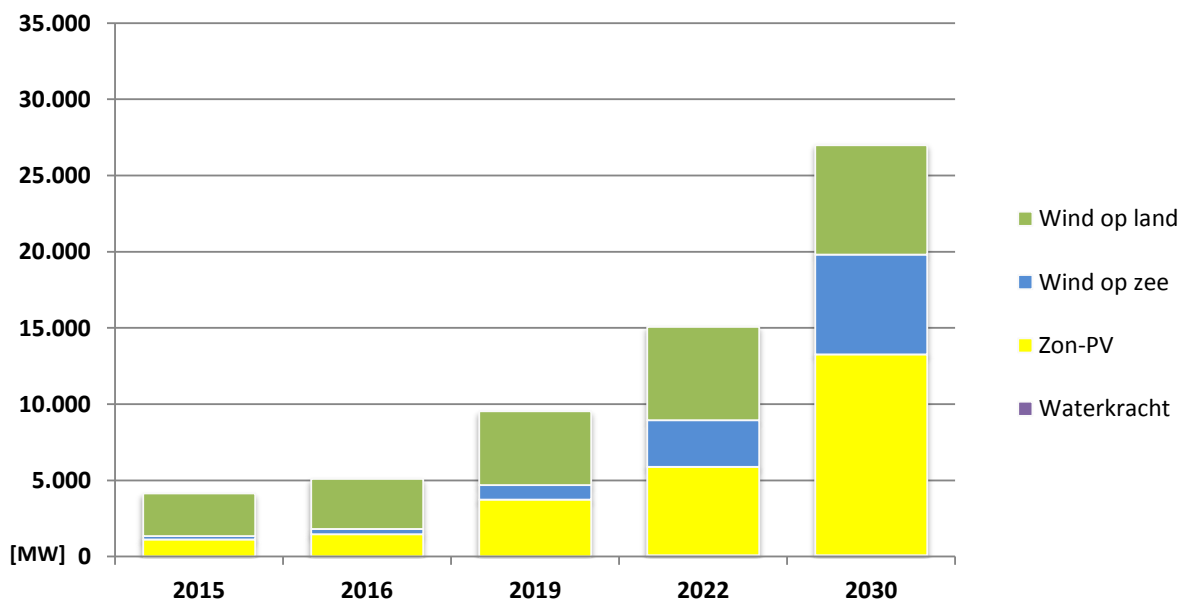
In maart 2014 heeft het kabinet de Structuurvisie Windenergie op land vastgesteld. Met deze vaststelling is het ruimtelijk beleid voor het realiseren van tenminste 6.000 MW windenergie op land in 2020 van kracht geworden. Belangrijk onderdeel van de structuurvisie zijn de resultaatafspraken met de provincies over het plaatsen van de 6.000 MW windvermogen. In aanvulling op de structuurvisie zijn in het Energieakkoord voor duurzame groei (SER, 2013) door de overheid met verdere belanghebbenden afspraken gemaakt over realisatie. Het genoemde "vastgesteld beleid" de NEV 2014 wordt gehanteerd om het windvermogen op land voor de zichtperiode richting 2030 te kwantificeren.

#### Windvermogen op zee

Sinds 2009 heeft geen uitbreiding van windvermogen op de Noordzee plaatsgevonden, waardoor het totaal geïnstalleerd windvermogen is gehandhaafd op 228 MW. Momenteel wordt verwacht dat windpark Luchterduinen voor de kust van Noordwijk ter grootte van 129 MW eind 2015 productief wordt. Daarnaast worden twee windparken in aanbouw met een totaal vermogen van 600 MW ten noorden van de Waddeneilanden naar verwachting eind 2017 in bedrijf genomen.

Identiek aan de Structuurvisie Wind op land heeft de Nederlandse overheid met de Rijksstructuurvisie Wind op Zee het ruimtelijk kader vastgesteld voor de realisatie van offshore windparken. Op basis van het energieakkoord is de verwachting dat de realisatie van projecten een doorlooptijd van vier jaar kent. In deze structuurvisie zijn de keuzes vastgelegd voor gebieden "voor de Hollandse Kust" en "Ten Noorden van de Waddeneilanden" voor tezamen 6 GW in 2030. In het Energieakkoord wordt uitgegaan van een opschaling naar een operationeel windvermogen op zee van 4.450 MW in 2023.

### Opgesteld vermogen 2015-2030 - stroming



**Figuur 7. Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (stroming) in de periode 2015 tot 2030**

In figuur 7 wordt de ontwikkeling van het opgesteld vermogen van stromingsbronnen weergegeven vanaf 2015 tot en met zichtjaar 2030 als de uitgangspunten voor de monitoring.



### 3.2.3 Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen

Tabel 4 geeft een overzicht van de ontwikkeling van het opgestelde vermogen, waarbij de waarden bij het vermelde jaar geldig zijn per 1 januari. Vanwege het karakter van het monitoren van de leveringszekerheid, waarbij er grote mate van zekerheid moet bestaan ten aanzien van de beschikbaarheid van vermogen, wordt de inbedrijfname van nieuw productievermogen in de loop van een kalenderjaar in het eerstvolgende jaar meegenomen.

**Tabel 2: ontwikkeling opgesteld vermogen**

jaar	operationeel vermogen			niet operationeel vermogen (mothball) GW	wijzigingen in operationeel vermogen per tijdvak						
	totaal GW	stromings bronnen GW	thermisch GW		thermisch				stroming	totaal	
					nieuw GW	mothball GW	amovering GW	saldo GW	saldo GW	saldi GW	
2013	26,5	2,8	23,7	0,8	1,9	-0,2	-2,8	-1,1	0,4	-0,8	
2014	28,7	3,5	25,2	2,7	3,6	-1,9	-0,2	1,5	0,7	2,2	
2015	29,0	4,2	24,9	4,3	1,6	-1,6	-0,4	-0,3	0,7	0,3	
2016	27,5	5,1	22,4	4,7	0,0	-0,4	-2,1	-2,5	1,0	-1,5	
2019	30,7	9,5	21,1	5,1	0,3	-0,4	-1,2	-1,3	4,4	3,1	
2022	35,0	15,1	19,9	6,2	0,1	-1,1	-0,2	-1,2	5,5	4,4	
2030	45,5	27,0	18,5	6,8	0,0	-0,5	-0,9	-1,5	11,9	10,5	

Het binnenlandse aanbod is in tabel 2 onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Met niet-operationeel vermogen wordt vermogen bedoeld dat is geconserveerd (het zogenaamd mottenballen vermogen). Het operationele vermogen is nader uitgesplitst naar stromingsbronnen (PV-, waterkracht- en windvermogen) en thermisch vermogen.

Naast de totale hoeveelheden operationeel en niet-operationeel vermogen zijn rechts in de tabel de *jaarlijkse mutaties* (toename of afname per jaar) in operationeel vermogen weergegeven voor de categorieën thermisch, stroming en totaal. Daarbij is de categorie thermisch, wat staat voor het thermisch proces van elektriciteitsopwekking, verder uitgesplitst in nieuw, geconserveerd en geamoveerd vermogen.

## 4. Resultaten analyse leveringszekerheid

### 4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de uitkomsten van de leveringszekerheidsanalyses op basis van de LOLE-methodiek gepresenteerd. Deze uitkomsten geven de mate aan waarin het binnenlandse aanbod in staat is om aan de binnenlandse vraag te kunnen voldoen. In paragraaf 4.2 wordt de LOLE-methodiek kort toegelicht.

De monitoringanalyse is omgeven door een aantal onzekerheden. Om de gevolgen van onzekerheden op de uitkomsten van de analyse te kwantificeren zijn daarom, evenals bij de voorgaande monitoring, naast de basisvariant een aantal gevoeligheidsvarianten beschouwd met alternatieve aannames ten aanzien van parameters die onzeker zijn en tegelijkertijd een grote invloed hebben op de uitkomsten.

De **basisvariant** is een variant met onderbouwde aannames voor vraag en aanbod, welke het uitgangspunt is voor de gevoeligheidsvarianten. De uitkomsten worden gepresenteerd in paragraaf 4.3.

De **eerste gevoeligheidsvariant (gevoeligheidsvariant A)** betreft een gewijzigde aanname ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen. In de basisvariant worden niet beschikbaarheden verondersteld zoals deze door de producenten in het kader van deze monitoring zijn opgegeven. Omdat de opgegeven niet-beschikbaarheden na 2016 lager zijn ingeschat dan de historisch gerealiseerde waarden, is geanalyseerd wat de gevoeligheid van de uitkomsten is voor een slechtere beschikbaarheid, d.w.z. een hogere niet-beschikbaarheid, van de productiemiddelen op de langetermijn. De uitkomsten van hiervan worden in paragraaf 4.4 besproken.

Het langetermijn beeld ten aanzien van het aanbod van operationeel vermogen blijft, evenals in voorgaande jaren, onzeker. In een **tweede gevoeligheidsvariant (gevoeligheidsvariant B)** worden daarom onzekerheden ten aanzien van de in de toekomst beschikbare hoeveelheid thermisch productievermogen geadresseerd.

Sinds de financiële en economische crises vanaf 2008 is er inmiddels totaal 14,0 GW nieuw vermogen voor elektriciteitsopwekking geïnstalleerd, waarvan ruim 8 GW gasvermogen. In dezelfde periode werd er ook ruim 4,6 GW geamoveerd en 4,2 GW geconserveerd. Gezien de lastige economische omstandigheden voor met name gasgestookt vermogen in Nederland en het feit dat het productiepark aanzienlijk is verjongd, is het aannemelijk dat er geen nieuwe initiatieven voor nieuwbouw van substantieel opwekvermogen zijn aangekondigd naast de huidige plannen voor 0,5 GW. In het nabije verleden was er sprake van onzekerheden ten aanzien van de vele aangekondigde plannen voor nieuwbouw van productievermogen dat in de toekomst zou worden gerealiseerd. In de huidige monitoring is gevoeligheidsvariant B gebaseerd op een kleiner aandeel van opgesteld vermogen door te veronderstellen, dat de marktomstandigheden producenten nopen tot het extra uit bedrijf nemen van opgesteld vermogen (0,94 GW), bovenop de in 2015 aangekondigde amoveringen voor gasvermogen (1,8 GW), uitfaserend kolenvermogen (2,7 GW) en de beoogde conserveringen vanaf 2016 (2,4 GW). Hierbij wordt het deconserveren van 0,8 GW in 2020 buiten deze gevoeligheidsvariant gehouden, vermogen van een centrale die in 2015 werd geconserveerd. Daarnaast is er geen zekerheid of, en op welk moment, het overige niet-operationele vermogen zal worden gedeconserveerd op de langetermijn,

of dat er nog tot meer amoveringen van vermogen zal worden besloten dan tot nu toe werd aangegeven door producenten.

In gevoeligheidsvariant B wordt een scenario doorgerekend, waarin extra gasgestookte installaties voor (thermische) elektriciteitsopwekking ouder dan 30 jaren worden stilgelegd ter grootte van 0,9 GW.

Overigens wordt in alle varianten het oudere kolenvermogen volgens het Energieakkoord uitgefaseerd. De resultaten van gevoeligheidsvariant B worden gepresenteerd in paragraaf 4.5.

Zoals beschreven in hoofdstuk 3.2 wordt in komende jaren een grote toename verondersteld van het zon-PV en windvermogen. In de monitoring wordt rekening gehouden met een capaciteitsbijdrage, gebaseerd op conservatieve schattingen betreffende de te verwachten beschikbaarheid voor deze types vermogen. Uit gebeurtenissen in het Duitse net in februari 2012 is gebleken, dat zelfs deze aannames tot een overschatting van de capaciteitsbijdrage uit zon-PV en wind kunnen leiden. Om deze reden is een **derde gevoeligheidsvariant (gevoeligheidsvariant C)** doorgerekend waarin aanvullend op de aannames van variant B, er geen capaciteitsbijdrage uit zon-PV wordt verondersteld en er wordt gerekend met een maximale capaciteitsbijdrage uit windvermogen van circa 10%. De uitkomsten van gevoeligheidsvariant C zijn samengevat in paragraaf 4.6.

In paragraaf 4.7 wordt een variant doorgerekend met een hoge elektriciteitsvraag. Deze **vierde gevoeligheidsvariant (gevoeligheidsvariant D)** is gebaseerd op variant A, waarbij de hogere vraag wordt gecombineerd met het aanbod zoals door producenten opgegeven, waarbij wel een hogere niet-beschikbaarheid van vermogen wordt verondersteld dan door producenten is opgegeven. In dit scenario Hoog wordt verondersteld, dat marktpartijen besluiten geen extra vermogen te conserveren vanwege juist die hogere vraag.

Paragraaf 4.8 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B, C en D weer in de vorm van *firm* vermogensoverschotten in een grafiek met daarin ook de in paragraaf 3.2 benoemde omvang van het vermogen dat voor mogelijke deconservering werd aangegeven.

In paragraaf 4.9 worden de uitkomsten van de onderzochte varianten vergeleken met de beschikbare transportcapaciteit voor importen en exporten. Aanvullend wordt in paragraaf 4.10 een overzicht gegeven van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden. In paragraaf 4.11 wordt een vooruitzicht op het jaar 2030 gegeven op basis van voorzichtige aannames en indicatieve opgaven van producenten.

Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van stromingsbronnen (wind en zon). De energiemix van landen bevat dan ook steeds meer van deze zogenaamde *renewables*. Dit stelt hogere eisen aan de beschikbaarheid van flexibel vermogen of andere mogelijkheden om plotselinge grote schommelingen in de momentaan aangeboden hoeveelheid elektriciteit op te vangen. Mede gezien het feit dat er door deze toename van *renewables* een sterke toename in de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien. Om die reden werkt TenneT, aanvullend op de nationale analyses, samen met collega TSO's, in verschillende samenwerkingsverbanden, aan de ontwikkeling van van geavanceerde regionale beoordelingsmodellen en gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses. Een belangrijke mijlpaal

is gezet in maart van dit jaar, waar de TSO's, samenwerkend binnen het Pentalaterale Energieform (PLEF), een regionale leveringszekerheidsstudie op basis van een nieuw ontwikkeld geavanceerd regionaal model hebben gepubliceerd. In deze editie van de monitoring wordt, naast de gebruikelijke rapportage, voor het eerst een korte analyse, met gebruikmaking van het nieuwe regionale beoordelingsmodel, toegelicht. De verwachting is, dat het regionale model in de komende jaren een steeds belangrijkere rol gaat vervullen bij de nationale monitoring van de leveringszekerheid. Een korte beschrijving van de PLEF analyse en de eerste toepassing van het regionale model wordt gegeven in hoofdstuk 4.12.

## 4.2 LOLE-methodiek

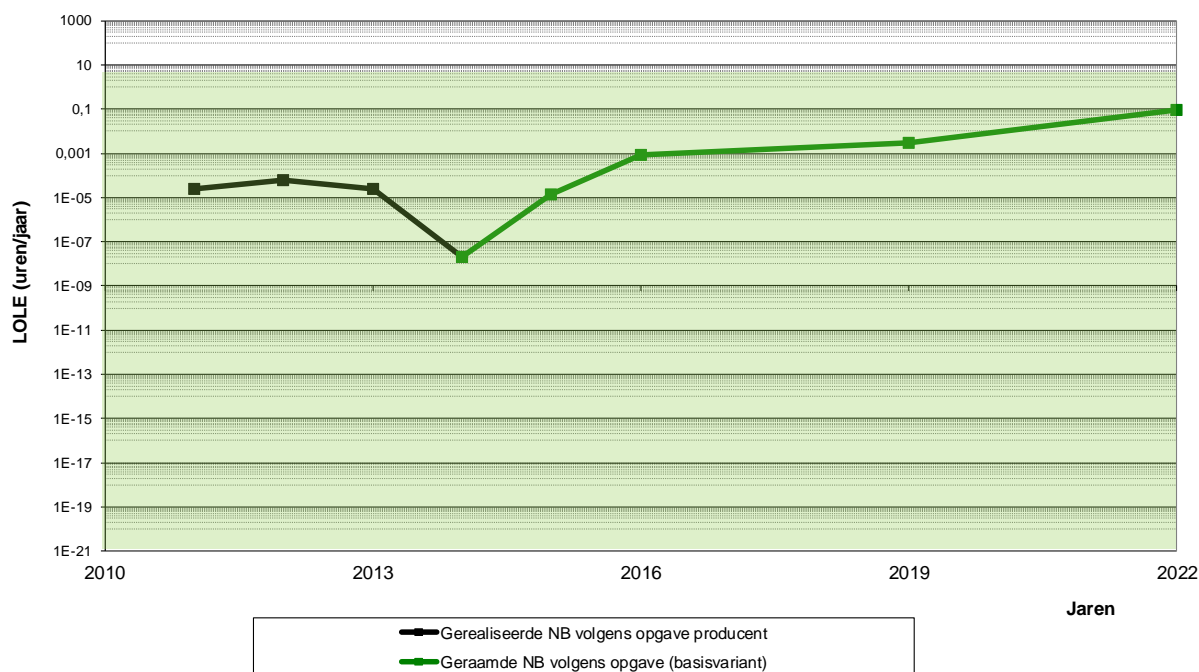
De LOLE-methodiek wordt internationaal breed toegepast ter bepaling van de adequaatheid van elektriciteitssystemen. De uitkomst van deze probabilistische methode is een verwachtingswaarde voor het aantal uren per jaar dat met de beschikbare productiecapaciteit niet aan de vraag zal kunnen worden voldaan, de zogenaamde *Loss of Load Expectation* (afgekort LOLE). Als criterium voor de adequaatheid van een systeem wordt een maximale LOLE-waarde gehanteerd: het aanvaardbaar geachte risico dat gedurende een bepaalde hoeveelheid uren per jaar niet aan de vraag zou kunnen worden voldaan; deze waarde vertaalt zich eenduidig in de hoeveelheid ten minste vereiste productievermogen.

Criteria voor de betrouwbaarheid van capaciteit-gelimiteerde elektriciteitsproductiesystemen, zoals ook in Nederland het geval is, zijn meestal gebaseerd op macro-economische beschouwingen waarin wordt ingegaan op de maatschappelijke schade als gevolg van een stroomonderbreking. Door deze kosten te vergelijken met de kosten voor investeringen in extra productiecapaciteit kan het gewenste betrouwbaarheidsniveau worden bepaald. De gehanteerde norm voor de berekeningen van het Nederlandse systeem bedraagt 4 uren.

In dit hoofdstuk worden de modeluitkomsten van verschillende berekeningsvarianten per jaar op een aantal manieren gepresenteerd. Per variant wordt eerst de berekende LOLE-waarde in uren per jaar gepresenteerd. Daaruit kan al worden opgemaakt of er sprake is van een tekort (LOLE-waarde overschrijdt de gehanteerde norm) of een surplus (LOLE-waarde is kleiner dan de gehanteerde norm). Daarnaast worden er per variant capaciteitswaarden gepresenteerd die de mate van het tekort of het surplus aangeven. In het geval van een tekort vertellen deze waarden hoeveel capaciteit er aan het systeem moet worden toegevoegd (of gecontracteerd vanuit omliggende systemen) om precies aan het betrouwbaarheids criterium te voldoen. Bij een surplus geven de waarden aan hoeveel capaciteit er maximaal uit het systeem kan worden verwijderd (of verkocht naar omliggende systemen), zodat nog precies aan het criterium wordt voldaan.

### 4.3 Hoofresultaten monitoring 2014-2022 (basisvariant)

In figuur 8 zijn de resultaten van de basisvariant van de monitoring 2014-2022 samengevat. In de figuur is het voldoen aan de gehanteerde 4-uursnorm met een groen vlak aangegeven. De lijn representeert de berekende LOLE-waarden. Het zwarte deel van de lijn representeert de berekende gerealiseerde waarden voor de periode 2011-2014. De groen lijn is de LOLE na 2014.



**Figuur 8. hoofresultaat monitoring 2013-2021 (basisvariant)**

Uit figuur 8 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 waarbij de niet-beschikbaarheid gerelateerd aan de niet-beschikbaarheid van brandstof niet kon worden beschouwd. Door inbedrijfname van nieuw productievermogen in de loop van 2013 en 2014 neemt 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).

Tabel 3 geeft in aanvulling op de in figuur 8 gepresenteerde berekeningsuitkomsten nadere informatie over de ontwikkeling van de binnenlandse vraag en de ontwikkeling van het binnenlandse aanbod in de basisvariant. Het binnenlandse aanbod is daarbij onderverdeeld in operationeel en niet operationeel

vermogen. Het operationele vermogen is nader uitgesplitst naar thermisch vermogen (met uitzondering van *waste*<sup>3</sup>), stromingsbronnen (zon-PV-, waterkracht- en voornamelijk windvermogen) en overig vermogen (hoofdzakelijk *waste*).

**Tabel 3: hoofdresultaten monitoring, realisatie 2011-2014 en prognose 2015-2022 met niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen volgens opgave door de producenten (basisvariant)**

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	GW		
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

*Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen*

In de tabel 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 à 1,30 MW equivalente productiecapaciteit nodig is per 1,00 MW *firm* capaciteit.

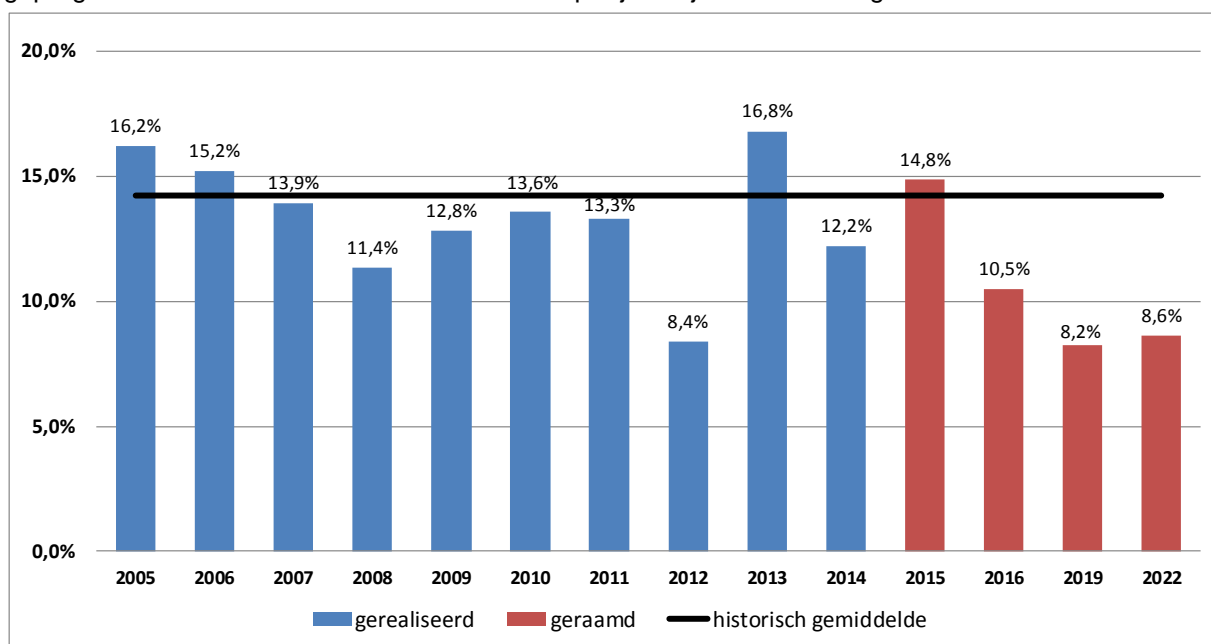
Uit tabel 3 blijkt dat het *firm* vermogenssurplus (*firm* negatief vermogenstekort) slinkt in de periode van 2014 tot aan 2022, waarbij de LOLE oploopt tot 0,1 uur in 2022. Dit komt voornamelijk doordat het thermisch operationeel vermogen afneemt, bij een gematigd toenemende elektriciteitsvraag. De gigantische 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.

<sup>3</sup> *waste*: afval en biomassa voor opwekking elektriciteit

## 4.4 Gevoeligheid voor de niet-beschikbaarheid van productie-eenheden (gevoeligheidsvariant A)

Een belangrijk uitgangspunt voor de berekeningen vormen de aannames, die worden gedaan ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen als gevolg van storingen, onderhoud en revisies. Deze hebben een grote invloed op de uitkomsten; immers een hogere niet-beschikbaarheid heeft tot gevolg dat minder vermogen beschikbaar is om te voorzien in de vraag. TenneT vraagt elektriciteitsproducenten om niet-beschikbaarheidscijfers van de afzonderlijke productiemiddelen ter beschikking te stellen. De in het verleden gerealiseerde en de door producenten geprognosticeerde niet-beschikbaarheid in uren per jaar zijn verwerkt in figuur 9.

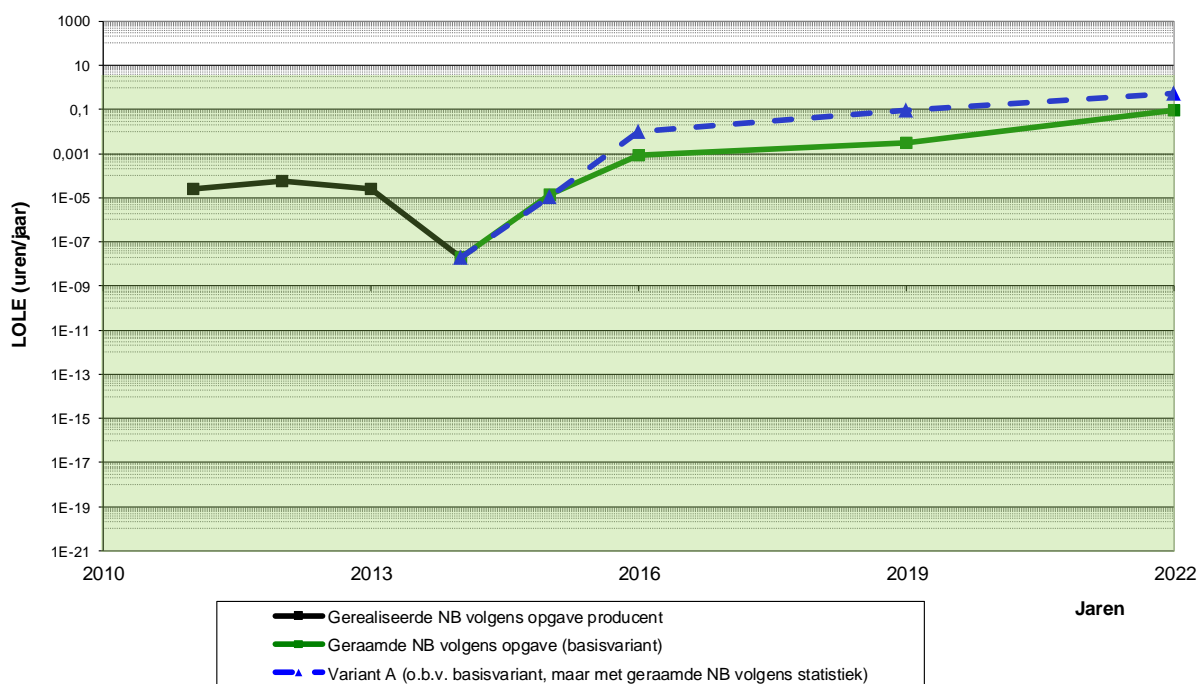


**Figuur 9. gerealiseerde en geraamde niet-beschikbaarheid van productievermogen [%]**

De zwarte lijn geeft het historische gemiddelde van de niet-beschikbaarheid van productievermogen weer (14%). Het valt op dat in het jaar 2014 een relatief lage gemiddelde niet-beschikbaarheid van 12,2% is gerealiseerd, aangezien in de vorige monitoring deze werd geschat op 19,9% voor 2014. De ramingen van niet-beschikbaarheid van productievermogen vanaf 2015 komen in de buurt van het historische gemiddelde. De traditioneel lagere raming van niet-beschikbaarheid op de langetermijn is kennelijk een weerspiegeling van de onzekerheden ten aanzien van het ramen van de beschikbaarheid van productiemiddelen.

Vanwege geconstateerde verschillen tussen de door producenten geraamde en gerealiseerde niet-beschikbaarheidscijfers van productievermogen is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd in aanvulling op de basisvariant. Hierbij is niet uitgegaan van de niet-beschikbaarheidscijfers volgens de recente informatie van elektriciteitsproducenten, maar van niet-beschikbaarheidscijfers die zijn gebaseerd op het historische gemiddelde voor alle zichtjaren (variant A).





**Figuur 10. resultaten monitoring 2014-2022 (basisvariant en gevoeligheidsvariant A)**

In aanvulling op de eerder gepresenteerde hoofdresultaten in de basisvariant zijn in figuur 10 - met de gestippelde blauwe lijn - de LOLE-resultaten weergegeven van variant A, de variant met beschikbaarheden op basis van historische gerealiseerde waarden. Deze LOLE-resultaten zijn na 2015 ongunstiger, vanwege juist de gekozen variabele om rekening te houden met een minder gunstige raming van de niet-beschikbaarheid van vermogen; dit ten opzichte van die volgens producenten (groene curve). Tabel 4 geeft getalsmatig de resultaten van deze gevoeligheidsvariant weer met daarin de berekende vermogenstekorten op basis van de LOLE-norm van 4 uren.

**Tabel 4: resultaten monitoring, realisatie 2011-2014 en prognose 2015-2022 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis historische statistieken (gevoeligheidsvariant A)**

jaar	vraag	niet operationeel vermogen	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. hist. statistiek	firm vermogens-tekort
	totaal		totaal	stromings-bronnen	thermisch (m.u.v. waste)	overige (o.a. waste)		
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	h	GW
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	-3,9
2016	113,4	4,7	27,5	5,1	21,3	1,1	0,01	-2,0
2019	113,8	5,1	30,7	9,5	19,9	1,2	0,09	-1,3
2022	114,9	6,2	35,0	15,1	18,7	1,2	0,52	-0,8

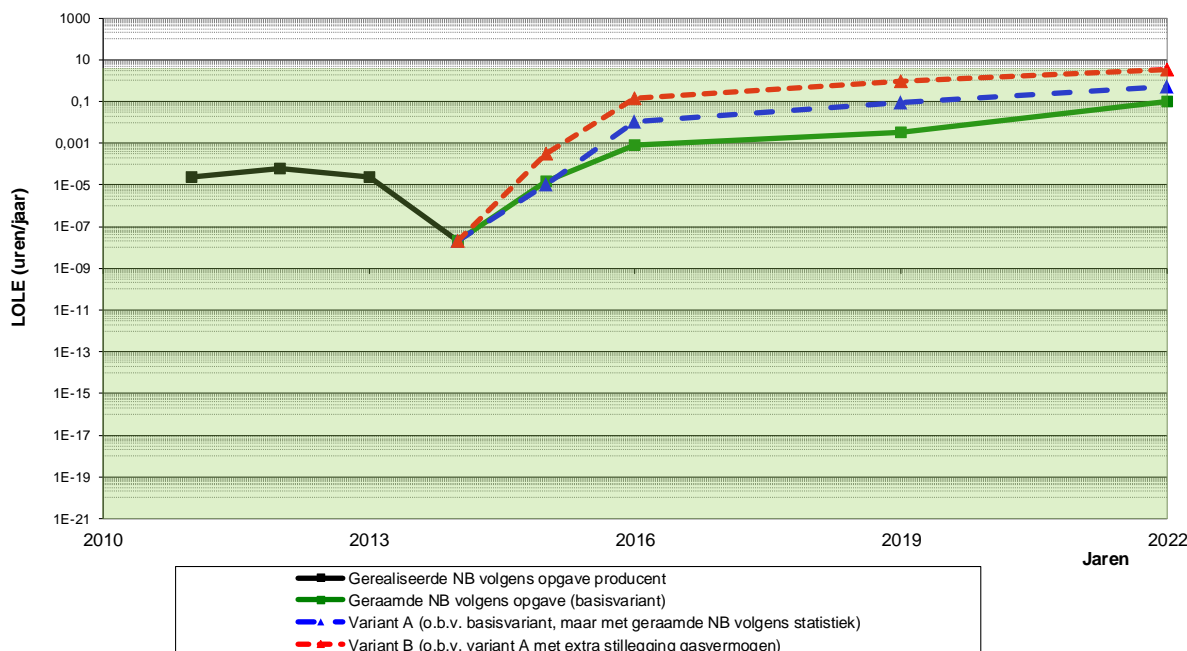
In gevoeligheidsvariant A treedt op de lange termijn ten opzichte van de basisvariant een minder groot surplus op als gevolg van de variabele met een hogere niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen.

Zo is er in het jaar 2016 sprake van een negatief *firm* vermogenstekort (ofwel een vermogenoverschot) van 2,0 GW, tegenover een *firm* vermogenssurplus van 2,5 GW in de basisvariant.

## 4.5 Gevoeligheid voor vermindering van productievermogen (gevoeligheidsvariant B)

Zoals in de inleiding van dit hoofdstuk werd beschreven, wordt een op variant A gebaseerde gevoeligheidsvariant B doorgerekend met een kleiner aandeel van gasvermogen in het productiepark.

De gevoeligheidsvariant B is gebaseerd op een kleiner aandeel van opgesteld vermogen door te veronderstellen, dat de marktomstandigheden producenten nopen tot het extra uit bedrijf nemen van opgesteld vermogen (0,94 GW). Dit is een scenario, waarin gasgestookte installaties voor (thermische) elektriciteitsopwekking ouder dan 30 jaren worden stilgelegd. Deze 0,94 GW komt bovenop de in 2015 aangekondigde amoveringen voor gasvermogen (1,8 GW), udfaserend kolenvermogen (2,7 GW) en de beoogde conserveringen vanaf 2016 (2,4 GW). Hierbij wordt het deconserveren van 0,8 GW in 2020 buiten deze gevoeligheidsvariant gehouden, vermogen van een centrale die in 2015 werd geconserveerd. Daarnaast is er geen zekerheid of, en op welk moment, het overige niet-operationele vermogen zal worden gedeconserveerd op de langetermijn, of dat er nog tot meer amoveringen van vermogen zal worden besloten dan tot nu toe werd aangegeven door producenten. In deze monitoring wordt verder nog rekening gehouden met in totaal circa 0,5 GW voorgenomen nieuwbouw van kleinschalig thermisch productievermogen in de rapportageperiode vanaf 2015 tot en met 2022.



**Figuur 11. resultaten monitoring 2014-2022 (basisvariant en gevoeligheidsvarianten A en B)**

In figuur 11 zijn de resultaten van deze gevoeligheidsberekening naast de eerder gepresenteerde variantresultaten weergegeven. De LOLE-resultaten laten zien dat in deze variant de norm van 4 uren

per jaar bijna wordt overschreden in steekjaar 2022, namelijk 3,26 uren. In tabel 5 zijn de resultaten getalsmatig weergegeven.

**Tabel 5: resultaten monitoring, realisatie 2011-2014 en prognose 2015-2022 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en stillegging van gasgestookte eenheden ouder dan 30 jaren (gevoeligheidsvariant B)**

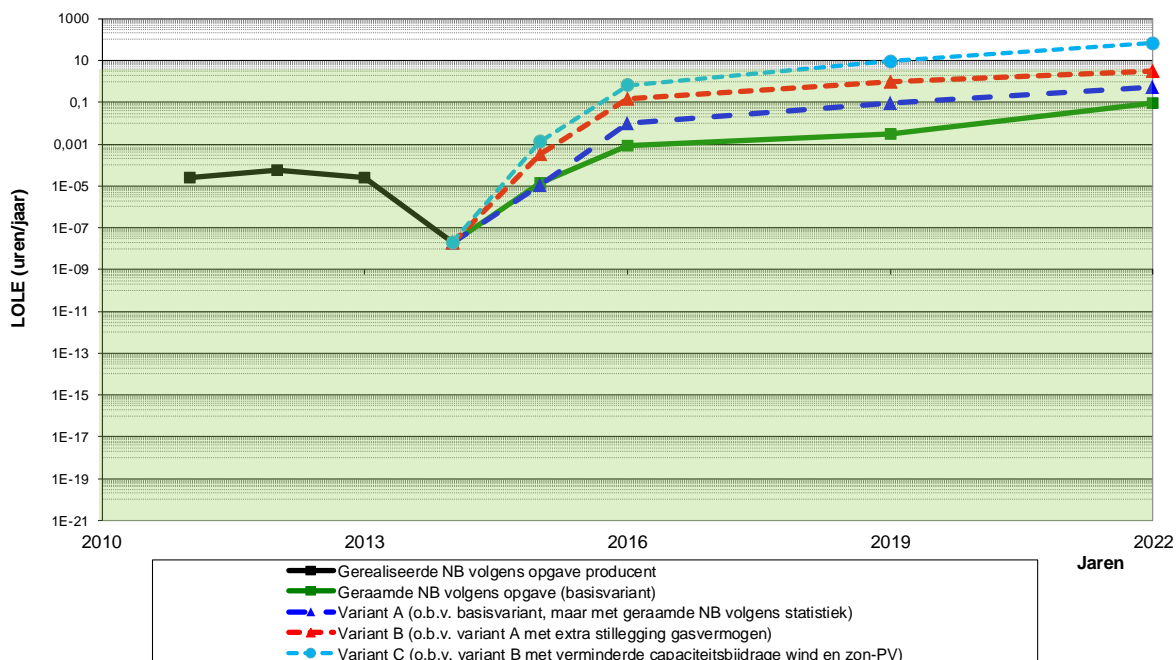
jaar	vraag		niet operationeel vermogen	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. hist. statistiek	firm vermogens-tekort
	totaal			totaal	stromings-bronnen	thermisch (m.u.v. waste)	overige (o.a. waste)		
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	h	GW	
2011	118,2	0,0	26,3	2,4	23,1	0,8	0,00	-3,2	
2012	115,9	0,5	27,3	2,5	24,0	0,8	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	28,1	4,2	22,8	1,1	0,00	-3,0	
2016	113,4	4,7	26,6	5,1	20,4	1,1	0,15	-1,2	
2019	113,8	5,1	29,8	9,5	19,1	1,2	0,92	-0,6	
2022	114,9	6,2	34,2	15,1	17,9	1,2	3,26	-0,1	

Uit deze resultaten blijkt dat er in alle jaren nog steeds sprake is van een *firm* vermogenssurplus. Het *firm* vermogenssurplus vermindert in 2015 met circa 0,85 GW tot een waarde van 3,0 GW. In de jaren 2016, 2019 en 2022 is er sprake van een vermindering met circa 0,7 GW tot waarden van respectievelijk 1,2 GW, 0,6 GW en 0,1 GW. Hieruit kan worden geconcludeerd dat, indien het oudere kolenvermogen (Energieakkoord) plus het oudere gasvermogen (ouder dan 30 jaren) niet tot het operationeel vermogen worden meegerekend en het overig thermisch operationeel vermogen een slechtere beschikbaarheid zou hebben, er tot het einde van 2022 net voldoende binnenlands aanbod operationeel is om te voorzien in de Nederlandse elektriciteitsvraag.

#### 4.6 Gevoeligheid voor extreme lage productie uit wind- en PV-vermogen (gevoeligheidsvariant C)

Zoals beschreven in paragraaf 4.1 is een gevoeligheidsvariant gedefinieerd, waarin naar aanleiding van opgedane ervaringen in het Duitse net met een lagere capaciteitsbijdrage van wind (10%) en PV productievermogen (0%) wordt gerekend. Deze variant C is verder gebaseerd op de uitgangspunten voor gevoeligheidsvariant B, waarin een verslechterde beschikbaarheid van thermisch vermogen en een lager aandeel van gasgestookt opgesteld vermogen werden verondersteld.

De resultaten van deze gevoeligheidsberekening zijn samengevat in figuur 12 en tabel 6.



Figuur 12. resultaten monitoring 2014-2022 (basisvariant en gevoeligheidsvarianten A, B en C)

Uit de resultaten blijkt dat in deze variant C de LOLE-norm van 4 uren wordt overschreden in de jaren 2019 en 2022 met LOLE-waarden van 9,05 uur en 68,4 uur in de betreffende jaren. De lichtblauwe stippellijn treedt in de grafiek met logaritmische schaal dan buiten het groene vlak.

Tabel 6: resultaten monitoring, realisatie 2011-2014 en prognose 2015-2022 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken (gevoeligheidsvariant A), stillegging van gasgestookte eenheden ouder dan 30 jaren (gevoeligheidsvariant B) en lage productie uit wind- en zon-PV vermogen (gevoeligheidsvariant C)

jaar	vraag	niet operationeel vermogen	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. hist. statistiek	firm vermogens-tekort
	totaal		totaal	stromingsbronnen	thermisch (m.u.v. waste)	overige (o.a. waste)		
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	h	GW
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	28,1	4,2	22,8	1,1	0,00	-2,6
2016	113,4	4,7	26,6	5,1	20,4	1,1	0,66	-0,6
2019	113,8	5,1	29,8	9,5	19,1	1,2	9,05	0,4
2022	114,9	6,2	34,2	15,1	17,9	1,2	68,40	1,3

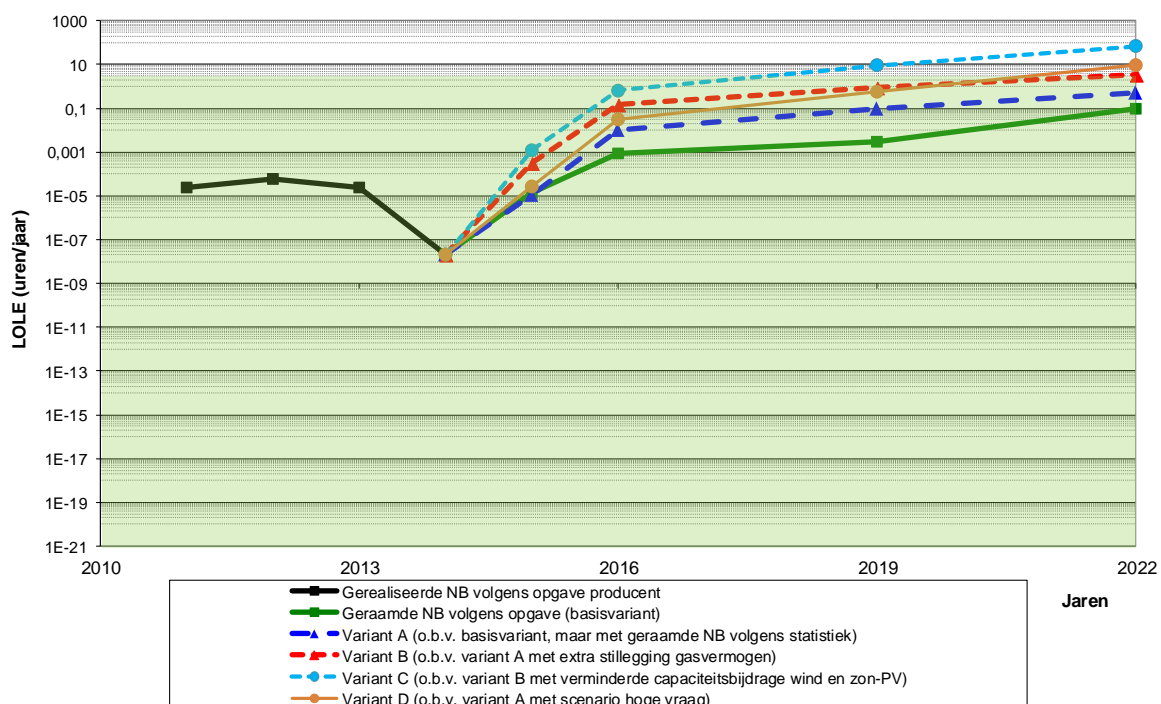
Het firm vermogenssurplus in 2015 vermindert met 0,4 GW ten opzichte van variant B tot een waarde van 2,6 GW. In 2019 en 2022 zijn de vermogensoverschotten uit de voorgaande varianten verdwenen, want de berekeningen voor variant C laten voor deze jaren een firm vermogenstekort zien van 0,4 GW respectievelijk 1,3 GW.

Gegeven de uitgangspunten in deze variant, waarbij met een lager operationeel thermisch vermogen

(zonder ouder gasgestookt) en met een slechtere bijdrage van het overig operationeel vermogen (thermisch en hernieuwbaar) wordt gerekend, is er tot 2019 net voldoende binnenlands operationeel aanbod om te voorzien in de Nederlandse elektriciteitsvraag. Variant C laat verder zien, dat er vanaf 2019 een vermogenstekort zal optreden van 0,4 GW oplopend tot 1,3 GW in 2022. Hierbij wordt het geconserveerd vermogen ter grootte van 6,2 GW niet gebruikt.

#### 4.7 Gevoeligheid voor een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant D)

Zoals beschreven in paragraaf 4.1 is ten opzichte van de vorige monitoring in deze analyse een extra gevoeligheidsvariant gedefinieerd, variant D. Deze variant is gebaseerd op variant A, waarbij de hogere vraag wordt gecombineerd met het aanbod zoals door producenten opgegeven, maar aanbod met een hogere niet-beschikbaarheid van vermogen. In dit scenario met hoge vraag wordt verondersteld dat marktpartijen besluiten om, naast het gemelde te conserveren vermogen, geen extra vermogen conserveren vanwege juist een hogere vraag.



**Figuur 13. resultaten monitoring 2014-2022 (basisvariant en gevoeligheidsvarianten A, B, C en D)**

In deze variant treedt er een probleem op in 2022, zie figuur 13. De LOLE-norm van 4 uren per jaar wordt overschreden tot 9,4 uren, wat een firm vermogenstekort representeert van 0,4 GW, zie tabel 7. Ook hier geldt, dat in deze periode het geconserveerd productievermogen ter grootte van 6,2 GW niet wordt gebruikt voor vergroting van het operationeel vermogen.

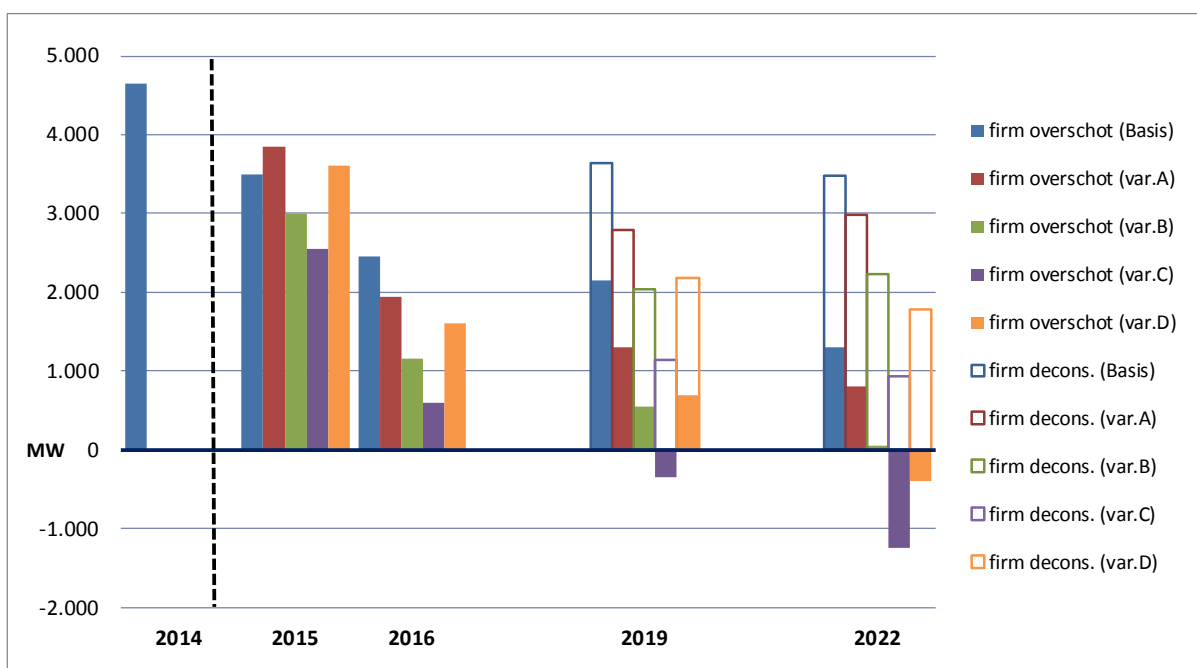
**Tabel 7: resultaten monitoring, realisatie 2011-2014 en prognose 2015-2022 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken (gevoeligheidsvariant A) en een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant D)**

jaar	vraag	niet operationeel vermogen	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. hist. statistiek	firm vermogens-tekort
	totaal		totaal	stromingsbronnen	thermisch (m.u.v. waste)	overige (o.a. waste)		
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	h	GW
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	114,9	4,3	29,0	4,2	23,8	1,1	0,00	-3,6
2016	115,7	4,7	27,5	5,1	21,3	1,1	0,03	-1,6
2019	118,4	5,1	30,7	9,5	19,9	1,2	0,60	-0,7
2022	123,3	6,2	35,0	15,1	18,7	1,2	9,39	0,4

#### 4.8 Resultaten van de basis- en gevoeligheidsvarianten in relatie tot mogelijkheden voor deconservering

Het contingent aan geconserveerd vermogen, zoals dat door producenten bij TenneT werd aangegeven, is in 2015 4,3 GW en zal oplopen naar 6,2 GW in 2022. Indien de situatie op de middellange- en langetermijn zodanig is, dat er sprake is van verdere vermogenskrapte of een vermogenstekort, dan doet zich de mogelijkheid voor, dat geconserveerd vermogen beschikbaar komt op de markt. Deconservering vergroot het operationeel vermogen.

Figuur 14 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B, C en D grafisch weer in de vorm van *firm* vermogensoverschotten tot en met het steekjaar 2022. In deze grafiek worden de berekende overschotten of tekorten afgezet tegen een concreet deel van het potentieel vermogen voor deconservering, zoals door producenten werd gerapporteerd.



**Figuur 14. Firm vermogenoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm plus het concreet firm vermogen voor deconservering voor de basis- en de gevoeligheidsvarianten tot en met steekjaar 2022**

Het in hoofdstuk 3.2 benoemde relatief nieuwe vermogen (2,5 GW), dat voor mogelijke deconservering werd aangegeven, is in de vorm van concreet *firm* vermogen voor deconservering weergegeven. Dit wil zeggen dat het vermogen van de betreffende productiemiddelen is verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid tot 2,18 GW. In figuur 14 wordt het resultaat in de vorm van de transparante staafjes weergegeven als de som van het firm vermogenoverschot/-tekort plus dit concrete firm vermogen voor deconservering.

#### Voorbeeld

In variant C, de gevoeligheidsvariant met een statistisch hogere niet-beschikbaarheid van thermisch vermogen, een verminderd opgesteld gasvermogen en een beperkte bijdrage van wind en zon-PV, is er vanaf 2019 een firm vermogenstekort van 0,35 GW dat oploopt naar 1,25 GW in 2022. Zou in deze variant in steekjaar 2022 het concreet firm vermogen voor deconservering van 2,18 GW tijdig worden gedeconserveerd, dan wordt het firm vermogenstekort teruggebracht naar een firm vermogenoverschot van 0,93 GW.

## 4.9 Vergelijking van vermogenstekorten en -surplus met de beschikbare import- en exportcapaciteit

In de voorgaande paragrafen is een overzicht gepresenteerd van de optredende surplus en tekorten die volgen indien de verschillende aanbodprognoses van elektriciteit met elkaar worden vergeleken. In deze paragraaf worden de tekorten en de surplus vergeleken met de beschikbare transportcapaciteit voor importen en exporten.

De invoering van de flow-based benadering zal gevolgen hebben voor de beschikbare interconnectiecapaciteit op de interconnectoren. De beschikbare interconnectiecapaciteit is afhankelijk van specifieke omstandigheden van het moment waaronder de weersomstandigheden. Onderstaande dient in dat licht te worden gezien.

In vorige edities van de monitoring werd vanaf 2010 tot aan het einde van de zichtperiode met 0,3 GW extra import-/exportcapaciteit gerekend ten gevolge van de realisatie van dwarsregeltransformatoren in het Belgische net. In deze monitoring is deze verruiming meegenomen als extra transportcapaciteit per 2013. De Belgische netbeheerder heeft de verruiming kunnen effectueren zodra diverse verdere netversterkingen in het Belgische netwerk werden gerealiseerd. Momenteel zijn de AC-import-/exportcapaciteit met de Duitse en Belgische grens tezamen 4,15 GW. Met de inpassing van een vierde dwarsregeltransformator in België en aanvullend aan Nederlandse zijde station Rilland wordt een aanvullende verruiming van de interconnectiecapaciteit met België voorzien in 2017 ter grootte van waarschijnlijk 0,7 GW.

Door de realisatie van de verbinding Doetinchem-Wesel met een capaciteit van 1,5 GW (geschat jaar in bedrijf is 2017) bedraagt in steekjaar 2019 de gezamenlijke import-/export-capaciteit met de Duits/Belgische grens 6,45 GW. Tezamen met de NorNed-kabel (0,7 GW vanaf 2008) en de BritNed-kabel (1,0 GW vanaf 2011) bedraagt daarmee in steekjaar 2018 de totale bruto landgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor import en export 8,15 GW.

De interconnector Meeden-Diele kan worden uitgebreid in 2018, waardoor een extra voor de markt beschikbare transportcapaciteit van naar verwachting 0,5 GW wordt gecreëerd. Voor de monitoring leveringszekerheid wordt hiermee per 2019 rekening gehouden.

Voor zowel de capaciteitstoename op de Belgische grens met 0,7 GW in 2018 als de toename op de Duitse grens met 0,5 GW in 2019 moet nog nader worden geanalyseerd (mede in het licht van de flow-based benadering) in hoeverre deze capaciteit onder alle omstandigheden, waaronder bijzondere weers situaties en transitflows, voor de leveringszekerheid beschikbaar is.

TenneT en de Deense tegenhanger Energinet.dk zijn voornemens een onderzeese elektriciteitskabel tussen de beide landen aan te gaan leggen. Deze zogenaamde Cobra Cable zal een bijdrage leveren aan de integratie van duurzame energie in het Nederlandse en Deense elektriciteitssysteem en kan tevens de leveringszekerheid vergroten. De verbinding draagt bij aan de marktwerking en levert extra flexibiliteit op de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten. De inbedrijfname wordt op zijn vroegst in 2019 verwacht. Er wordt daarom in de analyse rekening gehouden met deze kabel van 0,7 GW in steekjaar 2022.



In onderstaande tabel 8 is een overzicht gegeven van de gehanteerde aannames ten aanzien van de beschikbare capaciteiten van de interconnectoren. In de tabel is naast een optelling van de nominaal beschikbare transportcapaciteiten voor importen en exporten ook een inschatting gegeven van de gemiddelde beschikbare capaciteiten indien er rekening wordt gehouden met reducties ten gevolge van storingen, onderhoud en revisies alsook beperkingen wegens netveiligheid, zoals bij *loop flows* vanwege productiesurplus uit windcapaciteit.

**Tabel 8: Beschikbare import/export capaciteit en maximaal beslag daarop in de berekeningsvarianten**

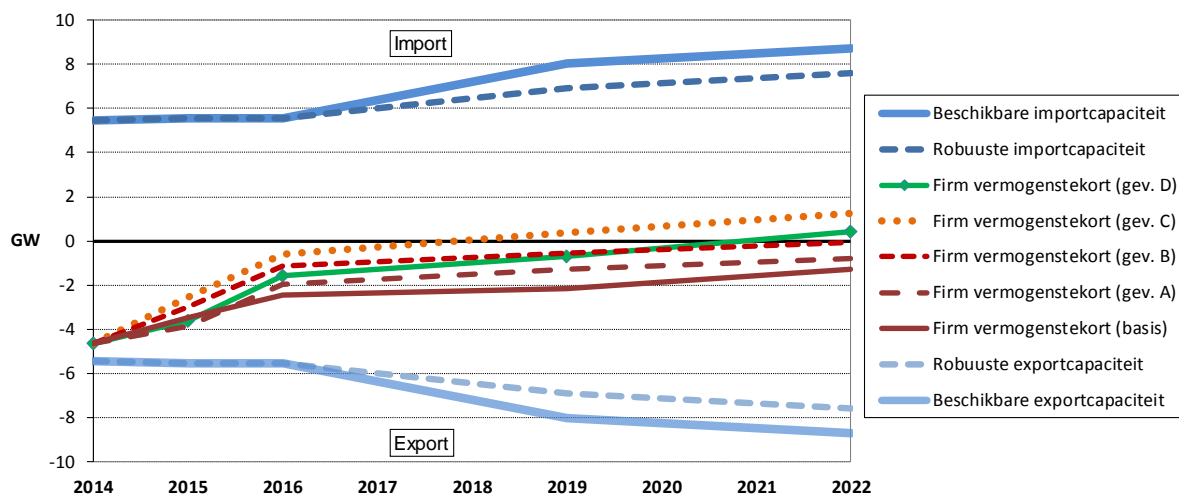
jaar	België GW	Duitsland GW	NorNed GW	BritNed GW	Cobra cable GW	Totaal nominaal <sup>1)</sup> GW	Totaal na reducties <sup>2)</sup> GW	maximaal beslag op import/exportcapaciteit (%)				
								basis var.	var. A	var. B	var. C	var. D
2014	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5	-85%	-85%	-85%	-85%	-85%
2015	1,7	2,5	0,7	1,0	0,0	6,0	5,5	-63%	-69%	-54%	-46%	-65%
2016	1,7	2,5	0,7	1,0	0,0	6,0	5,5	-44%	-35%	-21%	-11%	-29%
2019	2,4	4,5	0,7	1,0	0,0	8,7	8,0	-27%	-16%	-7%	4%	-9%
2022	2,4	4,5	0,7	1,0	0,7	9,4	8,7	-15%	-9%	-1%	14%	5%

<sup>1)</sup> zonder reducties

<sup>2)</sup> met reducties ten gevolge van storingen, revisies en *loop flows* vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit

In zowel tabel 8 als in figuur 15 worden de beschikbare import- en exportcapaciteiten na reducties vergeleken met de optredende *firm* vermogenstekorten/-overschotten in de doorgerekende basisvariant en de gevoeligheidsvarianten.

In de tabel wordt deze vergelijking uitgedrukt in termen van het beslag op import/exportcapaciteit in procenten. Daarbij geeft een positief getal aan dat het een beslag is op importcapaciteit; een negatief getal duidt op een beslag op exportcapaciteit.



**Figuur 15. Vergelijking vermogenssurplus/-tekort met beschikbare import- en exportcapaciteit voor basisvariant en gevoeligheidsvarianten**

In figuur 15 zijn de maximale capaciteiten voor importen en exporten weergegeven met blauwe lijnen. Als eerder gemeld moeten de capaciteitstoenames voor leveringszekerheid op de Belgische grens (0,7 GW in 2018) en de Duitse grens (0,5 GW in 2019) nog definitief worden bevestigd. Daarom is met

gestippelde blauwe lijnen aangegeven wat de maximale capaciteiten zijn, indien er geen rekening wordt gehouden met deze uitbreidingen.

Daarnaast zijn in dezelfde figuur de surplus en tekorten in productiecapaciteit (in termen van *firm* capaciteit) voor de berekeningsvarianten weergegeven. Uit de figuur blijkt dat vanaf 2014 het beschikbare *firm* vermogenssurplus volledig zou kunnen worden benut in de basisvariant en variant A; dit geldt eveneens voor gevoeligheidsvariant B met een statistisch hogere niet-beschikbaarheid van vermogen en een verminderd opgesteld vermogen.

Het Nederlands vermogenssurplus hoeft niet per definitie voor exportdoeleinden te worden aangewend. Uiteindelijk bepaalt de markt de mate waarin het beschikbare potentieel via de beschikbare internationale transportcapaciteit daadwerkelijk zal worden gebruikt voor export. In de huidige markt is er sprake van een grote dynamiek ten aanzien van de import- en exportstromen, zie de publicatie *Market Review 2014* van TenneT.

[http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About\\_Tennet/Publications/TenneT\\_Market\\_Review-3.pdf](http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About_Tennet/Publications/TenneT_Market_Review-3.pdf)

Zoals al aangegeven in hoofdstuk 4.6, is er in gevoeligheidsvariant C, indien het geconserveerd vermogen ter grootte van 6,2 GW niet zou worden gebruikt, na 2018 sprake van een vermogenstekort. In gevoeligheidsvariant D is dit het geval na 2021. In figuur 15 is dit zichtbaar doordat het beslag op exportcapaciteit voor de betreffende gevoeligheidsvarianten wijzigt in een beslag op importcapaciteit. Een beslag op importcapaciteit wil alleen zeggen dat op enkele momenten in het jaar onder bepaalde omstandigheden het systeem moet importeren om aan de nationale vraag te kunnen voldoen. Op alle andere momenten zal de markt uiteindelijk bepalen hoe de internationale transportcapaciteit zal worden benut. Dit kan resulteren in zowel importen als exporten.

## 4.10 Reservefactoren

Evenals in de voorgaande rapportages is er ook nu weer een schatting gemaakt van de reservefactoren. De reservefactor is de verhouding van de opgestelde operationele productiecapaciteit en de piekvraag van de basisvariant. Tabel 9 geeft een overzicht van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden.

**Tabel 9: reservefactoren 2014-2022**

jaar	niet operationeel vermogen GW	operationeel vermogen		beschikbare importcapaciteit GW	piekvraag GW	reservefactor		
		totaal GW	w.v. stromingsbronnen GW			1)	2)	3)
2014	2,7	28,7	3,5	5,5	17,9	1,60	1,45	1,75
2015	4,3	29,0	4,2	5,5	18,0	1,61	1,43	1,74
2016	4,7	27,5	5,1	5,5	18,1	1,52	1,30	1,60
2019	5,1	30,7	9,5	8,0	18,1	1,69	1,27	1,72
2022	6,2	35,0	15,1	8,7	18,3	1,92	1,26	1,73

<sup>1)</sup> zonder import, stromingsbronnen tellen voor 100% mee, niet operationeel voor 0%

<sup>2)</sup> zonder import, stromingsbronnen tellen voor 20% mee, niet operationeel voor 0%

<sup>3)</sup> importcapaciteit telt voor 100% mee, stromingsbronnen tellen voor 20% mee, niet operationeel voor 0%

## 4.11 Vooruitzicht 2030

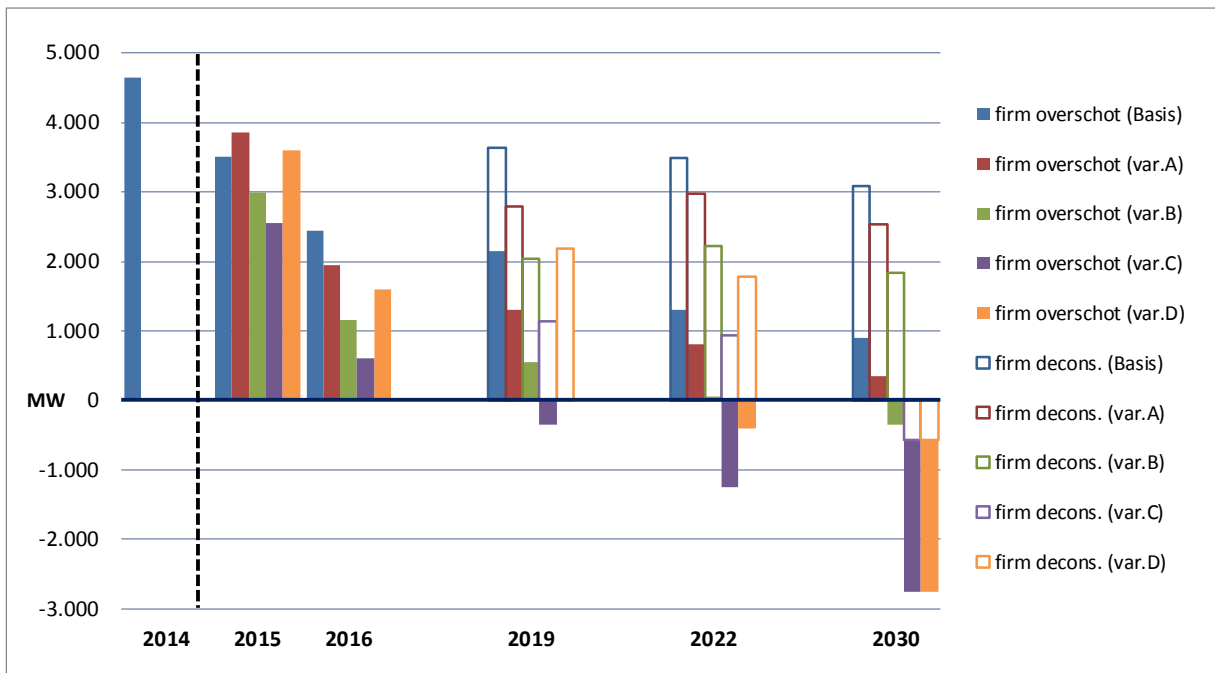
In de EU-Richtlijn 2005/89/EG is voorgeschreven dat de zichtperiode van de nationale monitoring rapportages zich uitstrekt tot 15 jaren. Daarom wordt in deze monitoring kort ingegaan op de verwachte vraag- en aanbodsituatie in het jaar 2030.

Zoals in Hoofdstuk 3.1 werd beschreven, is de prognose van de elektriciteitsvraag op de langetermijn gebaseerd op verschillende relevante ontwikkelingen, zoals duurzame groei, energiebesparing en elektrificatie. Er is een nieuwe methodiek van vraagmodellering toegepast, mede vanwege de grote onzekerheden van deze afzonderlijke ontwikkelingen. Voor de analyse van de leveringszekerheid is in deze monitoring een tweetal vraagscenario's bepaald, het referentiescenario en het hoge vraagscenario. Voor de elektriciteitsvraag in het referentiescenario werd voor het jaar 2030 rekening gehouden met 118,6 TWh en in het hoge vraagscenario met 138,8 TWh. Wel moet worden bedacht dat er grote onzekerheden zijn ten aanzien van de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van een zo lange zichtperiode.

Evenals in de voorgaande monitoring komt uit de opgaven van de producenten voor het jaar 2030 naar voren dat er nog een onzeker beeld bestaat ten aanzien van de ontwikkelingen van hun portfolio. Vooralsnog wordt in het zichtjaar 2030 rekening gehouden met amoveringen en conserveringen ter grootte van bijna 6,5 GW, gerekend vanaf 2015. Figuur 4 in hoofdstuk 3.2 geeft een overzicht van aanbodontwikkeling, zoals deze door de producenten is opgegeven; figuur 7 geeft de ontwikkelingen ten aanzien het hernieuwbaar vermogen tot en met 2030 weer.

Er zijn berekeningen uitgevoerd ter bepaling van het leveringszekerheidsniveau bij een vraag- en aanbod ontwikkeling in 2030, waarbij dezelfde varianten richting geven. Uit de berekeningen met deze uitgangspunten blijkt dat de LOLE vanaf 2019 zal oplopen, waarbij de norm van 4 uren wordt overschreden.

In figuur 16 worden berekeningsresultaten weergegeven op basis van de LOLE-norm en de bijbehorende capaciteit van de firm vermogenstekorten om de norm niet te overschrijden, in de vorm van equivalente productiecapaciteit per variant en steekjaar. Analoog aan figuur 14 in paragraaf 4.8 is het firm vermogenoverschot/-tekort gesommeerd met het concrete firm vermogen voor deconservering verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid.



**Figuur 16. Firm vermogenoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm plus het concreet firm vermogen voor deconservering voor de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten tot en met 2030**

In variant C, de gevoeligheidsvariant met een statistisch hogere niet-beschikbaarheid van vermogen, een verminderd opgesteld vermogen en een beperkte bijdrage van wind en zon-PV, is er vanaf 2019 een firm vermogenstekort van 0,35 GW dat oploopt naar 2,75 GW in 2030. Zou in deze variant in steekjaar 2030 het concreet firm vermogen voor deconservering van 2,18 GW inderdaad worden gedeconserveerd, dan wordt het firm vermogenstekort teruggebracht naar 0,57 GW.

In de inleiding van deze rapportage werd reeds gemeld dat het langetermijnbeeld ten aanzien van zowel het aanbod als de vraag na 2020 nog onzeker is. Uiteraard geldt deze onzekerheid in een nog veel sterkere mate voor het jaar 2030. Door deze onzekerheden moeten de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse voor het steekjaar 2030 als indicatief worden beschouwd.

## 4.12 Regionale leveringszekerheidsanalyses

Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van stromingsbronnen (wind en zon). De energiemix van landen bevat steeds meer van deze zgn. renewables. Dit stelt hoge eisen aan de beschikbaarheid van flexibel vermogen of andere mogelijkheden om plotselinge grote schommelingen in de momentaan aangeboden hoeveelheid elektriciteit op te vangen. Mede gezien het feit dat er door deze toename van renewables een sterke toename van de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt, is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien.

Daarom werkt TenneT, in aanvulling op de nationale analyses, samen met collega TSO's aan een verdere verbetering van de monitoring van de leveringszekerheid door gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses. Onderstaand wordt hoofdstuk 4.12.1 een korte beschrijving gegeven van de regionale leveringszekerheidsanalyse, ontwikkeld in het kader van het Pentalaterale Energieform (PLEF). Dit initiatief is in de afgelopen jaren leidend geweest.

In hoofdstuk 4.12.2 worden resultaten gepresenteerd van een eerste analyse met het nieuwe regionale model in het kader van de nationale monitoring leveringszekerheid.

### 4.12.1 Regionale Analyses - Pentalateral Energyforum

Een belangrijke stap in de verbetering van de Regionale monitoring is in de afgelopen jaren gerealiseerd binnen het Pentalaterale Energieform (PLEF). In een Political Declaration van 7 Juni 2013 hebben de ministers van de Penta landen (Belgie, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg en Nederland), aangevuld met Oostenrijk en Zwitserland (Penta++), aangedrongen op het gezamenlijk ontwikkelen van een adequate monitoring van de leveringszekerheid in de Penta++ regio.

In het vervolg daarop is er door de gezamenlijke Penta TSO's een aangepaste robuuste toekomst-vaste methodiek ontwikkeld en een eerste regionale analyse uitgevoerd. In maart 2015 hebben de gezamenlijke TSO's een rapport gepubliceerd waarin de nieuwe methodiek wordt beschreven. In het rapport zijn tevens de resultaten van een Regionale studie, uitgevoerd met behulp van de nieuwe methodiek, beschreven (zie: [link to Regional Adequacy Study](#)). Een belangrijk element van de nieuwe methodiek is het kunnen maken van een betere beoordeling van de waarde van de productie uit wind en PV voor de leveringszekerheid in combinatie met de beschikbare interconnectie-capaciteit tussen de landen. Daarbij is gebruik gemaakt van een binnen de ENTSO-E ontwikkelde klimaatdatabase. De klimaatdatabase bevat gecorrigeerde data van productie uit duurzaam en belasting voor alle Europese landen op basis van het weer gedurende de periode 2000-2012. Daarmee wordt het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen in de gehele regio. Daarnaast is de door de TSO's gemaakte gemeenschappelijke vraag/aanbod database van de regio een cruciaal element.

De gezamenlijke analyses zullen in de komende jaren worden gecontinueerd en ook verder worden

uitgebreid naar een grotere regio. Zo werkt TenneT binnen de ENTSO-E "Regionale Groep Noordzee" samen met de TSO's uit de eerder genoemde landen (Duitsland, Frankrijk, België en Luxemburg), uitgebreid met Denemarken, Ierland, Noorwegen, Zweden en Groot-Brittannië. De analyses in de Noordzee regio zijn momenteel met name gericht op de inpassing van offshore windenergie. De resultaten van deze regionale analyses worden door de deelnemende TSO's onder andere gebruikt als basis voor het *Ten Years Network Development Plan (TYNDP)*<sup>4</sup> van ENTSO-E.

#### 4.12.2 Resultaten van nieuwe methodiek toegepast op het steekjaar 2019

Door gebruik te maken van het regionale model dat is ontwikkeld door de TSO's in de lidstaten die deel uitmaken van het Pentilaterale energieforum, is een verdere verbetering van de kwaliteit van de leveringszekerheidsanalyse mogelijk geworden. Waar in het nationale model alleen de vraag en het aanbod binnen Nederland worden beschouwd, zijn in het regionale model een groot deel van de Europese elektriciteitsmarkten, met hun onderlinge uitwisselingsmogelijkheden, gemodelleerd. Hierdoor wordt het mogelijk een betere inschatting te maken van de waarde van regionale uitwisselingen tussen markten voor de kwaliteit van de leveringszekerheid in de regio. Aan de invoerzijde is een grote kwaliteitsverbetering gerealiseerd door gebruik te maken van een zogenaamde Europese Klimaat Database, waarmee het mogelijk werd om gecorreleerde chronologische tijdsreeksen te maken van weersafhankelijke parameters, zoals de elektriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen (wind, zon PV) in de verschillende van Europa op basis van het weer over de periode 2000-2012. Ook wordt rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydrocentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar). De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het zogenaamde PowrSym4 markt simulatietool.

Als eerste stap zijn de resultaten, verkregen op basis van het nieuwe regionale model en het nationale model, vergeleken voor steekjaar 2019 van variant B (met gestandaardiseerde niet beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en stillegging van gasgestookte eenheden ouder dan 30 jaren). De resultaten in termen van Loss Of Load Expectation (LOLE) zijn weergegeven in tabel 10.

De resultaten op basis van het regionale model zijn weergegeven voor de 13 beschouwde historische klimaatjaren 2000-2012, voor zowel de (denkbeeldige) situatie waarin Nederland niet is gekoppeld met de ons omringende landen als voor de situaties waarin dit wel het geval is.

Tevens is een gemiddelde berekend op basis van de aanname dat alle beschouwde klimaatjaren een even grote kans van optreden hebben.

Uit de resultaten voor de geïsoleerde variant blijkt dat de LOLE varieert tussen minimaal 1,0 uren (klimaatjaar 2008) en maximaal 4,1 uren (klimaatjaar 2001). Het berekende gemiddelde bedraagt 2,3 uur. De resultaten voor de geïsoleerde case bevinden zich in dezelfde range als het resultaat op basis

---

<sup>4</sup> (<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/tyndp/Pages/default.aspx>)

van het nationale model. De resultaten zijn echter niet exact gelijk. Dit wordt met name veroorzaakt door de verschillende manier waarop de hernieuwbare energieproductie is gemodelleerd. In het nationale model wordt uitgegaan van een langjarig gemiddeld geschatte niet beschikbaarheid voor de wind en solar eenheden, terwijl het regionale model uitgaat van de werkelijk te verwachten productie op basis van het weer in de periode 2000-2012. Overigens zijn de verschillen klein. Het verschil tussen de LOLE waarden (2,3 uur versus 0,9 uur) in termen van firm productie capaciteit bedraagt circa 200 MW. Hiermee kan worden geconcludeerd dat regionaal en nationaal model goed op elkaar aansluiten.

**Tabel 10: resultaten leveringszekerheidsanalyse met gebruikmaking van het regionaal model en met het nationale model voor gevoeligheidsvariant B, steekjaar 2019**

analyse jaar	REGIONAAL MODEL			NATIONAAL MODEL
	klimaatjaar	LOLE	LOLE	LOLE
		NL geïsoleerd	NL gekoppeld	
		h	h	h
2019	2000	1.3	0.0	
	2001	4.1	0.0	
	2002	2.0	0.0	
	2003	2.3	0.0	
	2004	2.1	0.0	
	2005	2.1	0.0	
	2006	2.1	0.0	
	2007	2.1	0.0	
	2008	1.0	0.0	
	2009	2.5	0.0	
	2010	3.5	0.0	
	2011	2.4	0.0	
	2012	2.9	0.0	
	Gemiddelde	2.3	0.0	0.9

De belangrijkste conclusie is echter dat de LOLE van 2,3 uur in de geïsoleerde variant naar 0 uur gaat indien Nederland wordt gekoppeld met het buitenland. Hieruit blijkt dat in 2019 in de omringende systemen voldoende capaciteiten beschikbaar zijn om het Nederlandse systeem in tijden van krapte te ondersteunen.

## 5. Toelichting op de gebruikte gegevens

Bij het kwantificeren van het aanbod is rekening gehouden met de gegevens van producenten, welke voor 15 mei 2015 aan TenneT zijn gemeld ten behoeve van de langetermijnplanning en/of monitoring leveringszekerheid. Voor de monitoring en rapportage is gebruik gemaakt van de volgende bronnen:

- Energieakkoord voor duurzame groei (SER, september 2013)
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2013, <http://www.tennet.eu/nl/nl/over-tennet/nieuws-pers-publicaties/publicaties/technische-publicaties/kwaliteits-en-capaciteitsdocument-2013.html> (TenneT)
- Nationale Energieverkenning (NEV 2014), opgesteld op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken door: Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl), <https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/>
- Structuurvisie Windenergie op Land (brief aan Tweede Kamer 33612, nr. 49, april 2014)
- Monitoring Leveringszekerheid 2014 (TenneT, september 2014)
- Rijksstructuurvisie Wind op zee (Ministerie van Infrastructuur en Milieu en het Ministerie van Economische Zaken, september 2014)
- gegevens met betrekking tot opgesteld duurzaam productievermogen (CertiQ BV, januari 2015)
- Monitweb: <http://monitweb.energie.nl/aspix>, data NEV2014 (februari 2015)
- Formulieren elektriciteitsproductie, gegevens productiemiddelen en elektriciteitsproductie inclusief de vooruitzichten ten aanzien van de door producenten beheerde of te beheren binnenlandse productiemiddelen elektriciteit (elektriciteitsproducenten, januari – mei 2015)
- gegevens met betrekking tot aangeslotenen (RNB, regionale netbeheerders elektriciteit)
- Consultatiedocument KCD2015, (TenneT, februari 2015) <http://www.tennet.eu>
- data ten behoeve van het komende Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2015 ten aanzien van binnenlandse productiemiddelen, elektriciteitsverbruik, groeiverwachtingen van de binnenlandse markt omvang en de transportcapaciteit op de landsgrensoverschrijdende verbindingen (TenneT, april 2015)
- Market Review 2014 (TenneT, april 2015)  
[http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About\\_TenneT/Publications/TenneT\\_Market\\_Review-3.pdf](http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About_TenneT/Publications/TenneT_Market_Review-3.pdf)
- gegevens van de gerealiseerde en geschatte binnenlandse vraag en aanbod van elektriciteit, de productiemiddelen elektriciteit en de elektriciteitsbalans (CBS Statline, april 2015);



## Bijlage 1 Ontwikkeling binnenlandse marktomvang

In tabel 11 wordt de elektriciteitsbalans van het CBS weergegeven, met daarin het totaal elektriciteitsverbruik in de afgelopen jaren. De voorlopige prognose van het verbruik ter grootte van 112,5 TWh in 2014 is momenteel ruim 3 TWh lager ingeschat dan het gerealiseerde verbruik in 2013 (115,6 TWh). Vorig jaar werd deze daling ingeschat voor 2013, maar nu blijkt het definitieve cijfer voor 2013 geen substantiële daling van het verbruik ten opzicht van 2012 weer te geven.

In alle berekeningen van de binnenlandse elektriciteitsvraag of -verbruik, die TenneT hanteert, wordt het "Totaal verbruik" verminderd met het verbruik "Bij de productie".

**Tabel 11. Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik (Bron: CBS; april 2015)**

Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik [GWh]		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014*
<b>Aanbod</b>	<b>Totaal aanbod</b>	124.051	118.391	120.926	122.057	119.614	119.112	116.495
	<b>Totaal productie (bruto)</b>	108.201	113.503	118.150	112.966	102.505	100.875	101.769
	<b>Elektriciteitscentrales</b>	67.570	72.072	75.824	70.555	64.032	63.064	67.534
	<b>Overige producenten</b>	40.631	41.431	42.326	42.411	38.473	37.811	34.235
	<b>Invoer</b>	24.966	15.452	15.584	20.621	32.155	33.252	32.854
	<b>Uitvoer</b>	9.116	10.564	12.808	11.530	15.046	15.015	18.128
<b>Verbruik</b>	<b>Totaal verbruik</b>	124.051	118.391	120.926	122.057	119.614	119.112	116.495
	<b>Via het openbare net</b>	102.745	99.031	103.788	104.757	101.848	101.386	99.032
	<b>Via bedrijfsnetten</b>	17.199	15.110	13.357	13.407	14.052	14.221	13.487
	<b>Bij de productie</b>	4.107	4.250	3.781	3.893	3.714	3.505	3.976
<b>Netverliezen</b>	<b>Netverliezen</b>	4.678	4.405	4.464	4.609	4.519	4.508	4.388
<b>Verbruik (Totaal -/ Bij de productie) in TWh</b>		<b>119,944</b>	<b>114,141</b>	<b>117,145</b>	<b>118,164</b>	<b>115,900</b>	<b>115,607</b>	<b>112,519</b>

\* voorlopige cijfers 2014, CBS april 2015

In tabel 12 is de ontwikkeling van de binnenlandse marktomvang inclusief netverliezen weergegeven, waarbij te zien is welke verwachtingen in het verleden werden aangenomen. Ook hier is het uitgangspunt voor de gerealiseerde waarden tot en met 2014 het totaal verbruik minus het verbruik bij de productie uit tabel 11.

Tabel 12: Aannames ten aanzien van de marktomvang

Ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en de prognoses in de afgelopen 5 jaren

Jaar	monitoring 2010-2026		monitoring 2011-2027		monitoring 2012-2028		monitoring 2013-2029		monitoring 2014-2030			
	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	Reference vraag TWh	groei verbruik %	Hoog vraag TWh
2003	1,32%	109,8	1,32%	109,8	1,32%	109,8	1,32%	109,8	1,32%	109,8	1,32%	109,8
2004	2,83%	112,9	2,83%	112,9	2,83%	112,9	2,83%	112,9	2,83%	112,9	2,83%	112,9
2005	1,64%	114,8	1,64%	114,8	1,64%	114,8	1,64%	114,8	1,64%	114,8	1,64%	114,8
2006	1,36%	116,3	1,36%	116,3	1,36%	116,3	1,36%	116,3	1,36%	116,3	1,36%	116,3
2007	1,99%	118,7	1,99%	118,7	1,99%	118,7	1,99%	118,7	1,99%	118,7	1,99%	118,7
2008	1,09%	119,9	1,09%	119,9	1,09%	119,9	1,09%	119,9	1,09%	119,9	1,09%	119,9
2009	-4,84%	114,1	-4,84%	114,1	-4,84%	114,1	-4,84%	114,1	-4,84%	114,1	-4,84%	114,1
2010	-0,30%	113,8	2,63%	117,1	2,63%	117,1	2,63%	117,1	2,63%	117,1	2,63%	117,1
2011	1,75%	115,8	0,83%	118,1	0,87%	118,2	0,87%	118,2	0,87%	118,2	0,87%	118,2
2012	1,50%	117,5	-0,75%	117,2	-2,56%	115,1	-1,92%	115,9	-1,92%	115,9	-1,92%	115,9
2013	1,50%	119,3	1,25%	118,7	-0,50%	114,6	-2,12%	113,4	-0,25%	115,6	-0,25%	115,6
2014	1,50%	121,1	1,50%	120,5	1,00%	115,7	0,75%	114,3	-2,67%	112,5	-2,67%	112,5
2015	1,50%	122,9	1,50%	122,3	1,25%	117,2	1,25%	115,7	0,7%	113,3	2,1%	114,9
2016	1,50%	124,7	1,50%	124,1	1,25%	118,6	1,25%	117,2	0,1%	113,4	0,7%	115,7
2017	1,50%	126,6	1,50%	126,0	1,25%	120,1	1,25%	118,6	0,1%	113,5	0,7%	116,5
2018	1,50%	128,5	1,50%	127,9	1,25%	121,6	1,25%	120,1	0,1%	113,7	0,8%	117,4
2019			1,50%	129,8	1,25%	123,1	1,25%	121,6	0,2%	113,8	0,8%	118,4
2020					1,25%	124,7	1,25%	123,1	0,2%	114,0	1,0%	119,6
2021					1,00%	125,9	1,00%	124,4	0,4%	114,5	1,6%	121,4
2022					1,00%	127,2	1,00%	125,6	0,4%	114,9	1,5%	123,3
2023	1,50%	138,4	1,50%	137,8	1,00%	128,4	1,00%	126,9	0,4%	115,4	1,6%	125,2
2024	1,50%	140,5	1,50%	139,8	1,00%	129,7	1,00%	128,1	0,4%	115,8	1,5%	127,2
2025	1,50%	142,6	1,50%	141,9	1,00%	131,0	1,00%	129,4	0,4%	116,3	1,5%	129,1
2026	1,50%	144,8	1,50%	144,0	1,00%	132,3	1,00%	130,7	0,4%	116,7	1,5%	131,0
2027			1,50%	146,2	1,00%	133,7	1,00%	132,0	0,4%	117,2	1,5%	133,0
2028					1,00%	135,0	1,00%	133,3	0,4%	117,7	1,5%	134,9
2029							1,00%	134,7	0,4%	118,1	1,4%	136,9
2030									0,4%	118,6	1,4%	138,8

legenda

100,0	gerealiseerd elektriciteitsverbruik (definitief CBS)
100,0	gerealiseerd elektriciteitsverbruik (schatting CBS)
100,0	prognose elektriciteitsverbruik (TenneT; mede op basis van BBP-prognoses CPB)
100,0	prognose elektriciteitsverbruik scenario Reference (TenneT; op basis van het NEV)
100,0	prognose elektriciteitsverbruik scenario Hoog (TenneT)