

# Monitoring

## Leveringszekerheid

### 2017



# Monitoring

---

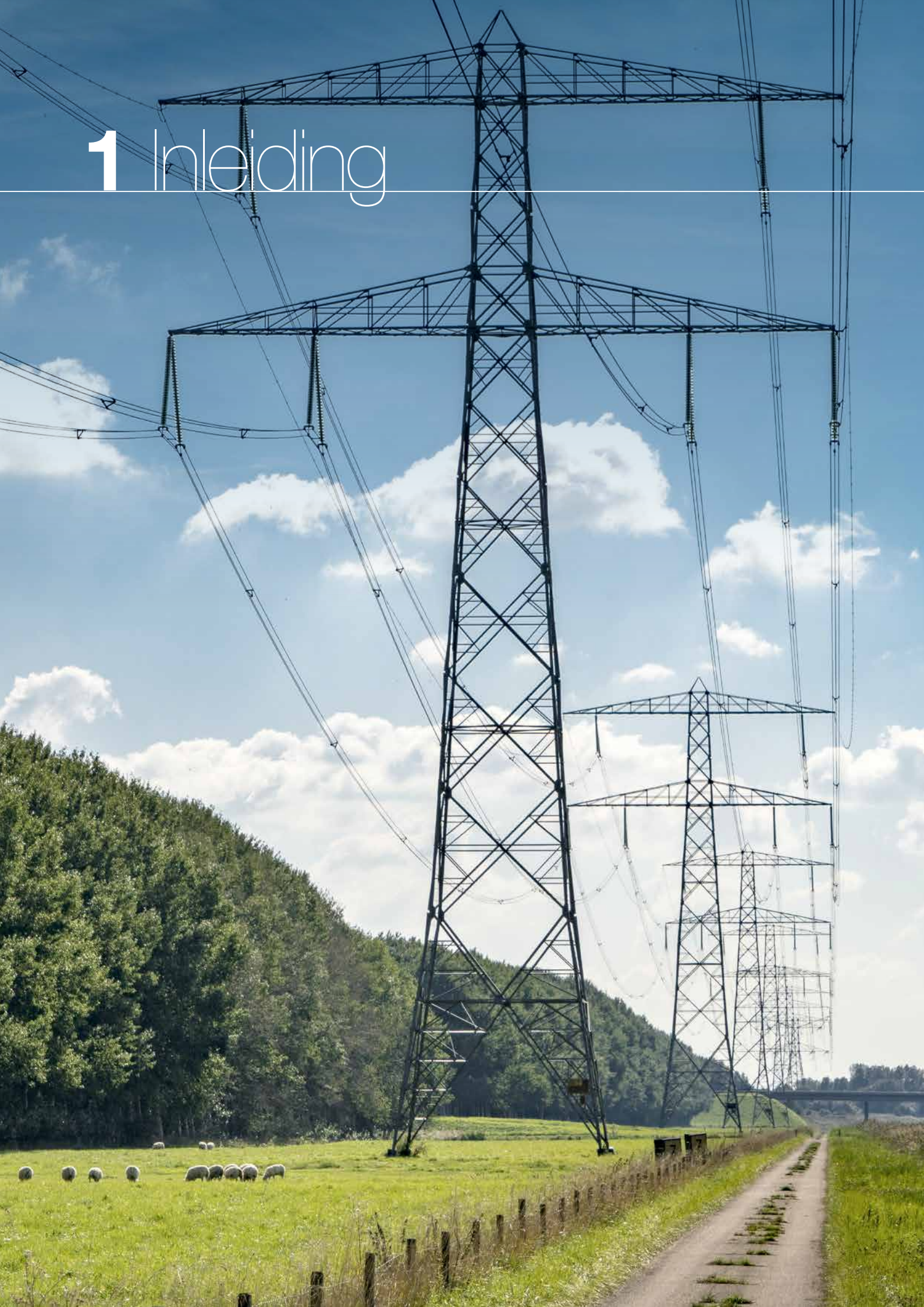
## Leveringszekerheid 2017 (2016-2032)

TenneT TSO B.V.  
AOC 2017-071  
december 2017

# Inhoud

|                                                                                                                       |                                                                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>1. Inleiding</b>                                                                                                   | <b>4</b>                                                                                                              |    |
| <b>2. Conclusie en Advies</b>                                                                                         | <b>6</b>                                                                                                              |    |
| 2.1 Conclusie                                                                                                         | 7                                                                                                                     |    |
| 2.2 Onzekerheden in de markt                                                                                          | 8                                                                                                                     |    |
| 2.3 Regionale analyse leveringszekerheid naast nationale analyse                                                      | 9                                                                                                                     |    |
| 2.4 Advies                                                                                                            | 10                                                                                                                    |    |
| <b>3. Uitgangspunten voor de leveringszekerheidsanalyse</b>                                                           | <b>11</b>                                                                                                             |    |
| 3.1 LOLE methodiek                                                                                                    | 12                                                                                                                    |    |
| 3.2 Regionaal analyse model                                                                                           | 12                                                                                                                    |    |
| 3.2.1 Aanzet voor de ontwikkeling van regionale en pan Europese leveringszekerheidsanalyses                           | 12                                                                                                                    |    |
| 3.2.2 Model voor de regionale analyse                                                                                 | 13                                                                                                                    |    |
| 3.2.3 Data voor regionale analyse                                                                                     | 14                                                                                                                    |    |
| 3.3 Uitgangspunten ontwikkeling Nederlands systeem                                                                    | 15                                                                                                                    |    |
| 3.3.1 Ontwikkelingen vraagzijde                                                                                       | 15                                                                                                                    |    |
| 3.3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde                                                                                      | 19                                                                                                                    |    |
| 3.3.3 Ontwikkelingen import en exportcapaciteit                                                                       | 27                                                                                                                    |    |
| <b>4. Resultaten analyse leveringszekerheid</b>                                                                       | <b>29</b>                                                                                                             |    |
| 4.1 Geanalyseerde varianten in nationale en regionale analyses                                                        | 30                                                                                                                    |    |
| 4.2 Nationale leveringszekerheidsanalyse                                                                              | 31                                                                                                                    |    |
| 4.2.1 Inleiding                                                                                                       | 31                                                                                                                    |    |
| 4.2.2 Basisvariant nationale analyse in periode 2016-2024                                                             | 32                                                                                                                    |    |
| 4.2.3 Gevoeligheidsvariant A (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)                                   | 33                                                                                                                    |    |
| 4.2.4 Gevoeligheidsvariant B (variant A plus vermindering van productievermogen)                                      | 36                                                                                                                    |    |
| 4.2.5 Gevoeligheidsvariant C (variant A met een hoge elektriciteitsvraag)                                             | 37                                                                                                                    |    |
| 4.2.6 Resultaten van de basis- en gevoeligheidsvarianten in relatie tot mogelijkheden voor deconserveren van vermogen | 37                                                                                                                    |    |
| 4.2.7 Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten met de beschikbare import- en exportcapaciteit              | 39                                                                                                                    |    |
| 4.2.8 Reservefactoren                                                                                                 | 41                                                                                                                    |    |
| 4.2.9 Vooruitzicht 2032                                                                                               | 41                                                                                                                    |    |
| 4.3 Regionale leveringszekerheidsanalyse                                                                              | 43                                                                                                                    |    |
| 4.3.1 Resultaten van het regionale model voor zichtjaren 2018 en 2024, variant A                                      | 44                                                                                                                    |    |
| <b>Bijlagen</b>                                                                                                       | <b>46</b>                                                                                                             |    |
| Bijlage 1                                                                                                             | Ontwikkeling binnenlandse marktomvang                                                                                 | 47 |
| Bijlage 2                                                                                                             | Tabellen achter de grafieken                                                                                          | 49 |
| Bijlage 3                                                                                                             | Bronvermelding gebruikte gegevens                                                                                     | 50 |
| Bijlage 4                                                                                                             | Uitgangspunten en resultaten studie naar conservering van vermogen                                                    | 51 |
| Bijlage 5                                                                                                             | Ontwikkeling van kans op mottenballing van gasgestookt vermogen op basis van de studie naar conservering van vermogen | 55 |

# 1 Inleiding



TenneT voert vanuit haar wettelijke taak “marktfacilitering” jaarlijks een monitoring van de lange termijn 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 de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en middellange termijn, tot een periode van 7 jaren vooruit. In de EU-Richtlijn 2005/89/EG wordt voorgeschreven dat de zichtperiode is uitgebreid tot 15 jaren vooruit. In de nationale analyse wordt daarom een vooruitzicht op de mogelijke situatie van 2032 weergegeven.

In deze rapportage monitoring leveringszekerheid wordt evenals in de vorige editie, naast het nationale model, voor de internationale analyse gebruik gemaakt van een zogenaamd regionaal beoordelingsmodel dat is ontwikkeld samen met TSO's in de buurlanden. In dit model worden vraag en aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitsstelsel gesimuleerd. Hierdoor kan onder andere een verbeterde inschatting worden gemaakt van de impact van de hernieuwbare energieproductie en de daarmee verbonden toenemende

weersafhankelijkheid op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen de regio elkaar kunnen ondersteunen in tijden van schaarste. Het regionale model zal in de komende jaren nog verder worden ontwikkeld en een belangrijkere rol innemen bij de monitoring van de lange termijn leveringszekerheid in de komende jaren.

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 worden de uitgangspunten van zowel regionale als nationale leveringszekerheidsanalyse beschreven, waarbij een uitgebreide toelichting wordt gegeven op de ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde in Nederland. De resultaten van de leveringszekerheidsanalyses worden in hoofdstuk 4 weergegeven. De bijlage bevat een toelichting en bronvermelding op de gebruikte gegevens.

# 2 Conclusie en Advies



## 2.1 Conclusie

Uit deze monitoring blijkt dat er in Nederland in de komende jaren, evenals in de voorgaande editie van de Monitoring, sprake is van een afname van het operationeel thermisch productievermogen. Deze afname wordt met name veroorzaakt door meerdere plannen om tot het amoveren<sup>1</sup> van thermisch productievermogen over te gaan alsook door de voornemens om gasgestookt vermogen te conserveren<sup>2</sup>. Echter, de afname van operationeel thermisch vermogen is minder sterk ten opzichte van de voorgaande rapportage. Dit komt omdat het niet-operationeel vermogen (geconserveerd vermogen) in de komende jaren afneemt ten opzichte van hetgeen in de monitoring van 2016 werd gemeld. Enerzijds werd er geconserveerd vermogen definitief stilgelegd (geamoveerd) en anderzijds werd er geconserveerd vermogen weer in gebruik genomen (gedeconserveerd). Hierdoor is de leveringszekerheid per direct verbeterd ten opzichte van de vorige monitoring.

In de vorige rapportage was er sprake van een afnemend vermogenssurplus van het aanbod, waarbij er in bepaalde situaties na 2017 sprake zou kunnen zijn van een beperkte importafhankelijkheid. De marktomstandigheden zijn voor gasgestookte centrales sinds eind 2016 verbeterd. Marktpartijen hebben geconserveerd vermogen ter grootte van 1,2 GW in operationele status gebracht. Uit de analyse in deze monitor blijkt dat er bij normale omstandigheden rond 2024 een situatie van tijdelijke importafhankelijkheid optreedt. In de monitoring van 2016 werd deze situatie rond 2020 voorzien. De na 2023 optredende importafhankelijkheid hoeft geen probleem te vormen voor de leveringszekerheid. Ook in het verleden (jaren 2005-2007) heeft Nederland perioden gekend van importafhankelijkheid.

Het Nederlandse elektriciteitssysteem is sterk gekoppeld met het buitenland. TenneT werkt nauw samen met andere Europese TSO's en elektriciteitsbeurzen om elektriciteitsmarkten in Noordwest-Europa te integreren. Ten behoeve van adequate capaciteitsplanning en het monitoren van de lange

termijn leveringszekerheid blijft verdere Noordwest-Europese samenwerking evenzeer gewenst, waarbij voor met name de monitoring aandacht is geschonken aan verbetering van het model om de adequaatheid van het systeem te analyseren.

In de huidige integrale analyse met het nieuwe regionale model wordt bevestigd, dat door de koppeling met het buitenland de afname van de leveringszekerheid kan worden opgevangen door import uit omliggende landen. Evenzo levert het Nederlandse productiepark op andere momenten een bijdrage aan de leveringszekerheid in de ons omliggende landen. Wel blijkt dat de toenemende weersafhankelijkheid er op de middellange termijn (2024) voor kan zorgen dat er in Nederland perioden kunnen ontstaan met lagere reserves.

### Ontwikkeling vraagzijde

Het totale elektriciteitsverbruik in Nederland schommelt de laatste jaren rond de 115 TWh. Uit de (nader) voorlopig gegevens van CBS blijkt, dat het elektriciteitsverbruik in 2016 neerkomt op een voorlopige vraag van 115,6 TWh in 2016.

In de analyses voor de leveringszekerheid wordt in het Referentiescenario voor de vraagontwikkeling uitgegaan van een gematigde stijging en ligt daarmee iets boven de in 2016 geprognosticeerde elektriciteitsvraag. Daarnaast is de groeiverwachting voor de komende jaren opnieuw gebaseerd op het sectoraal vraagmodel dat TenneT heeft ontwikkeld en waarmee de ontwikkeling van de vraag in verschillende sectoren wordt ingeschat. Daarnaast wordt de ontwikkeling van warmtepompen en elektrisch vervoer ingeschat. Deze methode leidt tot een gematigde groei van het elektriciteitsverbruik, dat voor 2024 uitkomt op bijna 117 TWh.

### Ontwikkeling aanbodzijde

De ontwikkeling van de aanbodzijde wordt vooral gekenmerkt door enerzijds een afname van het conventionele thermische productievermogen wegens amovering en conservering (van 23 GW in 2017 naar 19 GW in 2024) en anderzijds een toename van investeringen in hernieuwbaar vermogen,

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

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

zoals wind, zon-PV en biomassa (van 6 GW in 2017 naar 17 GW in 2024).

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op het vastgestelde en voorgenomen beleid zoals gekwantificeerd in de Nationale Energieverkenning 2016 (NEV2016)<sup>3</sup>. De NEV brengt jaarlijks de stand van zaken rondom de energiehuishouding in Nederland in kaart en geeft inzicht in de te verwachten ontwikkelingen.

## 2.2 Onzekerheden in de markt

Op dit moment bestaat er grote onzekerheid in de Europese elektriciteitsmarkt ten aanzien van (her) investeringen in met name conventionele productiemiddelen voor elektriciteitsopwekking, mede gezien de beoogde grote hoeveelheden gesubsidieerde duurzame productiemiddelen, de moeilijke economie van gascentrales en de onzekerheid over de mogelijke ontwikkeling van capaciteitsmarkten. De Europese markt met het gekoppelde systeem bestaat momenteel uit een hybride marktontwerp, waarbij het ene land een energy-only-markt kent en het andere een systeem hanteert met capaciteitsvergoedingen, met in het achterhoofd de vraag of er voldoende back-up capaciteit is of zal zijn in de transitie naar verduurzaming van elektriciteitsopwekking.

In Nederland leidt de ontwikkeling in de vraag- en aanbodzijde in de komende jaren naar verdere inkrimping van het huidige thermisch productiepark, mede ingegeven door een gewijzigde warmtevraag of door milieutechnische beperkingen. Hoewel er op dit moment ten opzichte van de voorgaande monitoring sprake is van een afname van geconserveerd vermogen blijft een relevant deel van de binnenlandse gasgestookte eenheden bestaan uit geconserveerde installaties. Bij conserveren is er de mogelijkheid van deconserveren in de toekomst, maar het is onzeker of en wanneer deconserveren rendabel zal zijn. In de overweging om geconserveerde eenheden weer in bedrijf te nemen, zien producenten zich gesteld voor noodzakelijke

herinvesteringen voor groot onderhoud en aanstaande revisiekosten. Deze kosten drukken de rendabiliteit aanzienlijk in een situatie van lage prijzen en verwachtingen over een laag aantal draaiuren. Door verdere toename van productie uit duurzaam vermogen in de Noordwest-Europese markt, de lagere bedrijfstijden en de lage elektriciteitsprijzen komt het bestaand, met name gasgestookt, productievermogen verder onder druk te staan. Producenten kunnen een besluit voor het uit bedrijf nemen van oud vermogen op korte termijn aankondigen. Hiertegenover staat dat het Nederlandse systeem beschikt over een substantiële hoeveelheid relatief modern geconserveerd gasvermogen dat, indien economisch aantrekkelijk, in relatief beperkte tijd gedeconserveerd kan worden. Dat is de afgelopen periode ook gebeurd: in de loop van 2017 hebben marktpartijen geconserveerd vermogen ter grootte van circa 1,2 GW in operationele status gebracht.

In de vorige monitoring heeft TenneT een nader onderzoek aangekondigd naar mogelijke opties voor het deconserveren van conventioneel productievermogen. Daarbij werden met name de kosten, de technische situatie van de eenheid en de snelheid van deconservering van belang geacht. Een onafhankelijke consultant heeft in opdracht van TenneT het onderzoek uitgevoerd met de medewerking van de individuele producenten. De uitkomsten van de analyse geven inzicht in de momentane positie van het gasgestookt vermogen van meer dan 100 MW met het oog op de kansen om te worden geconserveerd dan wel op de aantrekkelijkheid voor hernieuwde inzetbaarheid ofwel deconserveren. Hierbij worden de te maken kosten in relatie gebracht tot de marktomstandigheden. Deze analyse heeft bijgedragen in de beoordeling van de onzekerheden ten aanzien van vermogen (aanbodzijde) in het kader van de nationale leveringszekerheid.

De uitkomsten van het onderzoek blijken goed in lijn met de door producenten aangegeven modi van geconserveerde eenheden in de jaarlijks data-uitvraag in het kader van de leveringszekerheid. Deze data-uitvraag blijft leidend voor de uitgangspunten van de monitoring. De analyse heeft bij-

<sup>3</sup> NEV2016, Nationale Energieverkenning 2016, gepubliceerd eind 2016, <https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/>

edragen in de beoordeling van de onzekerheden ten aanzien van vermogen (aanbodzijde) en dit is verwerkt in een gevoeligheidsanalyse (variant B).

## 2.3 Regionale analyse leveringszekerheid naast nationale analyse

In maart 2015 werd een belangrijke mijlpaal gezet, toen de binnen het Pentilaterale Energieforum (PLEF) samenwerkende TSO's een regionale leveringszekerheidsstudie hebben gepubliceerd op basis van een nieuw ontwikkeld geavanceerd regionaal model. In een Political Declaration van 7 juni 2013 hebben de ministers van de Penta-landen (België, 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.

Een belangrijk element van de nieuwe methodiek is het kunnen maken van een betere beoordeling van de waarde van de productie uit wind en zon-PV voor de leveringszekerheid in combinatie met de beschikbare interconnectie-capaciteit tussen de landen. Het vernieuwde probabilistisch model simuleert door middel van samenhangende scenario's de vraag en het aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem. Het maakt het mogelijk een verbeterde integrale inschatting te maken van de impact van energieproductie op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen de regio elkaar kunnen ondersteunen. Hiervoor worden databases gebruikt met Europees gecorreleerde data betreffende elektriciteitsvraag, beschikbaar productievermogen en interconnectie data.

### Toename weersafhankelijkheid

Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. De energiemix van landen bevat steeds meer van deze zogenaamde 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 zoals opslag en Demand Side Response. Mede gezien het feit dat er door de toename van zon-PV- en windvermogen een sterke toename van de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt, is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien.

In bepaalde momentane situaties kan het systeem kwetsbaarder worden, bijvoorbeeld wanneer er een beperkte beschikbaarheid van conventioneel vermogen is, de zon niet schijnt en er weinig wind is. 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. Dit stelt hoge eisen aan het systeem van de markt en derhalve aan de methode van simuleren.

Aan de hand van de Europese klimaat-database (Pan European Climate Database, PECD) kan een uitspraak worden gedaan over de energieproductie uit zon-PV- en windvermogen. De klimaatdatabase bevat gecorreleerde data van productie uit duurzaam en belasting voor alle Europese landen op basis van het weer gedurende de periode 1982-2015. Daarmee wordt het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen in de gehele regio.

In de komende tijd zullen de TSO's verder samenwerken aan verdere verbeteringen van het regionale model. Binnen PLEF zal met name aandacht worden geschonken aan de verdere ontwikkeling van vraag-responsmodellen en verbetering van de simulatie van uitwisselingsmogelijkheden tussen landen in de regio op basis van een flow based model. Momenteel wordt er gewerkt aan de tweede PLEF-studie, die in januari 2018 gereedkomt. De PLEF-studies hebben het beeld bevestigd, dat regionale uitwisselingsmogelijkheden aanzienlijk positief bijdragen aan de leveringszekerheid in alle betrokken landen, vanwege goede interconnectie en samenwerking.

De binnen de Penta-regio ontwikkelde methodiek is inmiddels toegepast door de ENTSO-E op Pan Europese schaal voor de steekjaren 2020 en 2025.

Resultaten van de zogenaamde MAF-studie<sup>4</sup> zijn in 2016 gepubliceerd (ENTSO-E Mid term Adequacy Forecast). Ten behoeve van nationale adequacy studies kunnen de databases van de MAF-studie als basis dienen voor elke TSO of natie.

De bovengeschetste ontwikkelingen zijn voor TenneT de belangrijkste reden om de internationaal gedragen analysemethode (in het PLEF en bij ENTSO-E) verder door te voeren in de nationale monitoring, waarin de adequaatheid van het systeem van aanbod en elektriciteitsvraag breder onderzocht wordt. De methode van de regionale analyse van de leveringszekerheid blijkt ook goed te gebruiken voor separate studies naar projecten, bijvoorbeeld om de maatschappelijk laagste kosten te kunnen bepalen. De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het zogenaamde PowrSym4 marktsimulatietool.

## 2.4 Advies

De resultaten van de monitoring leveringszekerheid geven TenneT geen directe aanleiding om de overheid te adviseren om op korte termijn nieuwe maatregelen te treffen om de toekomstige leveringszekerheid in Nederland te waarborgen.

Wel is het raadzaam om de huidige discussie ten aanzien van de mogelijke ontwikkeling en implementatie van capaciteitsmarkten in de omliggende landen nadrukkelijk te blijven volgen, omdat dit extra onzekerheden kan veroorzaken in de markt bij investeringsbeslissingen rondom met name conventionele productiemiddelen voor elektriciteitsopwekking.

Ook is het van belang dat TenneT de dit jaar uitgevoerde analyse naar mogelijke opties voor het (de-)conserveren van conventioneel productievermogen actualiseert. Zo kan het inzicht behouden blijven in de momentane positie van het gasgestookt vermogen betreffende de kansen om te worden geconserveerd of gedeconserveerd. Inzichten uit de analyse zullen input zijn voor een gevoeligheidsanalyse.

Op de middellange termijn (2024) kunnen in Nederland afhankelijk van het weersbeeld, perioden ontstaan met lagere reserves. Ook heeft het onderzoek naar deconserveren laten zien dat besluitvormingsprocessen over deconserveren complex zijn en de kans op deconserveren afneemt naarmate de eenheden langer geconserveerd zijn. Tevens is de marktsituatie zelf volatiel. Vanuit dit perspectief zal TenneT naar aanleiding van dit monitoringsrapport een vervolgonderzoek opstarten om te kijken of de huidige marktprikkels voldoende rekening houden met deze onderliggende effecten.

Tenslotte is het noodzakelijk om de nieuwe regelgeving in het kader van de zogenaamde winter package door de Europese Commissie nauwlettend te volgen.

---

<sup>4</sup> ENTSO-E 's MAF: Mid-term Adequacy Forecast 2016, <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>

# 3 Uitgangspunten voor de leverings- zekerheidsanalyse



In dit hoofdstuk wordt een toelichting gegeven op de wijze waarop de monitoring is uitgevoerd.

De monitoring heeft tot doel om inzicht te geven in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en middellange termijn. Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. De energiemix van landen bevat steeds meer van deze zogenaamde 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 zoals opslag en Demand Side Response. 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 voortdurend aan verdere verbetering van de monitoring van de leveringszekerheid door gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses. Evenals in de vorige editie van dit rapport zijn er ook nu analyses uitgevoerd met een regionaal model waar het Nederlandse elektriciteitssysteem samen met een zeer groot deel van de systemen in de ons omringende landen worden beschouwd.

Onderstaand wordt allereerst ingegaan op de gebruikte LOLE methodiek voor de beoordeling van de leveringszekerheid. Vervolgens wordt een verdere toelichting gegeven op de meest belangrijke model-aannames. Na een beschrijving van het regionale model op hoofdlijnen, wordt in detail ingegaan op de ontwikkelingen binnen Nederland betreffende de elektriciteitsvraag, het aanbod, en de ontwikkeling van de import en export capaciteit.

### 3.1 LOLE methodiek

De beoordeling van de leveringszekerheid is gebaseerd op de zogenaamde LOLE methode. 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 tenminste vereiste productie-vermogen.

Criteria voor de betrouwbaarheid van capaciteitsgelimiteerde 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.

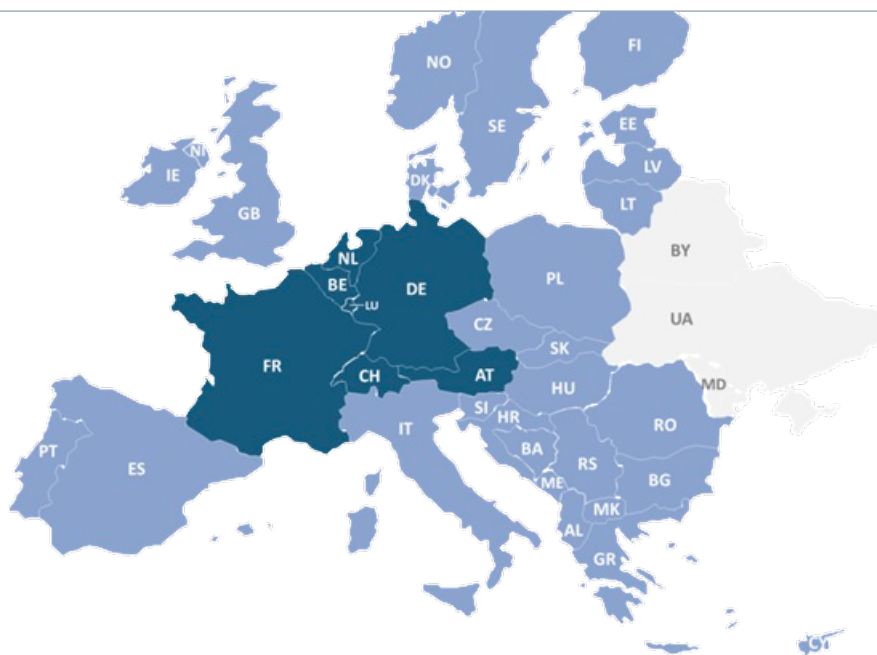
In de monitoring analyse wordt de LOLE methodiek toegepast binnen zowel het regionale en het nationale model.

## 3.2 Regionaal analyse model

### 3.2.1 Aanzet voor de ontwikkeling van regionale en pan Europese leveringszekerheidsanalyses

Een belangrijke stap in de verbetering van de regionale monitoring is gerealiseerd binnen het Pentilaterale Energieforum (PLEF). In een Political Declaration van 7 juni 2013 hebben de ministers van de Penta landen (België, 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



Figuur 3-1 Perimeter van het gebruikte model voor de regionale analyse

analyse uitgevoerd. In maart 2015 hebben de gezamenlijke TSO's een rapport<sup>5</sup> 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. Een belangrijk element van de nieuwe methodiek is het kunnen maken van een betere beoordeling van de waarde van de productie uit wind en zon-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 gecorreleerde data van productie uit duurzame bronnen en de elektriciteitsvraag voor alle Europese landen op basis van het weer in een groot aantal historische jaren. 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.

Momenteel werken de Penta++ TSO's verder samen

aan verdere verbeteringen van het regionale model. Daarbij wordt vooral aandacht geschonken aan de verdere ontwikkeling van vraagrespons-modellen en verbetering van de simulatie van uitwisselingsmogelijkheden tussen landen in de regio op basis van een flow based model. Publicatie van een tweede studie, waarin deze verbeterpunten worden geadresseerd, wordt begin 2018 verwacht.

De binnen de Penta-regio ontwikkelde methodiek wordt inmiddels ook toegepast door ENTSO-E op Pan Europese schaal. Een Pan Europese leveringszekerheidsanalyse wordt op jaarlijkse basis uitgevoerd. Resultaten van de eerste studie werden in juli 2016 gepubliceerd (MAF rapport). De 2017 editie zal binnenkort worden gepubliceerd. De binnen ENTSO-E ontwikkelde databases kunnen door TSO's worden gebruikt ten behoeve van nationale adequacy studies.

### 3.2.2 Model voor de regionale analyse

Het door TenneT gebruikte model voor de regionale analyse omvat naast Nederland en de overige PLEF++ landen (donkerblauw) het gehele gekoppelde Europese elektriciteitssysteem (zie figuur 3.1)

<sup>5</sup> Generation Adequacy Assessment report 2015, Pentilateral Energy Forum, Support Group 2, [http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta\\_generation\\_adequacy\\_assessment\\_REPORT.pdf](http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_REPORT.pdf)

Binnen het regionale model zijn per marktgebied de vraag en aanbodcurves gedefinieerd, alsmede de uitwisselingscapaciteiten tussen de marktgebieden. Ter bepaling van de probabilistische leveringszekerheidsindicatoren (LOLE) worden zogenaamde marktsimulaties uitgevoerd. Dit zijn gedetailleerde berekeningen waarbij voor toekomstige analysejaren op een uur-na-uur basis wordt geanalyseerd in welke mate het mogelijk is om per marktgebied in de vraag te kunnen voorzien met beschikbare middelen (aanbod- en vraagrespons) van binnen of buiten (via importen) het marktgebied. Op het moment dat dit niet meer mogelijk is er sprake van Loss of Load (LOLE) situatie. Dit is situatie een waarin belasting (vraag) moet worden afgeschakeld om de balans te kunnen handhaven.

Zowel aan vraagzijde, aanbodzijde als transportzijde zijn er onzekerheden die de leveringszekerheid kunnen beïnvloeden. Veel onzekerheden worden veroorzaakt door het weer. Belangrijke weer gerelateerde onzekerheden aan de aanbodzijde betreffen de productie uit wind, zon-PV en hydro vermogen. Aan de vraagzijde geldt dat in veel landen de temperatuur een grote invloed heeft op de vraag. Daarnaast zijn er onzekerheden die niet aan het weer zijn gerelateerd. De belangrijkste betreffen de onvoorziene uitval van productiemiddelen en transportmiddelen.

In de analyse wordt rekening gehouden met al deze onzekerheden met behulp van een zogenaamde Monte Carlo methodiek. Daarbij wordt de analyse uitgevoerd voor een groot aantal scenario's met, per scenario, een andere kwantificering van de onzekerheden.

Scenario's voor de weer gerelateerde onzekerheden worden gemodelleerd door een kwantificering op basis van klimaatjaren. Daarbij wordt gebruik

gemaakt van de binnen ENTSO-E ontwikkelde Pan Europese Klimaatdatabase, waarmee het mogelijk is om gecorreleerde chronologische tijdsreeksen te maken van de weersafhankelijke parameters (elektriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen) per marktgebied in Europa op basis van historisch weer over de periode 1982-2015 (34 klimaatjaren). Daarbij wordt ook rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydro-centrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar) in deze jaren.

De scenario's op basis van klimaatjaren worden gecombineerd met verschillende scenario's voor onvoorziene uitval van productie- en transportmiddelen. Na het doorrekenen van voldoende scenario's kan tenslotte een verwachtingswaarde voor de Loss Of Load Expectation worden bepaald door het combineren van de uitkomsten van alle individuele scenario's.

De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het zogenaamde PowrSym4 marktsimulatietool.

### 3.2.3 Data voor regionale analyse

Naast de data voor Nederland, zoals beschreven in hoofdstuk 3.3, is voor de regionale analyse gebruik gemaakt van de meest actuele beschikbare data betreffende vraag, aanbod, en transportcapaciteiten van omliggende landen. Deze aanvullende data is beschikbaar op basis van reguliere data uitwisselingen met collega TSO's.

Het regionale analysemodel is gebouwd voor een tweetal steekjaren; één voor korte termijn (2018) en één op middellange termijn (2024). In tabel 3-1 zijn de beschouwde jaren voor de nationale en regionale analyses weergegeven.

Tabel 3-1 Beschouwde jaren in nationale en regionale monitoring

| Analyse-jaren     |      |      |      |      |      |      |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|
|                   | 2016 | 2017 | 2018 | 2021 | 2024 | 2032 |
| Nationale Analyse | •    | •    | •    | •    | •    | •    |
| Regionale Analyse |      |      | •    |      |      |      |

### 3.3 Uitgangspunten ontwikkeling Nederlands systeem

In deze paragraaf wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste aannames ten aanzien de ontwikkeling van het Nederlandse elektriciteitssysteem ten behoeve van de leveringszekerheidsanalyses die zijn uitgevoerd in het kader van dit rapport. Deze uitgangspunten zijn geldig zowel de regionale als de nationale analyse.

#### 3.3.1 Ontwikkelingen vraagzijde

In deze paragraaf 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 de nationale analyse in deze monitoring, middellange (2018-2024) en lange termijn (2032). 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 bepaalde impact hebben op de hoogte van de elektriciteitsvraag. Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan grote toename van elektrische auto's of warmtepompen en de toenemende efficiency van apparaten en processen. In het sectoraal vraagmodel wordt hiermee rekening gehouden. De impact van de ontwikkeling op de elektriciteitsmarkt ten aanzien van opslag, demand side response, power to gas of power to heat is niet gemodelleerd.

##### 3.3.1.1 Sectoraal vraagmodel

In het sectoraal vraagmodel wordt de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag bepaald door de huidige vraag naar elektriciteit op te splitsen in een aantal sectoren, namelijk Huishoudens, Industrie, Dienstverlening en Overige. Vervolgens wordt per sector de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag ingeschat op basis van voorziene ontwikkelingen in de sector. Naast deze sectoren is separaat de extra vraag naar elektriciteit bij huishoudens ten gevolge van de toepassingen met betrekking tot elektrisch vervoer en warmtepompen ingeschat.

De elektriciteitsvraag ten gevolge van warmtepompen is afhankelijk van de buitentemperatuur en de wind. Hierbij wordt gebruikt gemaakt van de klimaatgegevens van de jaren 1999 tot en met 2014. De genoemde sectoren en toepassingen worden

ieder met een specifiek belastingprofiel gemodelleerd.

#### Uitgangspunten

In de analyses voor de leveringszekerheid wordt er voor de vraagontwikkeling in een Referentiescenario uitgegaan van een gematigde vraagontwikkeling. Daarnaast wordt in het zogenaamde Hoog scenario rekening gehouden met een toenemende groei van de vraag naar elektriciteit. De mogelijkheden van een afname van de elektriciteitsvraag en een stabiele vraag door de jaren zijn in dit rapport achterwege gelaten, omdat deze voor de leveringszekerheid geen nieuwe inzichten opleveren.

Voor het cijfermateriaal van de jaarlijkse elektriciteitsvraag geldt dat als basis gebruik is gemaakt van de CBS-cijfers die medio mei 2017 beschikbaar waren. Dit betreft de definitieve cijfers tot en met 2013 en de (nader) voorlopige cijfers over de jaren 2014, 2015 en 2016. Daarnaast zijn de Nationale Energieverkenning 2016 en het Kwaliteits- en Capaciteitsplan van TenneT bronnen voor prognoses.

#### Sectoren

Voor het Referentiescenario is de vraagontwikkeling binnen de sectoren voor de jaren vanaf 2017 gekwantificeerd met de groeicijfers conform het vastgesteld beleid scenario uit de Nationale Energieverkenning 2016. Voor het Hoog scenario is naast de data uit de Nationale Energieverkenning gebruik gemaakt van eigen studies om de ontwikkeling van de vraag in kaart te brengen. In het scenario met hoge vraag wordt met name voor elektrisch vervoer en warmtepompen een hogere groei van de elektriciteitsvraag aangenomen dan in het Referentiescenario.

Binnen het belastingprofiel wordt op dit moment nog geen rekening gehouden met expliciete vraagsturing. Een reden hiervoor is dat de ontwikkelingen op dit gebied nog onvoldoende concreet zijn om deze te kwantificeren. Gevolg zou kunnen zijn, dat de piekvraag in met name de verder weg gelegen steekjaren mogelijk wordt overschat.

#### Warmtepompen

Tabel 3-2 toont het binnen het Referentiescenario gehanteerde aantallen warmtepompen in woningen. Het aantal warmtepompen in woningen in 2016 is

Tabel 3-2

| Aantallen warmtepompen in woningen |         |         |         |         |           |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|-----------|
|                                    | 2014    | 2016    | 2020    | 2025    | 2030      |
| Referentiescenario                 | 121.226 | 179.887 | 248.000 | 402.000 | 487.000   |
| Hoog scenario                      | 121.226 | 179.887 | 321.000 | 992.000 | 2.036.000 |

Tabel 3-3

| Aantallen elektrische voertuigen per scenario |         |         |         |           |
|-----------------------------------------------|---------|---------|---------|-----------|
|                                               | 2016    | 2020    | 2025    | 2030      |
| Referentiescenario                            | 115.200 | 200.000 | 500.000 | 860.000   |
| Hoog scenario                                 | 115.200 | 480.000 | 980.000 | 1.980.000 |

gebaseerd op CBS-cijfers<sup>6</sup>. Het aantal warmtepompen voor 2020 en 2030 binnen het Referentiescenario is gebaseerd op het voorgenomen beleid scenario uit de NEV2016. Ten opzichte van de prognose in de Monitoring 2016 is het aantal warmtepompen binnen het Referentiescenario in 2020 lager (248.000 ten opzichte van 405.000), vanwege een lagere realisatie in de afgelopen jaren dan eerder geraamd. Dit geldt eveneens voor 2030 (487.000 ten opzichte van 504.000).

Voor het scenario Hoog zijn de aantallen warmtepompen voor 2020 gebaseerd op het vastgesteld en voorgenomen beleid scenario uit de NEV2016. Het aantal warmtepompen voor 2030 is ingeschat op basis van eigen studie. Investerings door woningbouwverenigingen en op termijn een prominenter plaats van de warmtepomp in de vervangingsmarkt van CV-ketels geeft binnen dit scenario voor 2030 een prognose van circa 2 miljoen warmtepompen.

### Elektrische voertuigen

Tabel 3-3 geeft het binnen de vraagscenario's gehanteerde aantallen elektrische voertuigen weer. De aantallen in de tussenliggende jaren zijn bepaald met lineaire interpolatie.

In 2016 zijn er volgens de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl<sup>7</sup>) er 115.200 elektrische

voertuigen geregistreerd in Nederland. De ontwikkeling van het aantal elektrische voertuigen in het Referentiescenario is gebaseerd op het vastgesteld beleidsscenario uit de NEV2016. Voor het Referentiescenario wordt een iets gematigder streefwaarde voor 2030 aangehouden, namelijk 860.000 elektrische voertuigen.

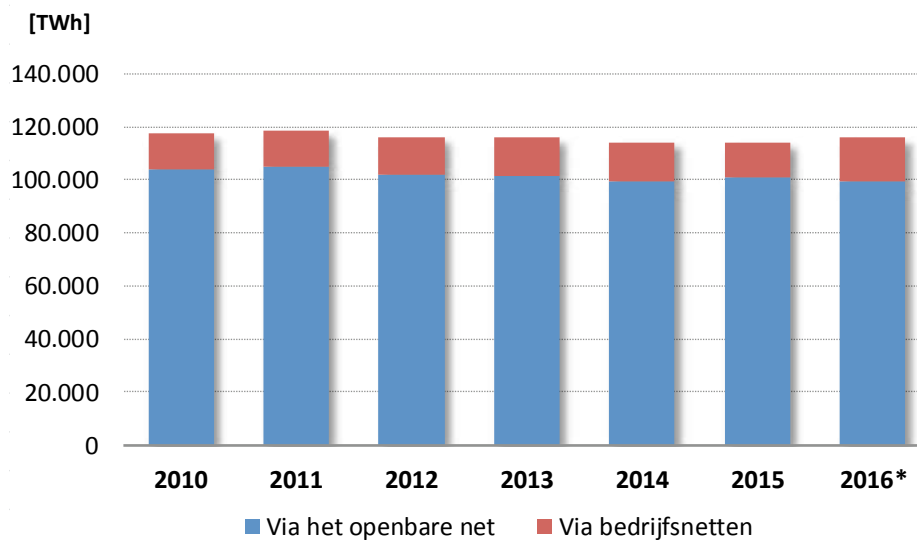
Uitgangspunt voor het scenario Hoog is een hogere groei van het aandeel van elektrisch aangedreven auto's in het totaal aantal auto's. In het scenario Hoog wordt uitgegaan van 480.000 elektrische voertuigen in 2020 met een toename tot bijna twee miljoen in 2030.

#### 3.3.1.2 Ontwikkeling elektriciteitsvraag

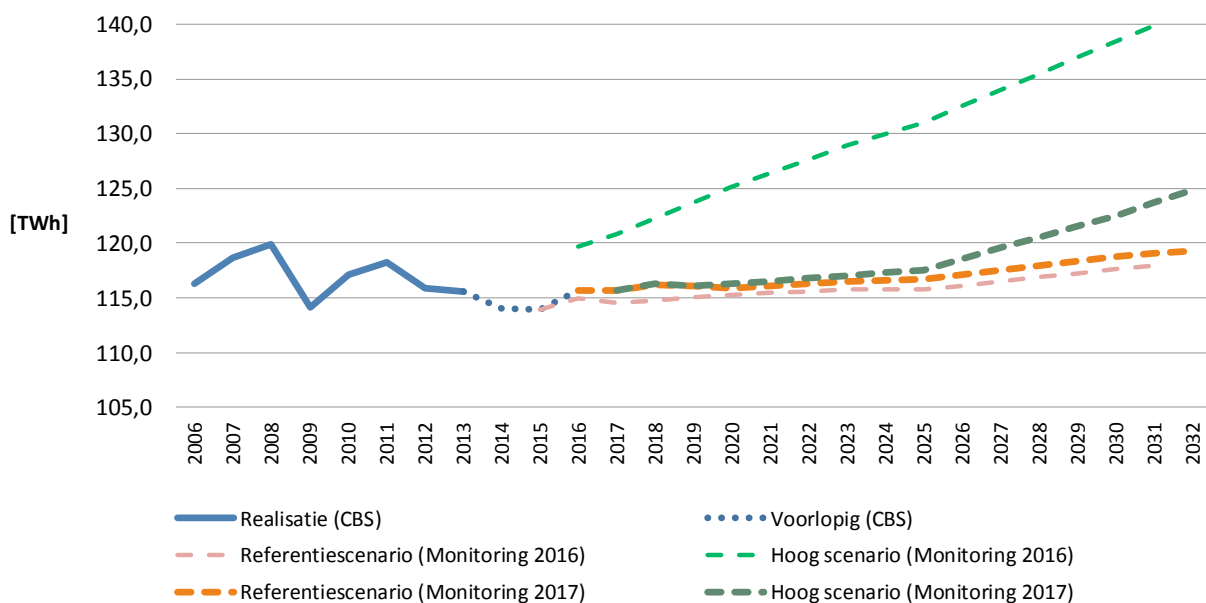
Het totale netto elektriciteitsverbruik in Nederland schommelt de laatste jaren rond de 115 TWh. Uit de (nader) voorlopig gegevens van CBS blijkt, dat dit elektriciteitsverbruik in 2016 op 115.6 TWh uitkwam. Dit totaalcijfer is de hoeveelheid elektriciteit die is afgeleverd aan verbruikers in Nederland met daarbij opgeteld het verbruik ter dekking van alle netverliezen. Het verbruik is uitgesplitst naar de wijze van aflevering via het openbare net of via bedrijfsnetten. Verder wordt er elektriciteit verbruikt door de installaties waarmee de elektriciteit is geproduceerd, dat verder in deze monitoring buiten beschouwing wordt gelaten. Het elektriciteitsverbruik

<sup>6</sup> CBS Statline, juli 2017, <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?VW=D&DM=SLNL&PA=82380NED&D1=a&D2=a&D3=a&D4=19-22&HD=170906-1653&HDR=T&STB=G2,G1,G3>

<sup>7</sup> website RVO, <https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers>



Figuur 3-2 Elektriciteitsverbruik in Nederland volgens het CBS [\*: voorlopige waarden]



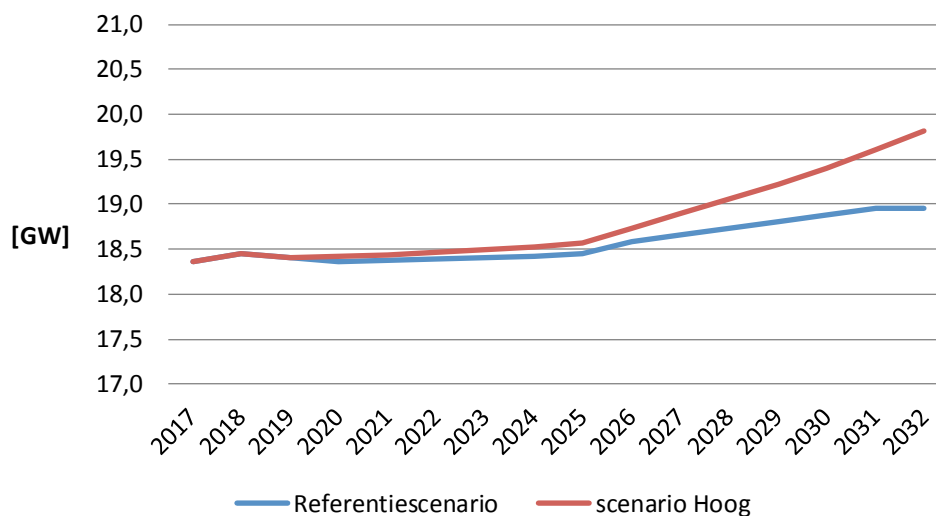
Figuur 3-3 Gerealiseerd en geprognosticeerd elektriciteitsverbruik in Nederland

via het openbare net is in 2016 met 99,3 TWh circa 1,5% lager dan in 2015 (100,9 TWh). Opvallend is, dat het verbruik via de bedrijfsnetten in 2016 met circa 25% is gestegen naar 16,3 TWh ten opzichte van 2015 (13,0 TWh).

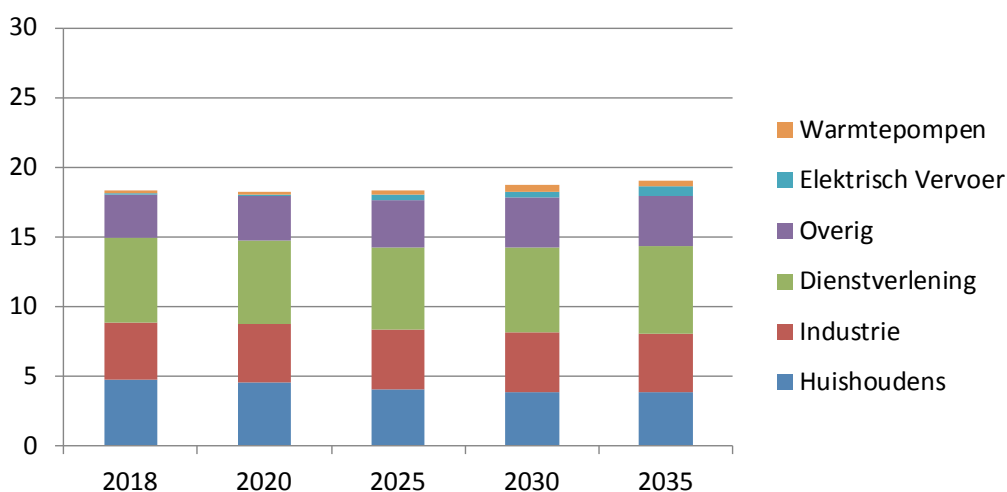
Voor 2016 wordt in de monitoring uitgegaan van 115,6 TWh. Meer gedetailleerde informatie betreffende de ontwikkeling van de binnenlandse

marktomvang en de elektriciteitsbalans met aanbod en verbruik (CBS) is opgenomen in Bijlage 1 van dit rapport.

De elektriciteitsvraag in het Referentiescenario in deze Monitoring (2017) ligt in de gehele periode iets boven de prognose uit de vorige Monitoring. Dat is te verklaren doordat de (voorlopig) gerealiseerde CBS-waarde voor 2016, achteraf hoger uitvalt dan



Figuur 3-4 Scenario's van de ontwikkeling van de piekbelasting in Nederland in GW



Figuur 3-5 Opbouw piekbelasting per sector in GW per zichtjaar (Referentiescenario)

de prognose van TenneT voor het jaar 2016. Het Referentiescenario Monitoring 2017 in figuur 3-3 (oranje stippellijn) laat dat ook zien.

Figuur 3-3 toont de gerealiseerde en geprognosticeerde ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag, waarbij voor deze monitoring ook een scenario met een hoge vraag is beschouwd. Dit scenario Hoog ligt meer in lijn met de realisaties tot en met 2016 en het Referentiescenario (Monitoring 2017) dan de prognose scenario Hoog uit de monitoring 2016. Aan de ontwikkelingen van het

elektriciteitsverbruik in de sectoren, elektrisch vervoer en warmtepompen wordt in de middellange termijn een minder onstuimige groei toegekend dan in de vorige edities van de monitoring.

In het Referentiescenario is de ontwikkeling van de piekbelasting voor deze Monitoring vergelijkbaar met die in het Referentiescenario van de Monitoring uit 2016. Figuur 3-4 presenteert de scenario's van de ontwikkeling van de piekbelasting.

In de beide scenario's verschilt de piekbelasting in de periode tot 2025 nauwelijks. Daarna wordt het

verschil tussen beide scenario's groter vanwege de extra groei van elektrisch vervoer en warmtepompen in het scenario Hoog.

Binnen het Referentiescenario neemt de piekbelasting heel licht toe. In latere steekjaren wordt de bijdrage van elektrisch vervoer en warmtepompen zichtbaar, waarbij in 2030 de bijdrage aan de piekbelasting van elektrisch vervoer 0,5 GW bedraagt en die van warmtepompen 0,4 GW. Binnen het scenario met hoge vraag neemt de piekbelasting toe naar 20,5 GW in 2035.

### 3.3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde

De ontwikkelingen van het aanbod van productievermogen voor elektriciteitsopwekking wordt in het kader van de monitoring leveringszekerheid in kaart gebracht door TenneT. Jaarlijks stellen elektriciteitsproducenten en andere bedrijven met een eigen productiemiddel TenneT op de hoogte van de status van hun productiemiddel(en) en de beschikbaarheid van aangesloten vermogen voor elektriciteitsopwekking. In aanvulling op deze verplichting uit hoofde van de Netcode heeft TenneT met een aantal producenten nader overleg gevoerd over de interpretatie van de aangeleverde specifieke productiedata en de duiding van (niet-)beschikbaarheid van vermogen in de toekomst ten behoeve van deze monitoring. Bij het kwantificeren van het aanbod voor de monitoring is rekening gehouden met de gegevens van de producenten, welke voor medio mei 2017 aan TenneT zijn gemeld.

In de komende paragrafen wordt de ontwikkeling omschreven van thermische elektriciteitsopwekking en elektriciteitsopwekking door hernieuwbaar vermogen, hoofdzakelijk bestaande uit elektriciteit uit zon-PV en windvermogen.

#### 3.3.2.1 Thermisch productievermogen elektriciteitsopwekking

In de periode van 2010 tot 2015 is meer dan 10 GW nieuwbouw van thermisch vermogen gerealiseerd. De recente inbedrijfstellingen van grootschalig productievermogen elektriciteit betreffen de kolen-gestookte centrales in de Eemshaven en op de Maasvlakte ter grootte van tezamen 3,4 GW. In het afgelopen jaar werden er in het kader van de monitoring leveringszekerheid geen grootschalige

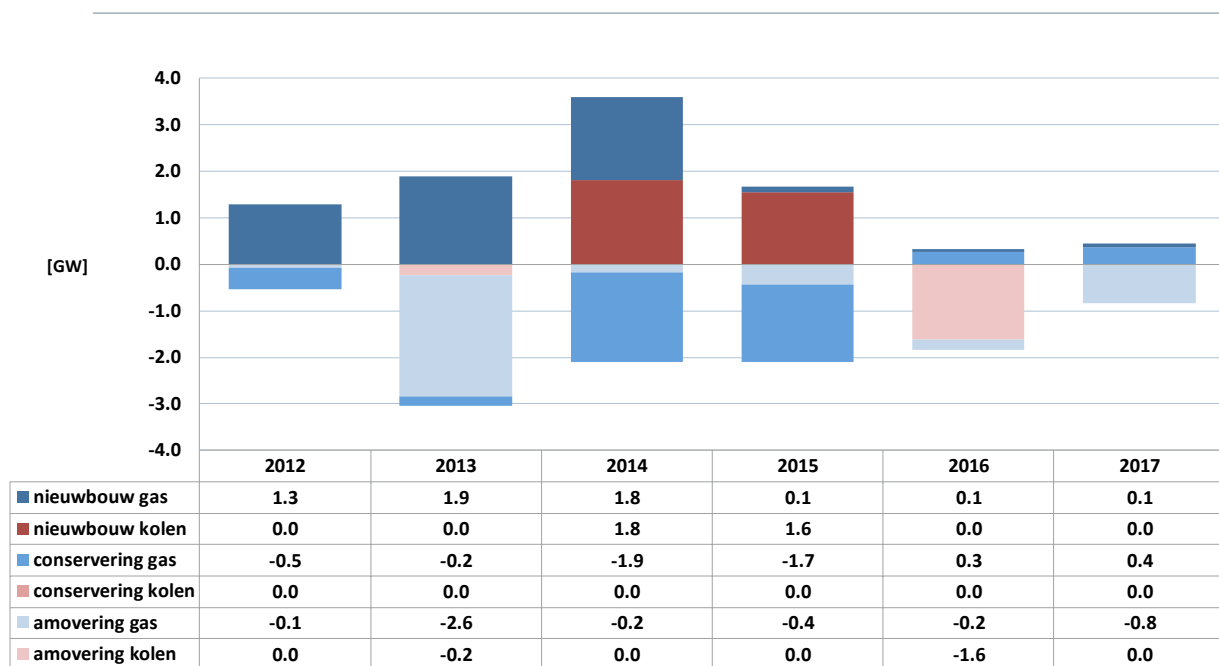
nieuwbouwplannen voor uitbreiding van thermisch vermogen voor elektriciteitsproductie aangemeld bij TenneT. Behalve een op afval gestookte centrale ter grootte van bijna 0,1 GW in 2018, zijn er geen andere projecten voor nieuwbouw van conventionele grootschalige elektriciteitsproductie door producenten en bij TenneT aangekondigd in het kader van deze monitoring. Een klein aantal kleinschalige projecten zijn gemeld voor nieuwbouw van elektriciteitsproductie vanaf 2016, zoals (bio)gasgestookt vermogen (0,1 GW) in de industrie- en tuinbouwsector.

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 niet eerder nadat producenten hun (her)investeringsbeslissing hebben genomen. Gezien het onvoorziene karakter van dergelijke beslissingen plus de prudente benadering bij de bepaling van de leveringszekerheid is met het deconserveren van vermogen op voorhand geen rekening gehouden.

#### Ontwikkeling conventioneel productievermogen in de periode 2012-2017

Figuur 3-6 illustreert de mutaties in het opgestelde conventionele productievermogen elektriciteit in de periode vanaf 2012 tot en met 1 januari 2017. Vooral vanaf 2012 is er sprake van aanzienlijke wijzigingen in zowel nieuwbouw, amovering als conservering van productievermogen.

- Vanaf 2012 is circa 7,3 GW thermisch nieuw productievermogen gereedgekomen, waarvan 3,4 GW kolenvermogen. In de beoordeling van de leveringszekerheid wordt het meegenomen in het kalenderjaar daaropvolgend.
- Vanaf 2013 werd 4,5 GW, voornamelijk gasgestookt, productievermogen geamoveerd. Per 2016 is 1,6 GW kolenvermogen stilgelegd conform de afspraak in het SER Energieakkoord van september 2013.
- Op 1 januari 2017 is er 3,7 GW geconserveerd; in 2016 verminderde het niet-operationeel vermogen door deconservering en conservering van eenheden: per saldo was het geconserveerd vermogen 4,1 GW in 2016.



Figuur 3-6 Mutaties opgesteld conventioneel vermogen in MW per 1 januari in de periode 2012-2017

Opmerkingen bij Figuur 3-6:

- de mutatie bij een jaar geeft de ontwikkeling weer ten opzichte van het vorige kalenderjaar;
- negatief getal bij conservering betekent: het niet-operationeel vermogen nam toe; positief getal bij conservering betekent: het niet-operationeel vermogen nam af.

### Verwachte ontwikkeling conventioneel productievermogen elektriciteit vanaf 2017

De belangrijkste te verwachten mutaties van het conventioneel productievermogen in de periode na 1 januari 2017 zijn onderstaand weergegeven.

- Als gevolg van het SER Energieakkoord van september 2013 zal er verdere uitfasering van de oudere kolengestookte eenheden (1,1 GW) plaatsvinden medio 2017 (zie tabel 3-4).
- Medio juli 2017 zijn volgens reguliere melding aan TenneT enkele gascentrales uit bedrijf genomen:

definitief (0,4 GW) en voor zomerconservering (1,3 GW). Daarnaast is er in juni 2017 voor 0,8 GW gedeconserveerd.

- In de periode 2018 tot 2024 zijn enkele nieuwbouwplannen voor thermisch vermogen bij TenneT bevestigd ter grootte van 0,2 GW, waaronder circa 0,1 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. Daarnaast wordt rekening gehouden met een afname van gasgestookt vermogen (wkk/gasmotoren) ter grootte van 0,5 GW.
- In de periode 2018 tot en met 2021 zijn elektriciteitsproducenten voornemens om aanvullend 1,7 GW gasgestookt vermogen te conserveren. Daarnaast wordt 1,1 GW geconserveerd vermogen definitief uit bedrijf wordt genomen (amovering). Aanvullend wordt in dezelfde periode gasgestookt vermogen ter grootte van circa 1,2 GW geamoveerd volgens de plannen van producenten, wat

Tabel 3-4

| Uitbedrijfname kolenvermogen conform SER Energieakkoord september 2013 |                 |                        |
|------------------------------------------------------------------------|-----------------|------------------------|
| Type vermogen                                                          | Capaciteit [MW] | Beoogde uitbedrijfname |
| kolen                                                                  | 1.611           | 1-1-2016               |
| kolen                                                                  | 1.050           | 1-1-2017               |
| Totaal                                                                 | 2.661           |                        |

neerkomt op amoveringen van tezamen 2,3 GW.

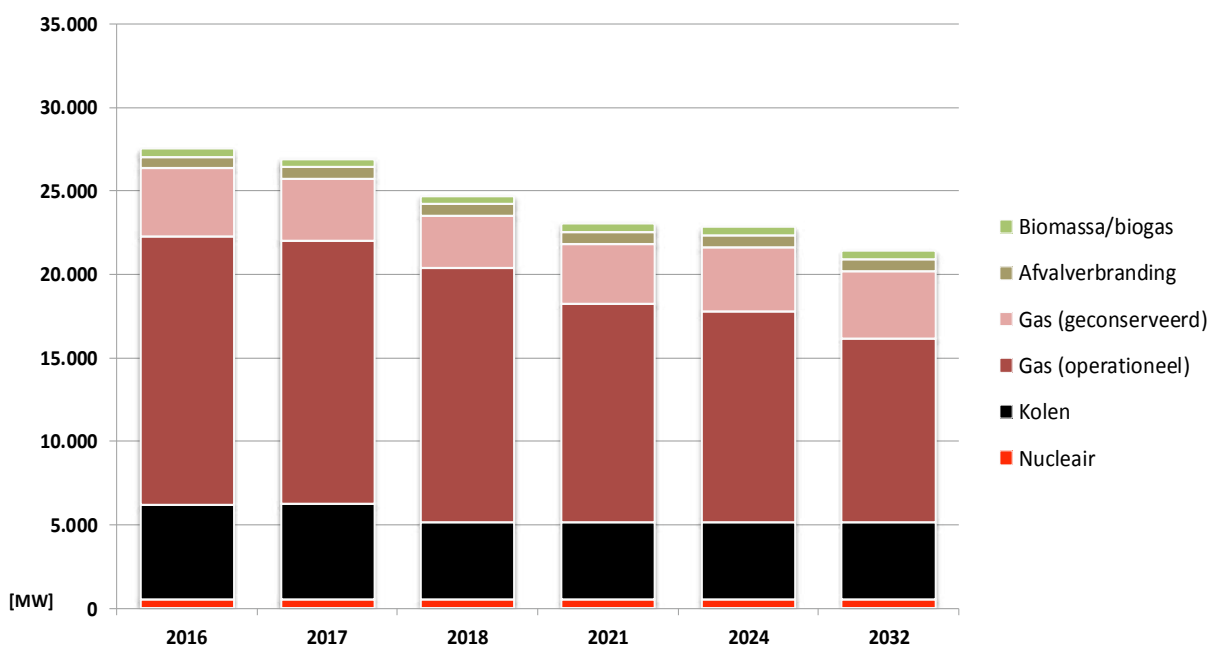
- Naarmate de horizon van het prognosticeren verder in de toekomst ligt, wordt de onzekerheid ten aanzien van te verwachten marktsituaties groter. Toch hebben producenten in deze monitoring te kennen gegeven, dat er rond 2025 aanvullend nog eens 0,4 GW voor conservering wordt aangemerkt en 0,9 GW voor amovering, beide grootschalig vermogen.
- Voor wat betreft het kleinschalig vermogen, met name wkk, wordt uitgegaan van een krimp na zichtjaar 2024. Wkk-vermogen zal zo lang mogelijk ingezet worden, tot het moment van het eind van de technische levensduur. Afhankelijk van de marktsituatie en de economische omstandigheden zal een besluit vallen tot herinvesteringen in wkk-vermogen, dan wel tot investeringen in alternatieve en innovatieve oplossingen om aan de eigen energievraag te voldoen. Op basis van sectoranalyse wordt verwacht, dat een deel van het wkk-park in de periode 2024 tot en met 2030 wordt geamoveerd (0,6 GW), waarbij sprake is van het bereiken van de - door weinig draaiuren - al verlengde technische levensduur.

De vertaling van bovenstaande ontwikkelingen vanaf 2016 ten aanzien het opgesteld vermogen van ther-

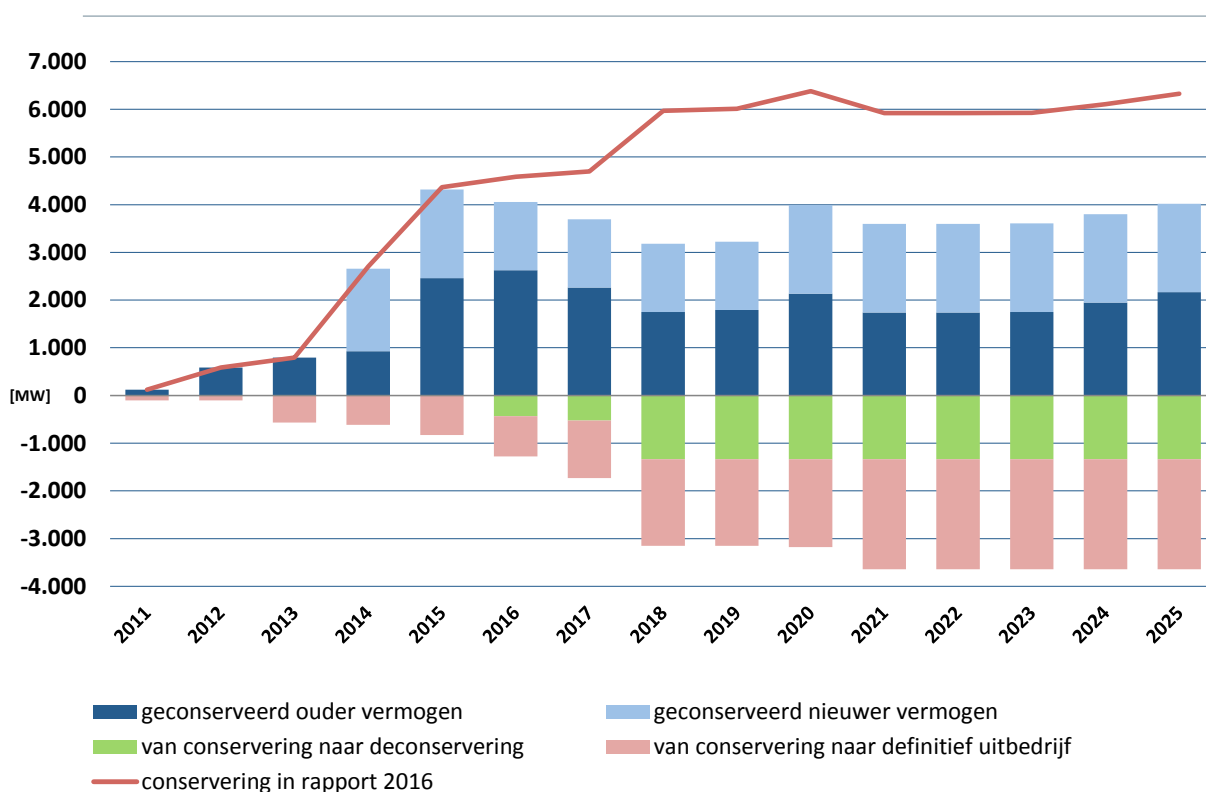
mische eenheden voor elektriciteitsopwekking worden in figuur 3-7 per brandstofsoort weergegeven.

### Conservering van vermogen

In figuur 3-8 wordt de omvang van het geconserveerd en het te conserveren gasgestookt vermogen in Nederland weergegeven, zoals dat bij TenneT bekend is in het eerste halfjaar van 2017, gebaseerd op concrete informatie van producenten. Het saldo van geconserveerd vermogen aanvang 2017 ter grootte van 3,7 GW loopt tot aan 2020 niet verder op. Dit is enigszins een trendbreuk in vergelijking met de vooruitzichten van het saldo van geconserveerd vermogen zoals dat in de vorige monitoring werd vastgesteld, namelijk de rode lijn in de figuur hieronder kent een niveau van 6,3 GW in 2020. De belangrijkste oorzaak ligt in het feit, dat in het afgelopen en huidige jaar 1,3 GW werd gedeconserveerd. Twee andere oorzaken zijn: de ontmanteling van oudere centrales die in de mottenballen stonden ter grootte van ca. 1,0 GW (roze staafjes in grafiek) en de wijziging van plannen voor conservering (0,5 GW), zoals deze TenneT werden gemeld. Van het geconserveerd vermogen aanvang 2017 is 1,4 GW jonger dan 5 jaren en aanvang 2020 is dat opgelopen tot 1,9 GW (lichtblauwe staafjes in grafiek 3-8). Enkele producenten hebben vorig jaar concreet



Figuur 3-7 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2016 tot 2032



Figuur 3-8 Ontwikkeling van het door producenten aangegeven geconserveerd of te conserveren vermogen (ouder en nieuwer) en de mutatie per jaar van conservering naar deconservering of naar definitieve uitbedrijfsneming (peildatum telkens 1 januari).

aangegeven, dat 2,5 GW in aanmerking zou kunnen komen voor mogelijke deconservering in 2019 (1,7 GW) en in 2020 (0,8 GW). Medio 2017 is gebleken, dat er inderdaad ruimte was voor deconserveren (groene staafjes). Er is in de reguliere data-uitvraag aan producenten verder geen concrete informatie aan TeneT aangereikt, dat er in de nabije toekomst van 2018 tot bijvoorbeeld 2020 zal worden gedeconserveerd. Aangegeven werd tevens, dat deconserveren wel mogelijk is bij gunstige markt-omstandigheden en een acceptabel kostenplaatje.

De mogelijkheden voor deconservering, ofwel de verruiming van operationeel vermogen, zijn bij deze monitoring van de leveringszekerheid niet op voorhand meegenomen in de basisberekeningen voor de analyse van de leveringszekerheid, noch in de berekende varianten opgenomen. Wel is in de volgende hoofdstukken in kaart gebracht welk firm vermogensoverschot dan wel -tekort resteert na het deconserveren van bijvoorbeeld 1,3 GW nieuwer gasvermogen.

Verschillende 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 middellange termijn. Investeringsbeslissingen voor nieuw- of ombouw van centrales worden genomen op basis van eigen portfolio en strategieën om het verdienmodel levensvatbaar te houden. Daarbij spelen ook andere factoren een grote rol: de economische vooruitzichten, beschikbaarheid van adequate techniek en personeel, het verkrijgen van nodige 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 tenslotte de prijsontwikkelingen op de markten. Voor deconserveren gelden dezelfde marktomstandigheden. De benodigde tijd om centrales te deconserveren verschilt onderling zeer, variërend van twee weken tot vele maanden, tot enkele jaren vanwege revisie en ombouw. Producenten geven aan dat in geval van diepe

conservering er meer tijd nodig is om een centrale te deconserveren, met name door het in bepaalde situaties opnieuw moeten aantrekken van personeel in samenhang met de kosten die gemaakt moeten worden voor een groot onderhoud.

### **Analyse naar conservering van vermogen**

Zoals in de monitoring van 2016 werd aangekondigd, heeft TenneT een analyse laten uitvoeren naar mogelijke opties voor het (de) conserveren van conventioneel productievermogen onder uiteenlopende marktomstandigheden met inachtnaam van de kosten voor groot onderhoud voor gasgestookte eenheden. Een onafhankelijke consultant heeft een analyse naar de relevante kosten en zogenaamde value drivers voor gascentrales groter dan 100 MW uitgevoerd op basis van hun expertise en openbare gegevens. De resultaten werden individueel gevalideerd door de betreffende producenten, op basis waarvan een model werd ontwikkeld voor TenneT om de aanbodzijde in het kader van de leveringszekerheid in bepaalde scenario's beter in te schatten. Aan de hand van een matrix met de verschillende modi van 'preservation' (status van conservering; zie bijlage 4) kunnen de individuele gasgestookte eenheden worden ingedeeld naar diepte van conservering, herstarttijd, kosten en risico's. Aan de hand van de ontwikkeling van de marktprijzen, zoals de forward spark spread en het moment dat groot onderhoud benodigd is, kan met het model een overzicht worden verkregen over de kansen op enerzijds het herstarten van een geconserveerde eenheid en anderzijds het conserveren van een operationele eenheid. Inzichten uit de analyse zijn gebruikt voor het ontwikkelen van de gevoeligheidsanalyse.

Medio 2016 waren zowel spot- als termijnprijzen voor elektriciteit erg laag terwijl gas- en carbon-prijzen stabiel bleven; voor diverse conventionele centrales was de resulterende marge dermate laag dat investeringen in zogenaamde onderhoudsstops niet rendabel waren, zodat mothballing werd overwogen. Echter, eind 2016 stegen de elektriciteitsprijzen flink, zoals beschreven in [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Dutch/2016\\_Market\\_Review\\_TenneT.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2016_Market_Review_TenneT.pdf).

Als gevolg van deze stijging was het voor conventionele centrales aantrekkelijker geworden om te blijven draaien, ook als hiervoor kosten voor onderhoudsstops moesten worden gemaakt. Er was dus veel minder prikkel om centrales te mothballen.

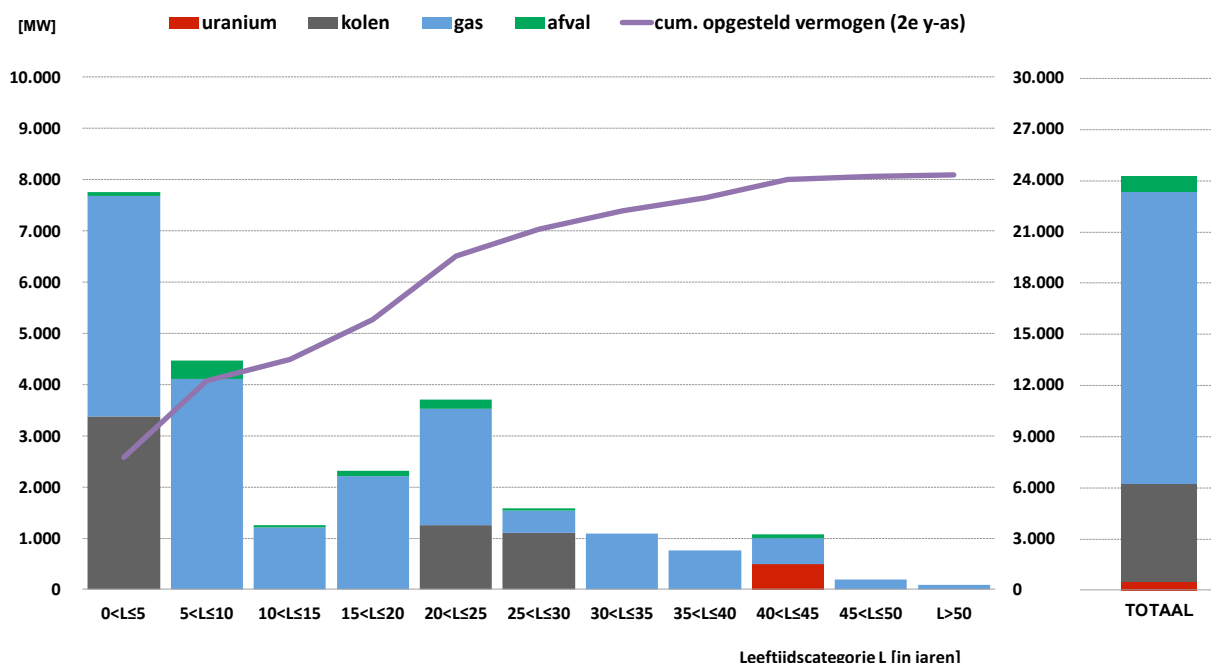
Volgens de analyse medio 2017 is de markt nog niet zodanig gunstig, dat ook zeer groot onderhoud (major overhaul) en/of levensduurverlenging (life time extension) rendabel is voor een aantal units; units die vlak voor dergelijk groot onderhoud staan hebben dus een kans om te worden geconserveerd. Maar de verbeterde marktvooruitzichten sinds eind 2016 hebben er wel mede toe geleid, dat enkele geconserveerde eenheden recent weer operationeel zijn gemaakt (1,2 GW).

De uitkomsten van het onderzoek blijken goed in overeenstemming met de door producenten aangegeven modi van geconserveerde eenheden in de jaarlijkse data-uitvraag. De door producenten opgegeven data in het kader van leveringszekerheid blijft leidend voor de uitgangspunten van de monitoring. Het ontwikkelde model biedt TenneT handvatten om een goede onderbouwing en aanvullende analyses uit te voeren over de actuele positie van gaseenheden, waarbij de veronderstelde beschikbaarheid bij de producenten kan worden getoetst. Zo wordt door TenneT een goed beeld verkregen van de positie van de grotere gaseenheden in de markt, teneinde de onderbouwing van de analyses over de leveringszekerheid te verbeteren en recht te doen aan de verwachte kwaliteit van de monitoring.

In bijlagen 4 en 5 zijn enkele belangrijke kwantitatieve bevindingen uit de analyse samengevat.

### **Leeftijdsopbouw thermisch productievermogen**

In de regel komt ouder productievermogen als eerste in aanmerking voor amovering of conservering. In figuur 3-9 is voor alle huidige thermische eenheden groter dan 5 MW de leeftijdsopbouw per brandstofsoort gepresenteerd. Onder gas wordt verstaan: de eenheden die voor fossiele gassen zijn geschikt, zoals aardgas, procesgas, hoogovengas alsook diesels. In de



Figuur 3-9 Leeftijdsopbouw van het Nederlands productievermogen thermische eenheden groter dan 5 MW per brandstofsoort per 1-1-2017

categorie afval zitten verbrandingsinstallaties van afval en biogas/-massa. De naar vermogen gewogen gemiddelde leeftijd van het productiepark vanaf 5 MW bedroeg op 1-1-2017 ruim 15 jaar. De omvang van het thermisch productiepark groter dan 5 MW dat per 1-1-2017 een leeftijd had van 30 jaar of ouder is 3,2 GW.

### 3.3.2.2 Zon-PV en windvermogen

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op de uitgangspunten volgens het vastgesteld beleid in de Nationale Energieverkenningen 2016.

#### Zon-PV

Het opgesteld zon-PV vermogen eind 2016 is volgens het CBS 2.040 MW (voorlopige waarde). Aangenomen wordt, dat ook in de komende jaren de groei van zon-PV zal aanhouden, gezien de verleende subsidieaanvragen en de vele plannen

voor investeringen in zonnepanelen. Uitgangspunt is dat zon-PV uitkomt op 4,4 GW in 2020 en doorgroeit naar 6,5 GW in 2023 conform het voorgenomen beleidsscenario uit de Nationale Energieverkenning 2016, dat tevens basis is voor de periode tot en met 2030 (14,5 GW).

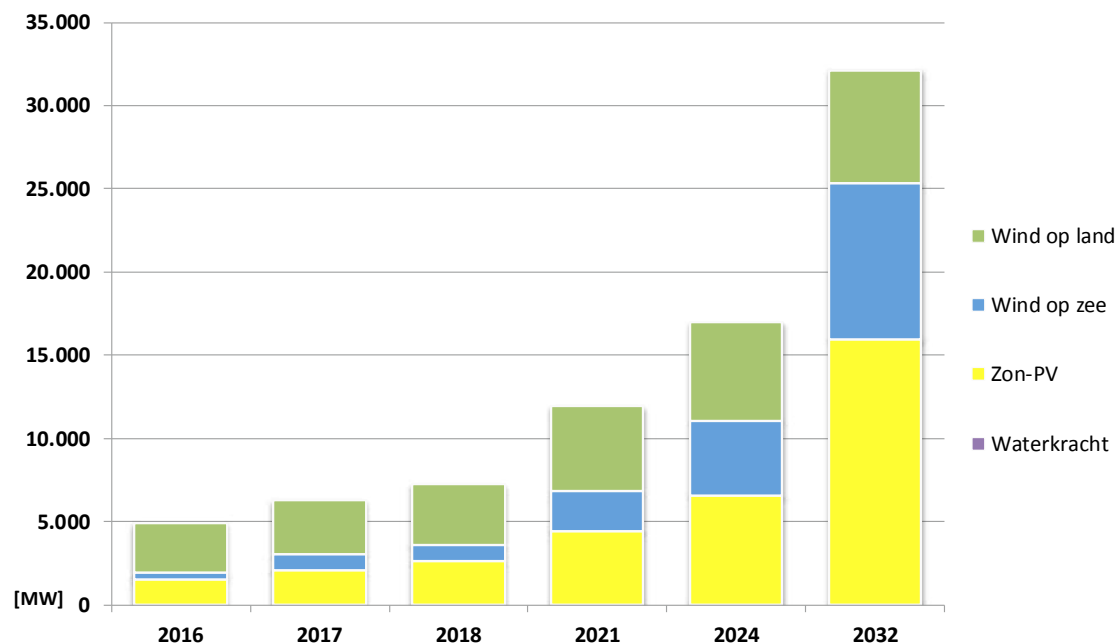
#### Windvermogen op land

In 2016 is volgens het CBS het windvermogen in Nederland met 215 MW toegenomen tot 3.249 MW (voorlopige waarde). In de Monitor Wind op Land 2016<sup>8</sup> van de Rijksoverheid wordt gerapporteerd: “De nationale opgave is 6.000 MW windvermogen op land operationeel in 2020<sup>9</sup>. Eind 2016 stond in Nederland 3.297 megawatt (MW) aan productief vermogen windenergie op land opgesteld. Dit is goed voor 55% van de landelijke doelstelling.

Voor de monitoring leveringszekerheid wordt uitgegaan van het voorgenomen beleid voor

<sup>8</sup> Monitor Wind op Land 2016, Rijksoverheid, mei 2017, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2017/06/21/monitor-wind-op-land-2016>

<sup>9</sup> Structuurvisie Wind op Land, maart 2014, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2014/03/31/bijlage-1-structuurvisie-windenergie-op-land>



*Figuur 3-10 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen van waterkracht, zon-PV en windvermogen in de periode 2016 tot 2031*

windvermogen op land in de NEV2016, wat neerkomt op 5.140 MW in 2020 en doorgroeit naar 6.723 MW in 2030.

### Windvermogen op zee

Eind 2016 werden twee windparken met een totaal vermogen van 600 MW ten noorden van de Waddeneilanden in bedrijf genomen, wat het totaal dan brengt op 957 MW offshore windvermogen. Identiek aan de Structuurvisie Wind op land heeft de Nederlandse overheid met de Rijksstructuurvisie Wind op Zee het ruimtelijk kader vastgesteld voor verdere realisatie van offshore windparken. Op basis van het energieakkoord wil de Nederlandse overheid onder andere het aandeel windenergie in de energiemix aanzienlijk vergroten. Op 1 juli 2015 is de Wet windenergie op zee in werking getreden. Deze wet maakt de opschaling van windenergie op zee mogelijk. Om de doelstelling van extra windvermogen op zee te kunnen realiseren heeft de overheid drie locaties in de Noordzee aangewezen voor de ontwikkeling

van nieuwe windparken. De windgebieden Borssele (1.400 MW), Hollandse Kust zuid (1.400 MW) en Hollandse Kust noord (700 MW) worden via tendering gerealiseerd in fasen. Het offshore windvermogen komt hiermee rond 2023 op een totaal van 4.457 MW. Zie voor verdere detailering van de ontwikkeling van offshore windvermogen het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument “Net op zee 2016”<sup>10</sup>.

Het voorgenomen beleid uit de NEV2016 voor offshore windvermogen geeft 8.872 MW in 2030 aan. In de ‘Energieagenda’ van het Ministerie van Economische Zaken van december 2016<sup>11</sup> is voor offshore windvermogen vanaf 2023 een groei van 1 GW per jaar gepresenteerd. Dat is in deze monitoring niet meegenomen.

In figuur 3-10 wordt de ontwikkeling van het opgesteld vermogen van zon-PV, waterkracht en windvermogen weergegeven vanaf 2016 tot en met zichtjaar 2032 als de uitgangspunten voor deze monitoring.

<sup>10</sup> Kwaliteits- en Capaciteitsdocument “Net op zee 2016”, [http://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Dutch/TP\\_KCD2016\\_net\\_op\\_zee.pdf](http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TP_KCD2016_net_op_zee.pdf), april 2016

<sup>11</sup> Energieagenda, december, 2016, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2016/12/07/ea>

### 3.3.2.3 Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen

Tabel 3-5 geeft een overzicht van de ontwikkeling van het opgestelde vermogen, waarbij de waarden bij het vermelde jaar geldig zijn per 1 januari. Het karakter van het monitoren van de leveringszekerheid kent een zekere conservatieve benadering ten aanzien de beschikbaarheid van vermogen binnen een bepaald kalenderjaar, om zo rekening te houden met de grote mate van onzekerheid van de beschikbaarheid van vermogen. De inbedrijfname van nieuw productievermogen in de loop van een toekomstig kalenderjaar wordt dan ook pas in het eerstvolgende jaar meegenomen. Vermogen dat buiten bedrijf wordt genomen in een kalenderjaar wordt direct niet meer meegenomen in de berekeningen in dat jaar, zoals geconserveerd vermogen.

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 zogenaamde vermogen in mottenballen). Het operationeel vermogen is nader uitgesplitst naar de som van het zonPV-, waterkracht- en windvermogen en het

thermisch vermogen met als brandstof uranium, aardgas, biogas, hoogovengas, procesgas, steenkolen, afval inclusief biomassa.

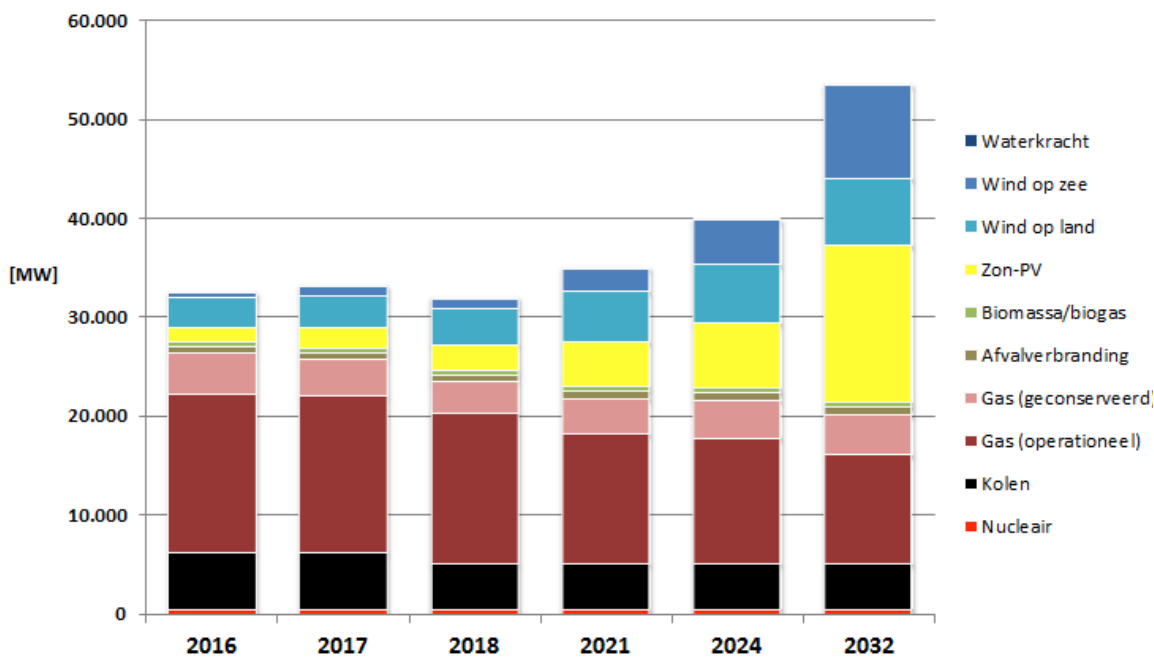
Naast de totale hoeveelheden operationeel en niet-operationeel vermogen zijn rechts in de tabel de jaarlijkse mutaties (toename of afname per jaar) in operationeel vermogen weergegeven voor de categorieën thermisch, zon-PV/wind/hydro en totaal. Daarbij is de categorie thermisch, wat staat voor het thermisch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

Ten opzichte van de vorige monitoring rapportage (2016) is het thermisch operationeel vermogen op de middellange termijn (2020) in het huidige rapport niet verder verminderd, maar vergroot met 1,2 GW in 2017. Dit komt voornamelijk, doordat het niet-operationeel vermogen in 2017 met 1,0 GW is verminderd.

Figuur 3-11 geeft de ontwikkeling van het opgesteld vermogen weer per zichtjaar met de totalen in MW. De bijbehorende cijfers zijn terug te vinden in Bijlage 3.

Tabel 3-5

| Ontwikkeling opgesteld vermogen (operationeel en niet-operationeel vermogen) |                       |                       |                  |                                       |                                                  |          |           |       |                       |        |
|------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------------|----------|-----------|-------|-----------------------|--------|
| Jaar                                                                         | operationeel vermogen |                       |                  | niet-operationeel vermogen (mothball) | wijzigingen in operationeel vermogen per tijdvak |          |           |       |                       |        |
|                                                                              | totaal                | zon-PV/<br>wind/water | thermisch proces |                                       | thermisch proces (nucleair, fossiel, waste)      |          |           |       | zon-PV/<br>wind/water | totaal |
|                                                                              |                       |                       |                  |                                       | nieuw                                            | mothball | amovering | saldo |                       |        |
|                                                                              |                       |                       |                  |                                       |                                                  |          |           |       |                       |        |
| GW                                                                           | GW                    | GW                    | GW               | GW                                    | GW                                               | GW       | GW        | GW    | GW                    |        |
| 2015                                                                         | 28,7                  | 4,0                   | 24,8             | 4,4                                   | 1,7                                              | -1,7     | -0,4      | -0,4  | 0,5                   | 0,0    |
| 2016                                                                         | 28,4                  | 4,9                   | 23,4             | 4,1                                   | 0,2                                              | 0,3      | -1,8      | -1,4  | 1,0                   | -0,4   |
| 2017                                                                         | 29,5                  | 6,3                   | 23,2             | 3,7                                   | 0,2                                              | 0,4      | -0,8      | -0,2  | 1,3                   | 1,1    |
| 2018                                                                         | 28,8                  | 7,3                   | 21,5             | 3,2                                   | 0,0                                              | 0,5      | -2,2      | -1,7  | 1,0                   | -0,7   |
| 2021                                                                         | 31,4                  | 12,0                  | 19,4             | 3,6                                   | 0,2                                              | -0,4     | -1,9      | -2,1  | 4,7                   | 2,6    |
| 2024                                                                         | 36,0                  | 17,0                  | 19,0             | 3,8                                   | 0,0                                              | -0,2     | -0,2      | -0,4  | 5,0                   | 4,6    |
| 2032                                                                         | 49,5                  | 32,1                  | 17,4             | 4,1                                   | 0,0                                              | -0,2     | -1,5      | -1,7  | 15,1                  | 13,5   |



Figuur 3-11 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (MW) in de periode 2015 tot 2032

### 3.3.3 Ontwikkelingen import en exportcapaciteit

#### 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 de 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. 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 2018 ter grootte van waarschijnlijk 0,7 GW.

De Nederlands-Duitse interconnector Meeden-Diele wordt naar verwachting uitgebreid. Eind 2019 is tot circa 0,3 GW extra capaciteit voor de markt beschikbaar. Voor de monitoring leveringszekerheid

wordt hiermee per 2020 rekening gehouden.

Afhankelijk van marktontwikkelingen en het effect van andere investeringen zou dat kunnen groeien naar 0,5 GW in een later stadium.

Momenteel zijn de AC-import-/exportcapaciteit met de Duitse en Belgische grens tezamen 4,15 GW. Door de realisatie van de verbinding Doetinchem-Wesel met een capaciteit van 1,5 GW (geschat jaar in bedrijf is 2018) bedraagt in zichtjaar 2021 de gezamenlijke import-/exportcapaciteit van Nederland met de Duits/Belgische grens afgerond 6,65 GW.

Voor zowel de capaciteitstoename op de Belgische grens met 0,7 GW in 2018 als de toename op de Duitse grens met 0,3 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 weerssituaties en transit-flows, voor de leveringszekerheid beschikbaar is.

TenneT en de Deense tegenhanger Energinet.dk verwachten eind 2017 te starten met de aanleg van de zogenaamde Cobra Cable (0,7 GW). Dit zal een bijdrage leveren aan de integratie van duurzame energie in het Nederlandse en Deense elektriciteitsstelsel 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 vanaf zichtjaar 2020.

Tezamen met de NorNed-kabel (0,7 GW vanaf 2008) en de BritNed-kabel (1,0 GW vanaf 2011) bedraagt daarmee in zichtjaar 2021 de totale bruto landgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor import en export 9,05 GW.

In onderstaande tabel 3-6 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 3-6

| Beschikbare import/export capaciteit |              |                 |              |               |                      |                             |                                |
|--------------------------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------|----------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Jaar                                 | België<br>GW | Duitsland<br>GW | NorNed<br>GW | BritNed<br>GW | Cobra<br>cable<br>GW | Totaal<br>nominaal 1)<br>GW | Totaalna<br>reducties 2)<br>GW |
| 2016                                 | 1,7          | 2,4             | 0,7          | 1,0           | 0,0                  | 5,9                         | 5,5                            |
| 2017                                 | 1,7          | 2,4             | 0,7          | 1,0           | 0,0                  | 5,9                         | 5                              |
| 2018                                 | 1,7          | 2,4             | 0,7          | 1,0           | 0,0                  | 5,9                         | 5,5                            |
| 2021                                 | 2,4          | 4,2             | 0,7          | 1,0           | 0,7                  | 9,1                         | 8,4                            |
| 2014                                 | 2,4          | 4,2             | 0,7          | 1,0           | 0,7                  | 9,1                         | 8,4                            |

1) zonder reducties

2) met reducties ten gevolge van storingen, revisies en loop flows vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit

# 4 Resultaten analyse leveringszekerheid



In dit hoofdstuk worden de uitkomsten van de leveringszekerheidsanalyses gepresenteerd op basis van zowel het regionale als het nationale model. In hoofdstuk 4.1 wordt een overzicht gegeven van de geanalyseerde varianten. In hoofdstukken 4.2 en 4.3 worden resultaten van respectievelijk de nationale en regionale analyses toegelicht.

#### 4.1 Geanalyseerde varianten in nationale en regionale analyses

Om de gevolgen van de onzekerheden op de uitkomsten van de analyse te kwantificeren zijn, 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 zichtperiode is middellange en lange termijn (2018-2024), waarbij de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse in het zichtjaar 2032 slechts indicatief zijn. Belangrijk uitgangspunt in alle geanalyseerde varianten is dat wordt verondersteld dat uitsluitend operationeel vermogen (opgesteld vermogen minus geconserveerd vermogen) een bijdrage levert aan de leveringszekerheid. Dit betekent dat op voorhand alle geconserveerde installaties in het productiepark buiten de dataset zijn gelaten voor de berekeningen ten behoeve van de leveringszekerheid. In alle varianten is rekening gehouden met de effecten van zonPV- en windvermogen, d.w.z. het opgesteld vermogen is afgezet tegen de klimaatdata uit de Pan European Climate Database (PECD) van ENTSO-E. In deze database zijn de weersafhankelijke tijdseries van opwekpatronen van wind- en zon-PV-vermogen per land vastgesteld van 1982 tot en met 2015.

##### Overzicht geanalyseerde varianten:

- **De basisvariant** is een variant met onderbouwde aannames voor vraag en aanbod, welke het uitgangspunt is voor de gevoeligheidsvarianten. De uitgangspunten ten aanzien van het aanbod voor de basisvariant zijn beschreven in hoofdstuk 3: "Uitgangspunten voor de leveringszekerheidsanalyse". In de basisvariant wordt rekening gehouden met de elektriciteitsvraag volgens het referentiescenario.
- **De eerste gevoeligheidsvariant (variant 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 lange termijn.
- Het lange termijn beeld ten aanzien van het aanbod van operationeel vermogen blijft, evenals in voorgaande jaren, onzeker. **In een tweede gevoeligheidsvariant (variant B)** worden daarom onzekerheden ten aanzien van een verdere vermindering van de in de toekomst beschikbare hoeveelheid thermisch productievermogen geadresseerd.

Sinds de financiële en economische crises vanaf 2008 is er inmiddels totaal 16,7 GW nieuw vermogen voor elektriciteitsopwekking geïnstalleerd, waarvan ruim 8,5 GW gasvermogen en 4,5 GW zon-PV- en windvermogen. In dezelfde periode werd er ook ruim 7,4 GW geamoveerd en begin 2017 per saldo 3,7 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 helder dat er geen nieuwe initiatieven voor nieuwbouw van substantieel opwekvermogen werden aangekondigd naast enkele plannen voor herinvesteringen in de tuinbouw en in de afvalverwerking.

Tabel 4-1

| Beschouwde analysevarianten in nationale en regionale analyse |                        |      |      |      |      |      |      |
|---------------------------------------------------------------|------------------------|------|------|------|------|------|------|
|                                                               |                        | 2016 | 2017 | 2018 | 2021 | 2024 | 2032 |
| Nationale Analyse                                             | Basisvariant           | •    | •    | •    | •    | •    | •    |
|                                                               | Gevoeligheidsvariant A |      | •    | •    | •    | •    | •    |
|                                                               | Gevoeligheidsvariant B |      |      |      | •    | •    | •    |
|                                                               | Gevoeligheidsvariant C |      |      |      | •    | •    | •    |
| Regionale Analyse                                             | Gevoeligheidsvariant A |      |      | •    |      | •    |      |

Onder variant B wordt, boven de amoveringen en conserveringen die al zijn aangenomen in de basisvariant en gevoeligheidsvariant A, verondersteld dat het conventioneel vermogen nog verder krimpt. Daarbij zijn er verschillende varianten onderzocht ten aanzien van het type vermogen dat extra uit bedrijf genomen wordt: gasgestookt vermogen, kolen-vermogen of een mix van kolen en gasgestookt vermogen. Daaruit is gebleken dat er geen grote verschillen ontstaan in de uitkomsten afhankelijk van de gekozen typen centrales. In gevoeligheidsvariant B wordt een scenario doorgerekend, waarin een mix van typen installaties voor (thermische) elektriciteitsopwekking wordt stilgelegd ter grootte van tezamen 1,3 GW, aanvullend op door producenten aangegeven vermogen om af te schakelen.

- **In een derde gevoeligheidsvariant** worden de effecten getoond van een hogere elektriciteitsvraag. Dit “Hoog scenario” (variant C) is eveneens gebaseerd op variant A, waarbij voor het aanbod zoals door producenten opgegeven een hogere niet-beschikbaarheid van vermogen wordt verondersteld dan die door producenten werd opgegeven. In dit scenario met een hoge vraag wordt verondersteld dat vanwege deze hogere vraagmarktpartijen besluiten geen extra vermogen te conserveren bovenop de aangekondigde conserveringen en amoveringen.

In tabel 4-1 is een samenvatting gegeven van alle beschouwde varianten in nationale en regionale analyse. Alle gedefinieerde varianten zijn geanalyseerd met het nationale model. Daarnaast is gevoeligheidsvariant A geanalyseerd met het regionale model voor de jaren voor de jaren 2018 en 2024.

## 4.2 Nationale leveringszekerheidsanalyse

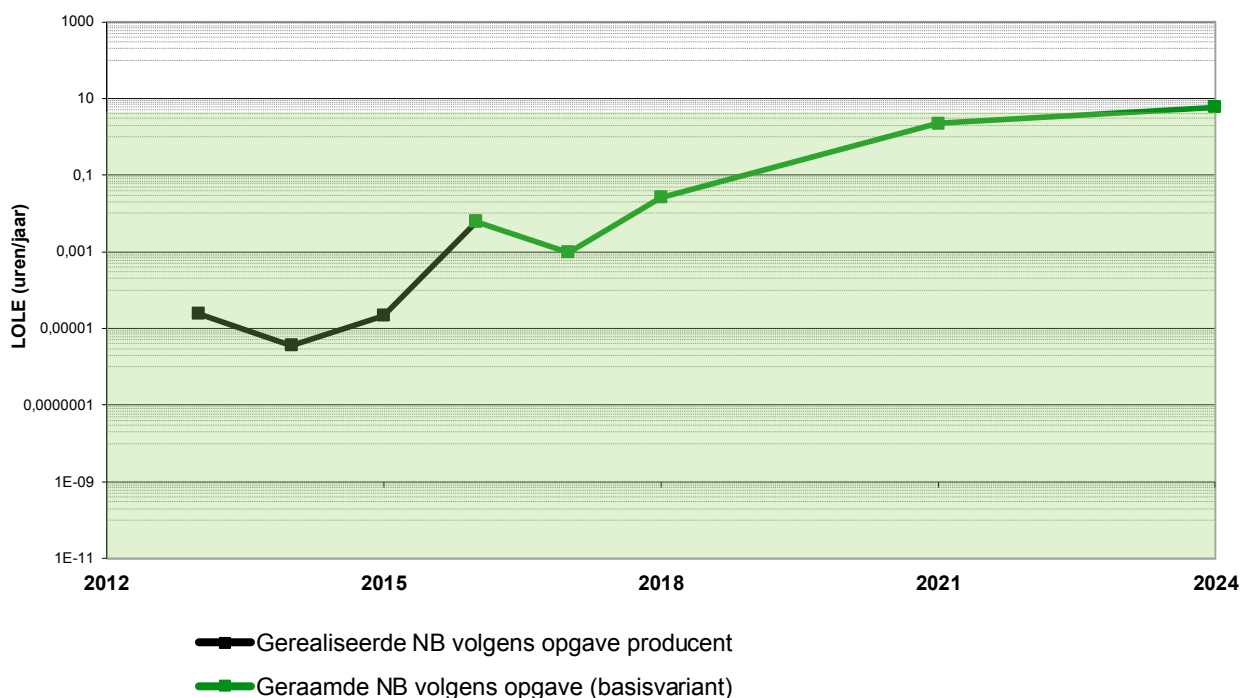
### 4.2.1 Inleiding

Voor de analyse van de nationale leveringszekerheid wordt uitgegaan van Nederland als een geïsoleerd systeem. De basis voor deze toets van adequaatheid bestaat uit zeer gedetailleerde data van het opgesteld vermogen en geprognosticeerde belastingdata per uur.

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 van 4 uren per jaar wordt voldaan.

Resultaten voor basisvariant en gevoeligheidsvarianten A, B en C worden gepresenteerd in paragraaf 4.2.2 t/m 4.2.5.

Paragraaf 4.2.6 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B en C weer



Figuur 4-1 Hoofddresultaat monitoring 2016-2024 (basisvariant)

in de vorm van firm vermogensoverschotten in een grafiek met daarin ook de in paragraaf 3.3 benoemde omvang van het nieuwer vermogen dat voor mogelijke deconservering in aanmerking komt.

In paragraaf 4.2.7 worden de uitkomsten van de onderzochte varianten vergeleken met de beschikbare transportcapaciteit voor importen en exporten. Aanvullend wordt in paragraaf 4.2.8 een overzicht gegeven van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden. In paragraaf 4.2.9 wordt een vooruitzicht op het jaar 2031 gegeven op basis van voorzichtige aannames en indicatieve opgaven van producenten.

#### 4.2.2 Basisvariant nationale analyse in periode 2016-2024

In figuur 4-1 zijn de resultaten van de basisvariant van de monitoring 2016-2024 samengevat. In de figuur is het voldoen aan de gehanteerde 4-uurs-norm 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 2013-2016. De groene lijn is de LOLE na 2016.

De basisvariant is met name gebaseerd op de door producenten opgegeven niet-beschikbaarheid (NB) van productiemiddelen. Uit figuur 4-1 kan worden opgemaakt dat er gedurende de beschouwde periode tot en met 2024 geen sprake is van een situatie van vermogenstekorten: het binnenlandse vermogen is toereikend om aan de gehanteerde LOLE-norm van 4 uren per jaar te voldoen. Door een stijging van het elektriciteitsverbruik in 2016 en de vermindering van het operationeel thermisch vermogen nam de LOLE iets toe. Begin 2017 was het operationeel thermisch vermogen verder gedaald, maar door de deconservering medio juni 2017 van gasvermogen (0,8 GW, zie H.3.2.1) werd de LOLE in geheel 2017 iets gunstiger. Dit blijkt uit de knik omlaag van de groene lijn in de grafiek bij 2017. De jaren daarna neemt de LOLE toe als gevolg van een bescheiden oplopende vraag in combinatie met een gestage vermindering van het operationeel thermisch vermogen.

Tabel 4-1 geeft in aanvulling op de in figuur 4-1 gepresenteerde berekeningsuitkomsten nadere informatie over de ontwikkeling van de binnenlandse vraag en aanbod in de basisvariant. Het

Tabel 4-2

| Hoofresultaten monitoring, realisatie 2013-2016 en prognose 2017-2024 met niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen volgens de opgave van producenten (basisvariant) |                     |                            |                       |                   |                        |                      |                        |                       |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|-------------------|------------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jaar                                                                                                                                                                     | elektriciteitsvraag | niet-operationeel vermogen | operationeel vermogen |                   |                        |                      | LOLE NB o.b.v. opgaven | firm vermogens-tekort |
|                                                                                                                                                                          |                     |                            | totaal                | zon-PV/wind/hydro | thermisch (beh. waste) | overige (o.a. waste) |                        |                       |
|                                                                                                                                                                          | TWh                 | GW                         | GW                    | GW                | GW                     | GW                   | h                      | GW                    |
| 2013                                                                                                                                                                     | 115,6               | 0,8                        | 26,5                  | 2,8               | 22,7                   | 1,0                  | 0,00                   | -2,6                  |
| 2014                                                                                                                                                                     | 114,0               | 2,7                        | 28,7                  | 3,5               | 24,2                   | 1,1                  | 0,00                   | -3,9                  |
| 2015                                                                                                                                                                     | 113,9               | 4,4                        | 28,7                  | 4,0               | 23,7                   | 1,1                  | 0,00                   | -3,9                  |
| 2016                                                                                                                                                                     | 115,6               | 4,1                        | 28,4                  | 4,9               | 22,3                   | 1,1                  | 0,00                   | -2,1                  |
| 2017                                                                                                                                                                     | 115,6               | 3,7                        | 29,5                  | 6,3               | 22,0                   | 1,2                  | 0,00                   | -2,4                  |
| 2018                                                                                                                                                                     | 116,2               | 3,2                        | 28,8                  | 7,3               | 20,4                   | 1,1                  | 0,02                   | -1,6                  |
| 2021                                                                                                                                                                     | 116,1               | 3,6                        | 31,4                  | 12,0              | 18,2                   | 1,2                  | 1,68                   | -0,3                  |
| 2024                                                                                                                                                                     | 116,6               | 3,8                        | 36,0                  | 17,0              | 17,8                   | 1,2                  | 3,92                   | 0,0                   |

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen

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>12</sup>), zon-PV-, waterkracht- en windvermogen en overig vermogen (hoofdzakelijk waste).

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. Een negatief vermogenstekort is een vermogensoverschot ten opzichte van de norm van 4 uren LOLE per jaar. 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, circa

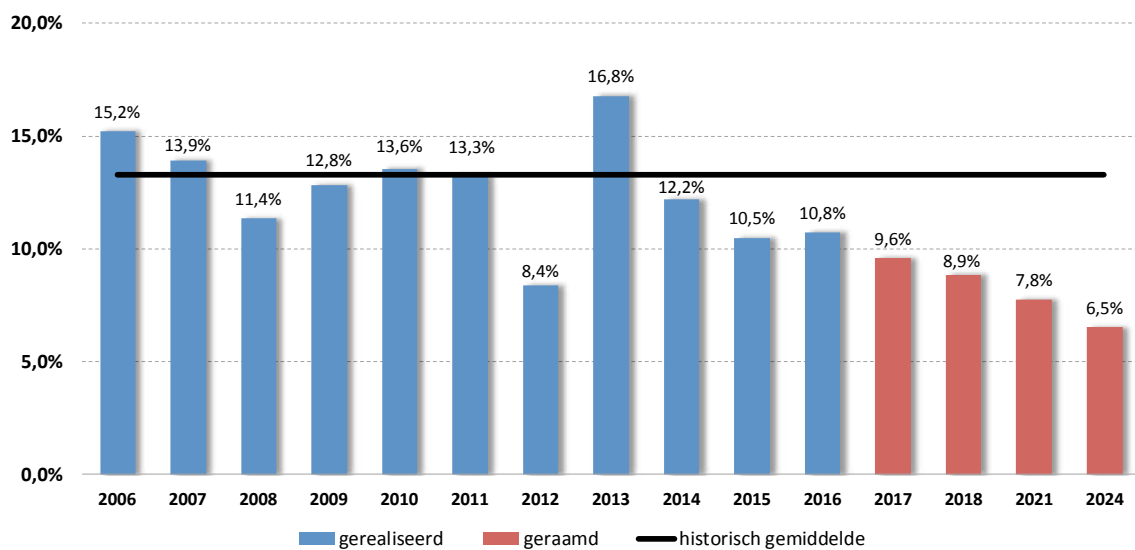
1,15 à 1,30 MW equivalente productiecapaciteit nodig is per 1,00 MW firm capaciteit.

Uit tabel 4-2 blijkt dat het firm vermogenssurplus (firm negatief vermogenstekort) slinkt in de periode tot aan 2024, waarbij de LOLE oploopt tot 3,9 uren in 2024. Dit komt voornamelijk doordat het thermisch operationeel vermogen afneemt, bij een gematigd toenemende elektriciteitsvraag. De enorme toename van opwekvermogen uit met name zon-PV- en windvermogen heeft – zolang opslag onvoldoende mogelijk is – bij het bepalen van de leverings-zekerheid een geringe bijdrage door het intermitterend karakter en beperkte zonuren. Het firm vermogensoverschot in zichtjaar 2017 (2,4 GW) neemt verder af in de zichtjaren 2021 en 2024 naar respectievelijk 0,3 GW en bijna 0 GW.

#### 4.2.3 Gevoeligheidsvariant A (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)

Een belangrijk uitgangspunt voor de berekeningen vormen de aannames die worden gedaan ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid

<sup>12</sup> waste: afval en biomassa voor opwekking elektriciteit



Figuur 4-2 Gerealiseerde en geraamde niet-beschikbaarheid van productievermogen [%]

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 4-2.

De zwarte lijn geeft het langjarig historische gemiddelde van de niet-beschikbaarheid van productievermogen weer (13,3%). Het valt op dat in het jaar 2012 een relatief lage gemiddelde niet-beschikbaarheid van 8,4% is gerealiseerd. De ramingen van niet-beschikbaarheid van productievermogen na 2016 komen niet in de buurt van het historische gemiddelde. De traditioneel lagere raming van niet-beschikbaarheid op de lange termijn 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

geprognosticeerde niet-beschikbaarheidscijfers volgens de recente informatie van elektriciteitsproducenten, maar van niet-beschikbaarheidscijfers die zijn gebaseerd op het historische gemiddelde voor alle zichtjaren (variant A).

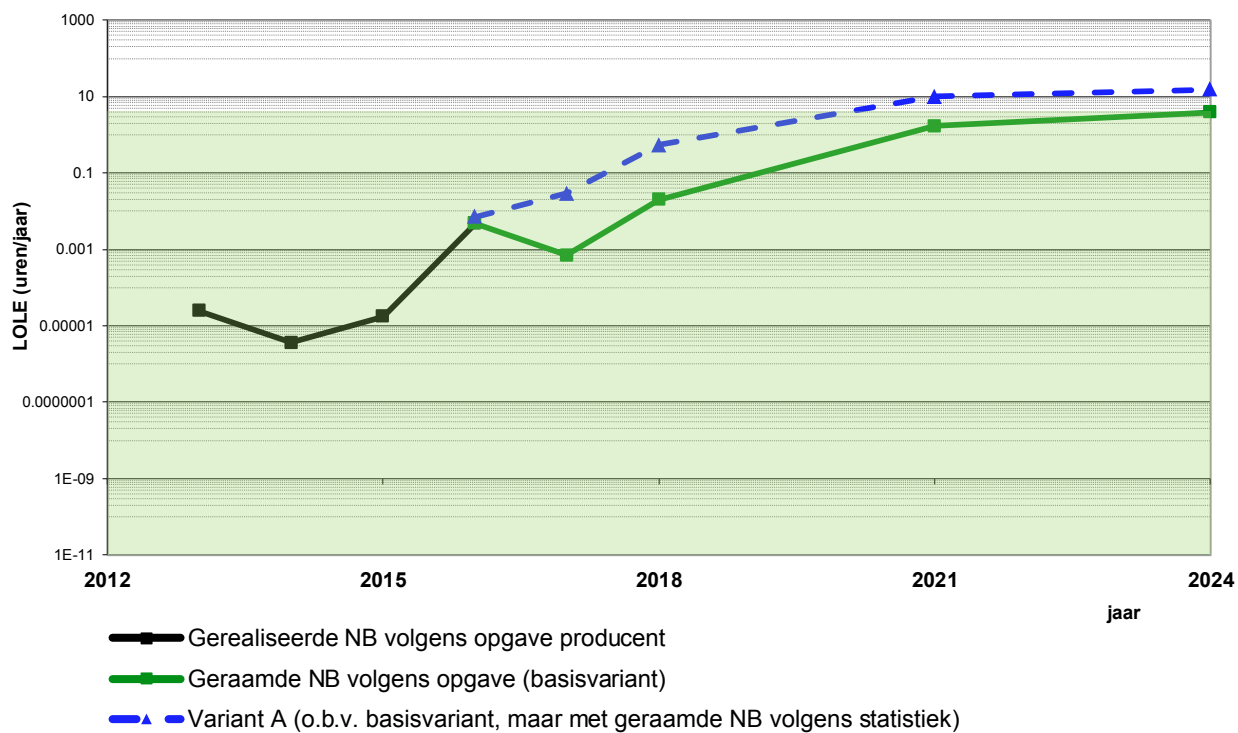
In aanvulling op de eerder gepresenteerde hoofdresultaten in de basisvariant zijn in figuur 4-3 met de gestippelde blauwe lijn de LOLE-resultaten weergegeven van variant A, de variant met beschikbaarheden op basis van historische gerealiseerde waarden. Deze LOLE-resultaten zijn na 2016 ongunstiger, vanwege 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 4-3 geeft getalsmatig de resultaten van deze gevoeligheidsvariant weer met daarin de berekende vermogenstekorten op basis van de LOLE-norm van 4 uren.

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. De LOLE in zichtjaar 2018 is met 0,53 uren binnen de 4-uursnorm per jaar gebleven. Er is sprake van een negatief firm vermogenstekort ofwel een vermogensoverschot van 0,7 GW, tegenover een firm vermogensoverschot van 1,6 GW in de

Tabel 4-3

| Resultaten monitoring, realisatie 2013-2016 en prognose 2017-2024 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis historische statistieken (gevoeligheidsvariant A) |                                   |                                         |                       |                                    |                                        |                                      |                                    |                                    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------|------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Jaar                                                                                                                                                                                              | elektriciteitsvraag<br><i>TWh</i> | niet-operationeel vermogen<br><i>GW</i> | operationeel vermogen |                                    |                                        |                                      | LOLE NB o.b.v. opgaven<br><i>h</i> | firm vermogens-tekort<br><i>GW</i> |
|                                                                                                                                                                                                   |                                   |                                         | totaal<br><i>GW</i>   | zon-PV/<br>wind/hydro<br><i>GW</i> | thermisch<br>(beh. waste)<br><i>GW</i> | overige<br>(o.a. waste)<br><i>GW</i> |                                    |                                    |
| 2013                                                                                                                                                                                              | 115,6                             | 0,8                                     | 26,5                  | 2,8                                | 22,7                                   | 1,0                                  | 0,00                               | -2,6                               |
| 2014                                                                                                                                                                                              | 114,0                             | 2,7                                     | 28,7                  | 3,5                                | 24,2                                   | 1,1                                  | 0,00                               | -3,9                               |
| 2015                                                                                                                                                                                              | 113,9                             | 4,4                                     | 28,7                  | 4,0                                | 23,7                                   | 1,1                                  | 0,00                               | -3,9                               |
| 2016                                                                                                                                                                                              | 115,6                             | 4,1                                     | 28,4                  | 4,9                                | 22,3                                   | 1,1                                  | 0,01                               | -2,0                               |
| 2017                                                                                                                                                                                              | 115,6                             | 3,7                                     | 29,5                  | 6,3                                | 22,0                                   | 1,2                                  | 0,03                               | -1,6                               |
| 2018                                                                                                                                                                                              | 116,2                             | 3,2                                     | 28,8                  | 7,3                                | 20,4                                   | 1,1                                  | 0,53                               | -0,7                               |
| 2021                                                                                                                                                                                              | 116,1                             | 3,6                                     | 31,4                  | 12,0                               | 18,2                                   | 1,2                                  | 10,15                              | -0,5                               |
| 2024                                                                                                                                                                                              | 116,6                             | 3,8                                     | 36,0                  | 17,0                               | 17,8                                   | 1,2                                  | 15,53                              | 0,7                                |

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen



Figuur 4-3 Resultaten gevoeligheidsvariant A (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)

basisvariant. Door een verdere afname van het thermisch vermogen in zichtjaar 2021 ten opzichte van 2018 ontstaat er een LOLE van 10,1 uren per jaar. Het firm vermogenstekort is dan 0,5 GW geworden. De LOLE in zichtjaar 2024 loopt verder op naar 15,5 uren per jaar (0,7 GW firm vermogenstekort).

#### 4.2.4 Gevoeligheidsvariant B (variant A plus vermindering van productievermogen)

Zoals in de inleiding van dit hoofdstuk werd beschreven, wordt een op variant A gebaseerde gevoeligheidsvariant B doorerekend met een kleiner aandeel van conventioneel vermogen in het productiepark dan door producenten aangegeven. Met deze variant wordt dus het gecombineerde effect op de leveringszekerheid van een hogere niet-beschikbaarheid en een lager aandeel van conventioneel vermogen gekwantificeerd.

Er zijn voor variant B diverse berekeningen uitgevoerd, waarin het conventioneel vermogen verder krimpt met 1,3 GW. De variant, waarin de marktstandigheden producenten nopen tot het extra uit bedrijf nemen van opgesteld gasgestookt

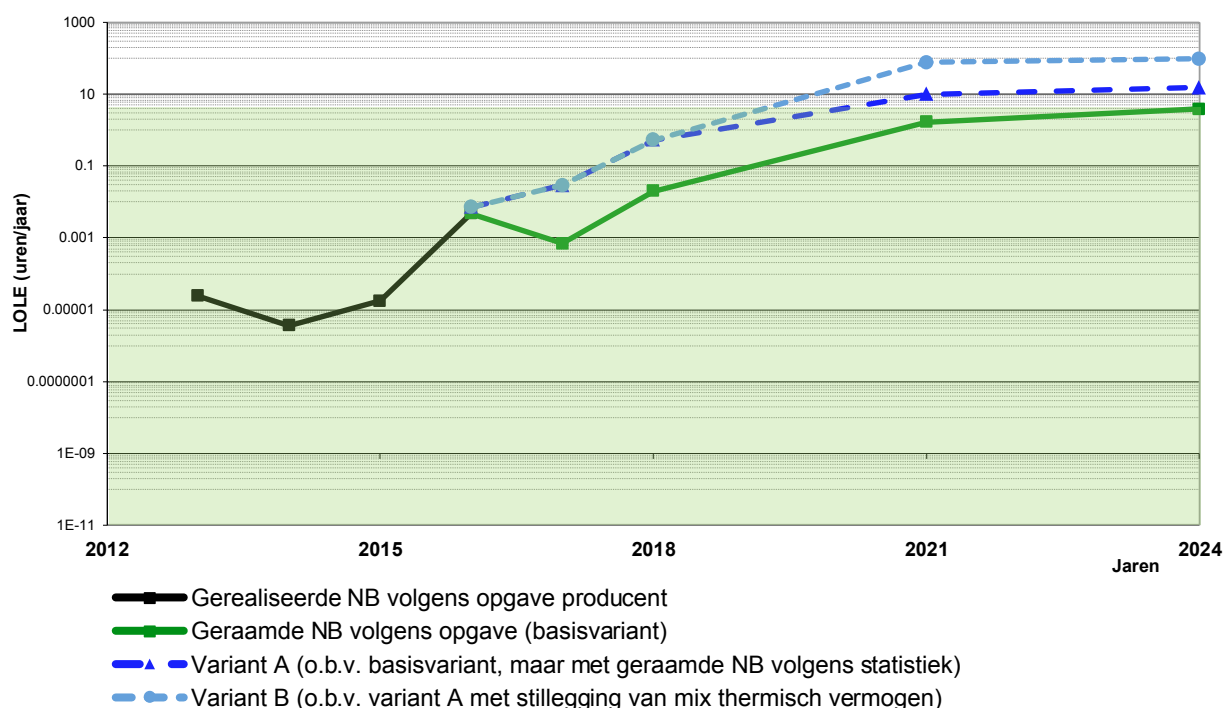
vermogen, levert nagenoeg dezelfde resultaten op als de variant, waarin wordt verondersteld dat extra kolenvermogen uit bedrijf wordt genomen. Dit komt dan bovenop de in 2017 aangekondigde en geprognosticeerde amoveringen voor gasvermogen (2,8 GW) tot 2024, het uit faserende oudere kolenvermogen (1,1 GW) medio 2017 en de door producenten beoogde conserveringen vanaf 2017 (1,8 GW).

In de gevoeligheidsvariant B wordt een scenario getoond, waarin een mix van typen installaties voor (thermische) conventionele elektriciteitsopwekking wordt stilgelegd ter grootte van 1,3 GW.

In figuur 4-4 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 wordt overschreden in zichtjaar 2021 (78,2 uren). In tabel 4-4 zijn de resultaten getalsmatig weergegeven.

Uit deze resultaten blijkt dat er tot en met 2017 sprake is van een firm vermogenssurplus. De LOLE

Figuur 4-4 Resultaten gevoeligheidsvariant B (variant A plus vermindering van productievermogen)



Tabel 4-4

| Resultaten monitoring, realisatie 2013-2016 en prognose 2017-2024 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en stillegging van een mix van conventioneel vermogen (gevoeligheidsvariant B) |                     |                            |                       |                   |                        |                      |                        |                       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|-------------------|------------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Jaar                                                                                                                                                                                                                                                        | elektriciteitsvraag | niet-operationeel vermogen | operationeel vermogen |                   |                        |                      | LOLE NB o.b.v. opgaven | firm vermogensstekort |
|                                                                                                                                                                                                                                                             |                     |                            | totaal                | zon-PV/wind/hydro | thermisch (beh. waste) | overige (o.a. waste) |                        |                       |
|                                                                                                                                                                                                                                                             | TWh                 | GW                         | GW                    | GW                | GW                     | GW                   | h                      | GW                    |
| 2013                                                                                                                                                                                                                                                        | 115,6               | 0,8                        | 26,5                  | 2,8               | 22,7                   | 1,0                  | 0,00                   | -2,6                  |
| 2014                                                                                                                                                                                                                                                        | 114,0               | 2,7                        | 28,7                  | 3,5               | 24,2                   | 1,1                  | 0,00                   | -3,9                  |
| 2015                                                                                                                                                                                                                                                        | 113,9               | 4,4                        | 28,7                  | 4,0               | 23,7                   | 1,1                  | 0,00                   | -3,9                  |
| 2016                                                                                                                                                                                                                                                        | 115,6               | 4,1                        | 28,4                  | 4,9               | 22,3                   | 1,1                  | 0,01                   | -2,0                  |
| 2017                                                                                                                                                                                                                                                        | 115,6               | 5,3                        | 27,9                  | 6,3               | 20,5                   | 1,2                  | 0,03                   | -1,6                  |
| 2018                                                                                                                                                                                                                                                        | 116,2               | 4,8                        | 27,2                  | 7,3               | 18,8                   | 1,1                  | 0,53                   | -0,7                  |
| 2021                                                                                                                                                                                                                                                        | 116,1               | 5,2                        | 29,8                  | 12,0              | 16,7                   | 1,2                  | 78,19                  | 1,5                   |
| 2024                                                                                                                                                                                                                                                        | 116,6               | 5,4                        | 34,5                  | 17,0              | 16,3                   | 1,2                  | 96,61                  | 1,8                   |

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen

in 2018 blijft met 0,5 uur binnen de grens van 4 uren LOLE per kalenderjaar. Het firm vermogenssurplus vermindert in 2018 tot een waarde van bijna 0,7 GW. In de jaren na 2019 treedt in deze variant B een firm vermogenstekort op. Ook in variant B wordt het geconserveerd vermogen niet meegerekend. Uit de berekeningen kan worden geconcludeerd dat er vanaf 2019 onvoldoende binnenlands operationeel aanbod is om te voorzien in de Nederlandse elektriciteitsvraag, wat betekent dat zonder deconservering van opgesteld vermogen er een situatie kan optreden van importafhankelijkheid.

#### 4.2.5 Gevoeligheidsvariant C (variant A met een hoge elektriciteitsvraag)

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

vermogen, geen extra vermogen zullen conserveren; dit vanwege juist een hogere vraag.

In deze variant treedt er een probleem op na 2018, zie figuur 4-5. De LOLE-norm van 4 uren per jaar wordt overschreden tot 11,5 uren in 2021, wat een firm vermogenstekort representeert van 0,5 GW, zie tabel 4-4. Ook hier geldt, dat het geconserveerd productievermogen niet wordt meegenomen in de berekeningen voor vergroting van het operationeel vermogen. Het zichtjaar 2024 toont een vermogenstekort van 0,8 GW.

#### 4.2.6 Resultaten van de basis- en gevoeligheidsvarianten in relatie tot mogelijkheden voor deconserveren van vermogen

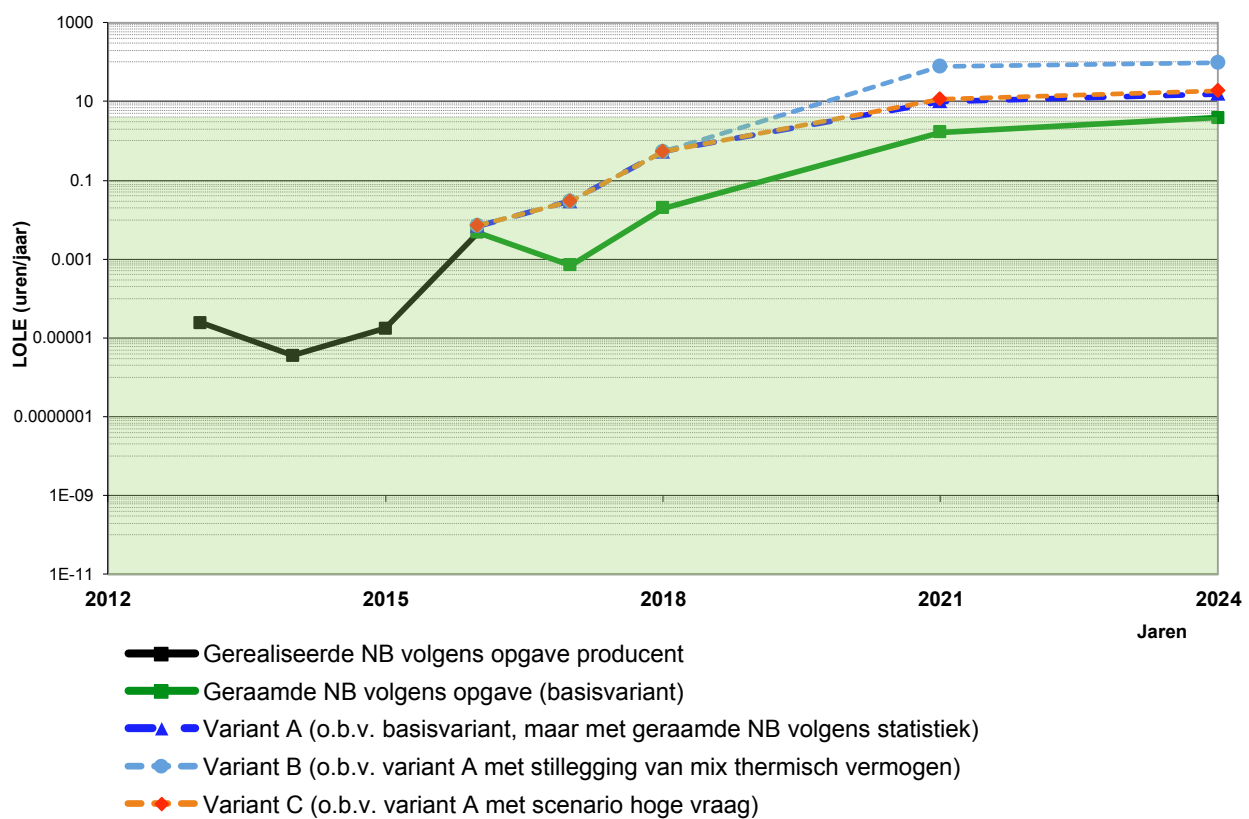
De hoeveelheid geconserveerd vermogen, zoals dat door producenten bij TenneT werd opgegeven, varieert in de periode 2017-2025 in een bereik tussen 2,9 GW en 4,0 GW (zie figuur 3-8). Begin 2017 bedroeg de totale hoeveelheid geconserveerd vermogen 3,7 GW en voor 2025 wordt 4,0 GW voorzien. Indien de situatie op de middellange- en lange termijn zodanig is, dat er sprake is van verdere vermogenskrapte of een vermogenstekort, dan doet

Tabel 4-5

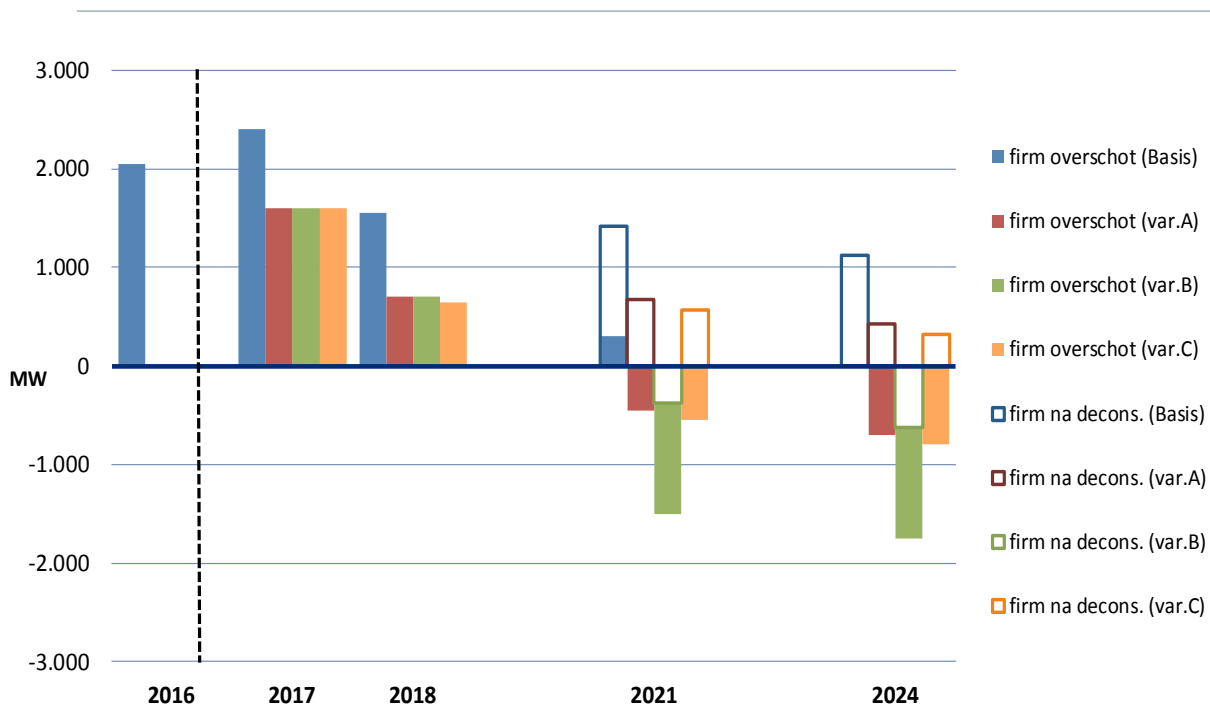
**Resultaten monitoring, realisatie 2013-2016 en prognose 2017-2024 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant C)**

| Jaar | elektriciteitsvraag | niet-operationeel vermogen | operationeel vermogen |                   |                        |                      | LOLE NB o.b.v. opgaven | firm vermogens-tekort |
|------|---------------------|----------------------------|-----------------------|-------------------|------------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|
|      |                     |                            | totaal                | zon-PV/wind/hydro | thermisch (beh. waste) | overige (o.a. waste) |                        |                       |
|      | TWh                 | GW                         | GW                    | GW                | GW                     | GW                   | h                      | GW                    |
| 2013 | 115,6               | 0,8                        | 26,5                  | 2,8               | 22,7                   | 1,0                  | 0,00                   | -2,6                  |
| 2014 | 114,0               | 2,7                        | 28,7                  | 3,5               | 24,2                   | 1,1                  | 0,00                   | -3,9                  |
| 2015 | 113,9               | 4,4                        | 28,7                  | 4,0               | 23,7                   | 1,1                  | 0,00                   | -3,9                  |
| 2016 | 115,6               | 4,1                        | 28,4                  | 4,9               | 22,3                   | 1,1                  | 0,01                   | -2,0                  |
| 2017 | 119,7               | 3,7                        | 29,5                  | 6,3               | 22,0                   | 1,2                  | 0,03                   | -1,6                  |
| 2018 | 120,8               | 3,2                        | 28,8                  | 7,3               | 20,4                   | 1,1                  | 0,53                   | -0,7                  |
| 2021 | 125,1               | 3,6                        | 31,4                  | 12,0              | 18,2                   | 1,2                  | 11,57                  | 0,5                   |
| 2024 | 128,9               | 3,8                        | 36,0                  | 17,0              | 17,8                   | 1,2                  | 18,53                  | 0,8                   |

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen



Figuur 4-5 Resultaten gevoeligheidsvariant C (variant A met een hoge elektriciteitsvraag)



Figuur 4-6 Firm vermogenoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm plus het firm vermogen voor mogelijke deconservering voor de basis- en gevoeligheidsvarianten tot en met zichtjaar 2024

zich de mogelijkheid voor, dat geconserveerd vermogen beschikbaar komt op de markt. Deconservering vergroot het operationeel vermogen.

Figuur 4-6 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B en C grafisch weer in de vorm van firm vermogenoverschotten tot en met het zichtjaar 2024. In deze grafiek worden de berekende overschotten of tekorten afgezet tegen een deel van het potentieel vermogen voor deconservering, zoals door producenten werd gerapporteerd.

Het in hoofdstuk 3 benoemde relatief nieuwe vermogen (tussen 1,4 en 1,9 GW), dat voor mogelijke deconservering werd aangegeven, is in de vorm van concreet firm vermogen (1,1 GW) voor deconservering weergegeven. Dit wil zeggen dat het vermogen van de betreffende productiemiddelen is verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid. In figuur 4-6 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.

#### 4.2.7 Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten 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.

In tabel 4-6 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 4-6

| Beschikbare import/export capaciteit en maximaal beslag daarop in de berekeningsvarianten |        |            |         |          |             |                    |                        |                                                 |           |           |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|--------|------------|---------|----------|-------------|--------------------|------------------------|-------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Jaar                                                                                      | België | Duits-land | Nor-Ned | Brit-Net | Cobra cable | Totaal nominaal 1) | Totaal na reducties 2) | maximaal beslag op import/export-capaciteit (%) |           |           |           |
|                                                                                           | GW     | GW         | GW      | GW       | GW          | GW                 | GW                     | basis variant                                   | variant A | variant B | variant C |
| 2016                                                                                      | 1,7    | 2,4        | 0,7     | 1,0      | 0,0         | 5,9                | 5,5                    | -66%                                            | -66%      | -66%      | -66%      |
| 2017                                                                                      | 1,7    | 2,4        | 0,7     | 1,0      | 0,0         | 5,9                | 5,5                    | -46%                                            | -34%      | -29%      | -21%      |
| 2018                                                                                      | 1,7    | 2,4        | 0,7     | 1,0      | 0,0         | 5,9                | 5,5                    | -24%                                            | -5%       | -0%       | -13%      |
| 2021                                                                                      | 2,4    | 4,2        | 0,7     | 1,0      | 0,7         | 9,1                | 8,4                    | -5%                                             | -15%      | -30%      | -33%      |
| 2024                                                                                      | 2,4    | 4,2        | 0,7     | 1,0      | 0,7         | 9,1                | 8,4                    | -11%                                            | -20%      | -36%      | -45%      |

1) zonder reducties

2) met reducties ten gevolge van storingen, revisies en loop flows vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit

In zowel tabel 4-6 als in figuur 4-7 worden de beschikbare import- en exportcapaciteiten na reducties vergeleken met de optredende firm vermogens-tekorten/-overschotten in de doorgerekende basis-variant 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.

In figuur 4-7 zijn de maximale capaciteiten voor importen en exporten weergegeven met blauwe lijnen. Als eerder gemeld moeten de capaciteitsoenamen voor leveringszekerheid op de Belgische grens (0,7 GW in 2018) en de Duitse grens (0,3 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 (robuuste import-/exportcapaciteit).

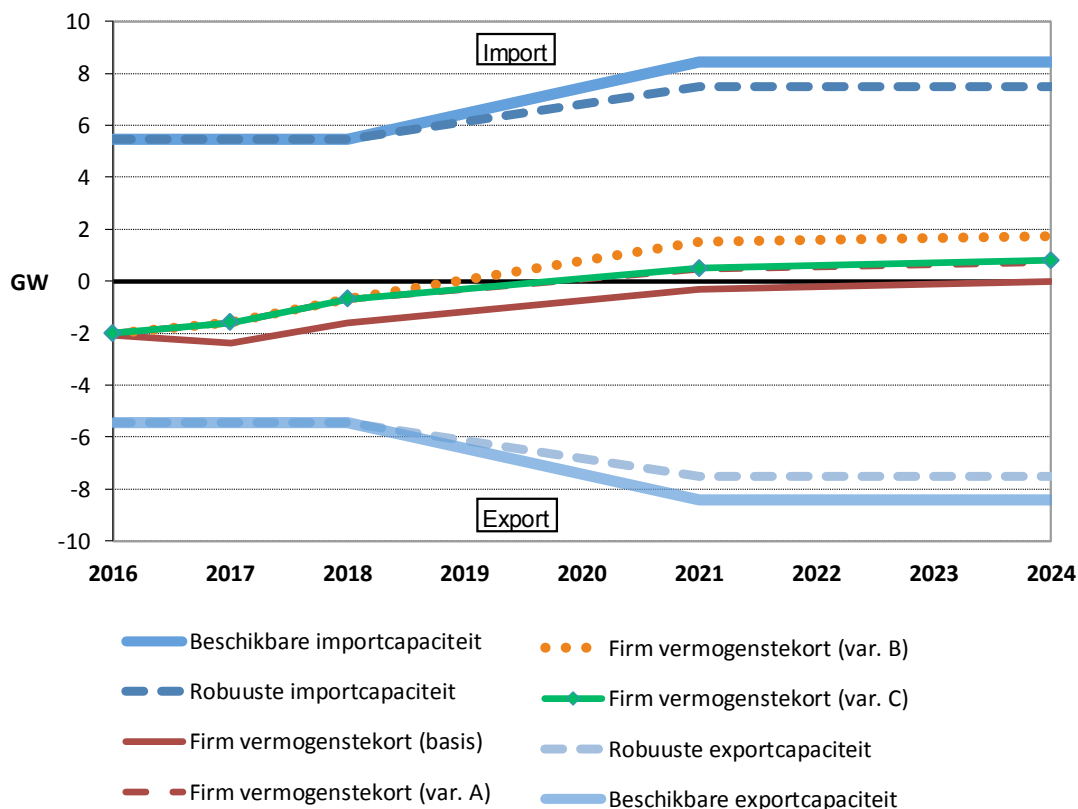
Daarnaast zijn in dezelfde figuur de surplus en tekorten in productiecapaciteit (in termen van firm capaciteit) voor de berekeningsvarianten weer-

gegeven. Uit de figuur blijkt dat de optredende surplus aan het begin van de analyseperiode volledig kunnen worden benut voor export-doeleinden. De tekorten die - afhankelijk van de beschouwde variant - na 2019 optreden, kunnen worden gedekt met importcapaciteit. De optredende tekorten in termen van beslag op importcapaciteit variëren in het zichtjaar 2021 tussen 5% (basisvariant) en 33% (gevoeligheidsvariant C).

Ook in het verleden heeft Nederland perioden van importafhankelijkheid gekend. Bijvoorbeeld in de periode 2005-2007 varieerde het beslag op importcapaciteit tussen 45% tot 61% (zie o.a. de monitoringsrapportage 2005-2013<sup>13</sup>).

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. Evenzo is het aan de markt om te bepalen of de binnenlandse vermogenstekorten aanleiding vormen om importcapaciteiten te gebruiken, dan wel opgesteld vermogen te deconserveren of de elektriciteitsvraag te

<sup>13</sup> Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2005-2013, TenneT TSO bv, <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>



Figuur 4-7 Vergelijking vermogensoverschot/-tekort met beschikbare import- en exportcapaciteit voor basisvariant en gevoeligheidsvarianten

reduceren. In de huidige markt is er sprake van een grote dynamiek ten aanzien van de import- en exportstromen, zie de publicatie Market Review 2016<sup>14</sup> van TenneT.

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.

#### 4.2.8 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 4-7 geeft een overzicht van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden.

#### 4.2.9 Vooruitzicht 2032

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 2032.

Zoals in Hoofdstuk 3.1 werd beschreven, is de prognose van de elektriciteitsvraag op de lange termijn gebaseerd op verschillende relevante ontwikkelingen, zoals duurzame groei, energiebesparing en elektrificatie. Er is een nieuwe methodiek van vraagmodellering toegepast, mede vanwege de

<sup>14</sup> TenneT Market Review 2016, maart 2017, [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Dutch/2016\\_Market\\_Review\\_TenneT.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2016_Market_Review_TenneT.pdf)

Tabel 4-7

| Reservefactoren 2016-2024 |                            |                       |                             |                               |           |               |      |      |
|---------------------------|----------------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------------|-----------|---------------|------|------|
| Jaar                      | niet-operationeel vermogen | operationeel vermogen |                             | beschikbare import-capaciteit | piekvraag | reservefactor |      |      |
|                           |                            | totaal                | waarvan zon-PV, hydro, wind |                               |           | 1)            | 2)   | 3)   |
|                           | GW                         | GW                    | GW                          | GW                            | GW        |               |      |      |
| 2016                      | 4,1                        | 28,4                  | 4,9                         | 5,5                           | 18,5      | 1,54          | 1,32 | 1,62 |
| 2017                      | 3,7                        | 29,5                  | 6,3                         | 5,5                           | 18,4      | 1,61          | 1,33 | 1,63 |
| 2018                      | 3,2                        | 28,8                  | 7,3                         | 5,5                           | 18,4      | 1,56          | 1,24 | 1,54 |
| 2021                      | 3,6                        | 31,4                  | 12,0                        | 8,4                           | 18,4      | 1,71          | 1,19 | 1,65 |
| 2024                      | 3,8                        | 36,0                  | 17,0                        | 8,4                           | 18,4      | 1,96          | 1,22 | 1,67 |

1) zonder import, zon-PV en wind tellen voor 100% mee, niet-operationeel voor 0%

2) zonder import, zon-PV en wind tellen voor 20% mee, niet-operationeel voor 0%

3) mportcapaciteit telt voor 1000% mee, zon-PV en wind tellen voor 20% mee, niet-operationeel voor 0%

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 2032 rekening gehouden met 119,3 TWh en in het hoge vraagscenario met 124,8 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.

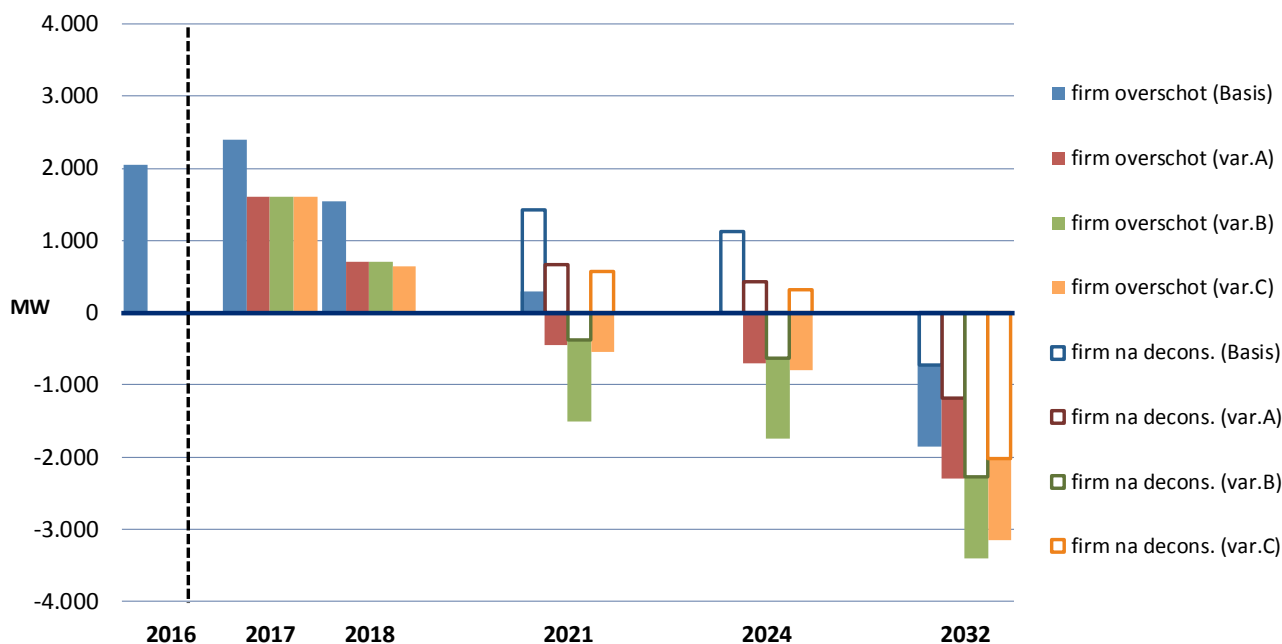
Evenals in de voorgaande monitoring komt uit de opgaven van de producenten voor het eind van de beoogde zichtperiode van 15 jaren naar voren dat er nog een onzeker beeld bestaat ten aanzien van de ontwikkelingen van hun portfolio. Vooralsnog wordt in het zichtjaar 2032 rekening gehouden met amoveringen en conserveringen ter grootte van bijna 5,5 GW, gerekend vanaf 2017. Figuur 3-7 in hoofdstuk 3.2 geeft een overzicht van aanbodontwikkeling, zoals deze door de producenten is opgegeven; figuur 3-10 geeft de ontwikkelingen ten aanzien het hernieuwbaar vermogen tot en met 2032 weer.

Er zijn berekeningen uitgevoerd ter bepaling van het leveringszekerheidsniveau bij een vraag- en aanbodontwikkeling in 2032, waarbij de LOLE in de verschillende varianten gestaag oploopt. Vanaf 2024 wordt

in de basisvariant de norm van 4 uren overschreden. In figuur 4-8 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 zichtjaar. Analooq aan figuur 4.6 is het firm vermogensoverschot/-tekort gesommeerd met het concrete firm vermogen voor deconservering verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid.

In variant C, de gevoeligheidsvariant met een statistisch hogere niet-beschikbaarheid van vermogen, een verminderd opgesteld vermogen en een hoge vraag, is er vanaf 2019 een firm vermogenstekort van 0,1 GW dat oploopt naar 3,2 GW in 2032. Zou in deze variant in zichtjaar 2032 het firm vermogen voor deconservering van 1,1 GW inderdaad worden gedeconserveerd, dan wordt het firm vermogenstekort teruggebracht naar 2,0 GW.

In de inleiding van deze rapportage werd al gemeld dat het lange termijnbeeld ten aanzien van zowel het aanbod als de vraag na 2021 behoorlijk onzeker is. Uiteraard geldt deze onzekerheid in een nog veel sterkere mate voor het jaar 2032. Door deze onzekerheden moeten de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse voor het zichtjaar 2032 met terughoudendheid worden beschouwd.



Figuur 4-8 Firm vermogenoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm plus het firm vermogen voor mogelijk deconservering voor de basis- en gevoeligheidsvarianten tot en met 2032

### 4.3 Regionale leveringszekerheidsanalyse

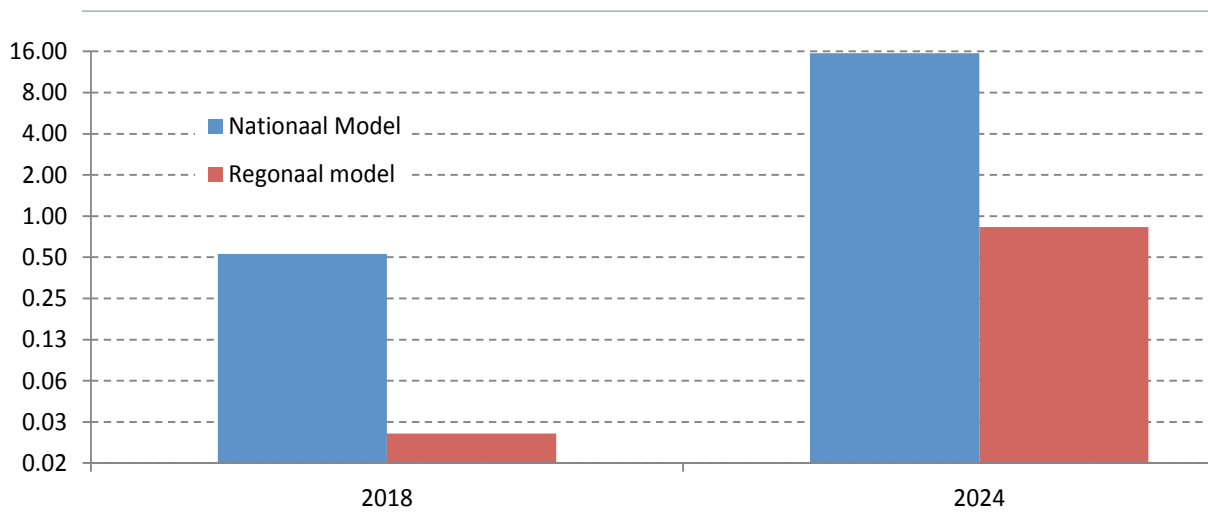
In dit hoofdstuk worden de resultaten van de analyses met het regionale model gepresenteerd, waarin het Nederlandse elektriciteitssysteem samen met een zeer groot deel van de systemen in de ons omringende landen wordt beschouwd.

Door gebruik te maken van het regionale model 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, is 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 van het model is een grote kwaliteitsverbetering gerealiseerd door gebruik te maken van een zogenaamde Pan Europese Klimaat Database. Hiermee is het mogelijk om gecorreleerde chronologische tijdsreeksen te maken van weers-

afhankelijke parameters, zoals de elektriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen (wind, zon-PV) in de verschillende landen van Europa op basis van het weer over de periode 1982-2015. Ook wordt rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydro-centrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar) en het betreffende land. De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het zogenaamde PowrSym4 marktsimulatietool.

Het regionale analysemodel is gebouwd voor een tweetal steekjaren; één voor de korte termijn (2018) en één voor de middellange termijn (2024). Beide steekjaren zijn doorgerekend op basis van gevoeligheidsvariant A met (hogere) gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis historische statistieken. Verdere uitgangspunten ten aanzien van de regionale analyse zijn beschreven in hoofdstuk 3.2.

In de volgende paragraaf worden de uitkomsten van de analyse toegelicht.



Figuur 4-9 Vergelijking LOLE in Nederland op basis van berekeningen nationaal en regionaal model, gevoeligheidsvariant A, steekjaren 2018 en 2024

#### 4.3.1 Resultaten van het regionale model voor zichtjaren 2018 en 2024, variant A

In figuur 4-9 zijn de uitkomsten van de regionale analyse in termen van Loss Of Load Expectation (LOLE) voor beide berekeningsjaren weergegeven en vergeleken met de resultaten van het nationale model met de (denkbeeldige) situatie waarin Nederland niet is gekoppeld met de ons omringende landen. De weergegeven LOLE resultaten representeren verwachtingswaarden op basis van het klimaat in de periode 1982-2015, waarbij aan alle jaren een gelijk gewicht is toegekend.

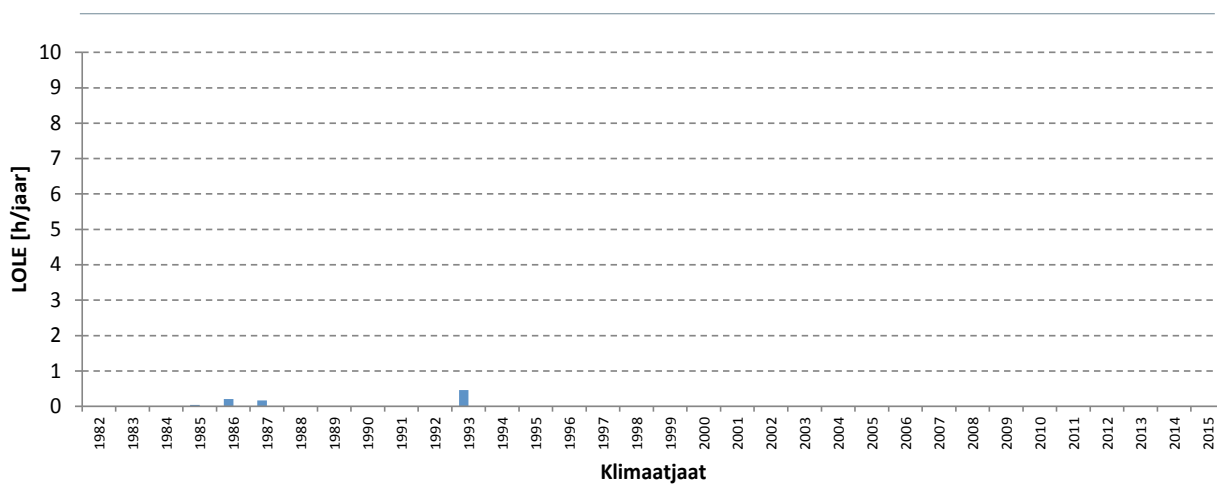
De resultaten voor de varianten waarin Nederland is gekoppeld laten zien dat de LOLE niveaus zich bevinden onder het vastgestelde criterium van 4 uren per jaar. Door de koppeling met het buitenland daalt de LOLE in 2018 naar bijna 0 uren. In 2024 treedt een daling op van 16 uren naar circa 0,8 uur per jaar.

Naast gemiddelde LOLE, representatief voor het weer in de periode 1982-2015, is ook onderzocht wat de LOLE niveaus per klimaatjaar zijn. De resultaten zijn samengevat in figuren 4-10 en 4-11

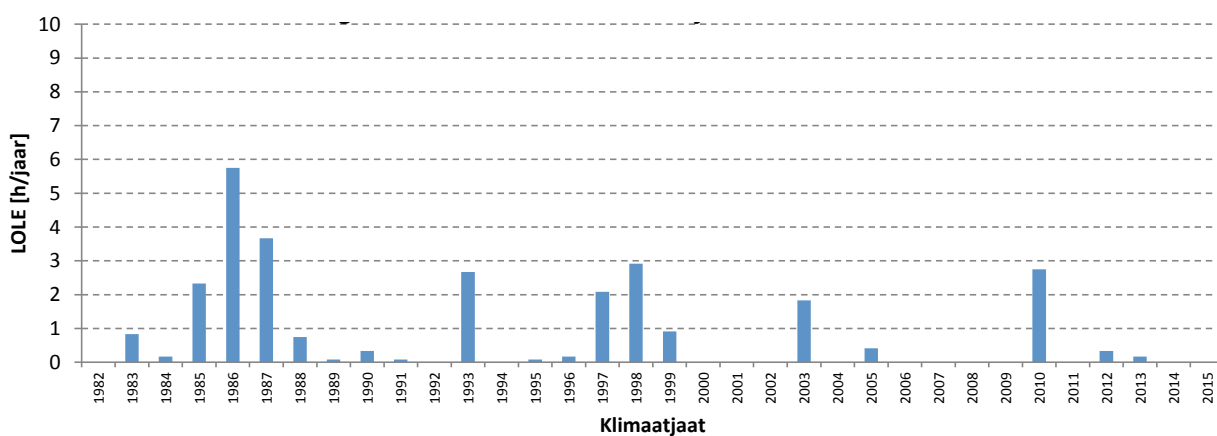
Uit de resultaten voor steekjaar 2018 blijkt dat in slechts enkele klimaatjaren een zeer geringe LOLE optreedt.

Voor het middellange termijn steekjaar 2024 is te zien dat het gemiddelde LOLE niveau hoger is dan in 2018. Dit wordt veroorzaakt door afname van het operationeel thermisch productievermogen in Nederland en de ons omringende landen. Het gemiddelde niveau bevindt zich echter nog zich nog steeds onder het vastgestelde criterium van 4 uur per jaar. Het maximum LOLE niveau is circa 5,8 uur in klimaatjaar 1986. In alle andere jaren is de LOLE lager dan 4 uur. Uit de resultaten blijkt tevens dat er een flinke variatie optreedt ten aanzien van de LOLE niveaus in de verschillende klimaatjaren. Dit wordt veroorzaakt door de wisselende weercondities (wind/zon/temperatuur) in de beschouwde klimaatjaren in Nederland en de ons omringende landen.

Op basis van de regionale analyse kan worden geconcludeerd dat het gekoppelde systeem zowel op de korte alsook op de middellange termijn in Nederland in voldoende mate voor leveringszekerheid zal zorgen. Wel blijkt dat de toenemende weersafhankelijkheid van de opwekeenheden in het regionaal systeem op de middellange termijn (2024) kan leiden tot perioden met lage reserves in Nederland.



Figuur 4-10 LOLE in Nederland per klimaatjaar op basis van regionale-modelberekeningen, gevoeligheidsvariant A, steekjaar 2018



Figuur 4-11 LOLE in Nederland per klimaatjaar op basis van regionale-modelberekeningen, gevoeligheidsvariant A, steekjaar 2024

# Bijlagen



## Bijlage 1

### Ontwikkeling binnenlandse marktomvang

In tabel B1-1 wordt de elektriciteitsbalans van het CBS weergegeven, met de elektriciteitsproductie, het elektriciteitsverbruik en de in- en uitvoer van elektriciteit in de afgelopen jaren.

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

Het binnenlands nette elektriciteitsverbruik in 2016 ter grootte van 115,6 TWh betekent een stijging van 1,5% (1,7 TWh) van het verbruik ten opzichte van 2015. Na 2011 daalde het verbruik elk jaar. In 2016 werd 5 TWh meer geproduceerd dan in 2015; twee-derde van deze stijging kwam voor rekening

van de elektriciteitscentrales, die bijna 6% meer op het net invoedden dan in 2015. De overige producenten kenden een productiestijging van bijna 2%. Per saldo werd bijna 5 TWh ingevoerd in 2016. De invoer daalt gestaag vanaf 2013, in 2016 zelfs met meer dan 20% ten opzichte van 2015, waarbij de export afnam met bijna 3 TWh naar 19,3 TWh.

In tabel B1-2 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 totaal verbruik minus het verbruik bij de productie het uitgangspunt voor de berekeningen.

Tabel B1-1

| Elektriciteitsbalans in GWh; aanbod en verbruik (Bron: CBS; mei 2017) |                                 |              |              |              |              |              |              |              |              |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <i>Elektriciteitsbalans, aanbod en verbruik</i>                       |                                 | 2009         | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         | 2015*        | 2016*        |
| <b>Aanbod</b>                                                         | <b>totaal aanbod</b>            | 118.391      | 120.926      | 122.057      | 119.614      | 119.112      | 118.091      | 118.374      | 119.595      |
|                                                                       | <b>totaal productie (bruto)</b> | 113.503      | 118.150      | 112.966      | 102.505      | 100.875      | 103.365      | 109.625      | 114.680      |
|                                                                       | <b>elektriciteitscentrales</b>  | 72.072       | 75.824       | 70.555       | 64.032       | 63.064       | 67.534       | 72.345       | 76.665       |
|                                                                       | <b>overige producenten</b>      | 41.431       | 42.326       | 42.441       | 38.473       | 37.811       | 35.831       | 37.279       | 38.015       |
|                                                                       | <b>invoer</b>                   | 15.452       | 15.584       | 20.621       | 32.155       | 33.252       | 32.854       | 30.761       | 24.258       |
|                                                                       | <b>uitvoer</b>                  | 10.564       | 12.808       | 11.530       | 15.046       | 15.015       | 18.128       | 22.012       | 19.343       |
| <b>Verbruik</b>                                                       | <b>totaal verbruik</b>          | 118.391      | 120.926      | 122.057      | 119.614      | 119.112      | 118.092      | 118.373      | 119.595      |
|                                                                       | <b>via het openbare net</b>     | 99.031       | 103.788      | 104.757      | 101.848      | 101.386      | 99.032       | 100.912      | 99.355       |
|                                                                       | <b>via bedrijfsnetten</b>       | 15.110       | 13.357       | 13.407       | 14.052       | 14.221       | 15.005       | 12.983       | 16.293       |
|                                                                       | <b>bij de productie</b>         | 4.250        | 3.781        | 3.893        | 3.714        | 3.505        | 4.055        | 4.478        | 3.947        |
| <b>Netverliezen</b>                                                   | <b>Netverliezen</b>             | 4.405        | 4.464        | 4.609        | 4.519        | 4.508        | 4.933        | 4.897        | 6.707        |
| <b>Verbruik (totaal +/- bij de productie in TWh)</b>                  |                                 | <b>114,1</b> | <b>117,1</b> | <b>118,2</b> | <b>115,9</b> | <b>115,6</b> | <b>114,0</b> | <b>113,9</b> | <b>115,6</b> |

\* Voorlopige cijfers CBS

Tabel B1-2 Aannames ten aanzien van de marktomvang

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

| Jaar | monitoring<br>2012-2028 |              | monitoring<br>2013-2029 |              | monitoring<br>2014-2030 |              | monitoring<br>2015-2031 |                           | monitoring<br>2016-2032 |                           |
|------|-------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------|
|      | groei<br>verbruik<br>%  | vraag<br>TWh | groei<br>verbruik<br>%  | vraag<br>TWh | groei<br>verbruik<br>%  | vraag<br>TWh | groei<br>verbruik<br>%  | Reference<br>vraag<br>TWh | groei<br>verbruik<br>%  | Reference<br>vraag<br>TWh |
| 2003 | 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                     |
| 2005 | 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                     |
| 2007 | 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                     |
| 2009 | -4,84%                  | 114,1        | -4,84%                  | 114,1        | -4,84%                  | 114,1        | -4,84%                  | 114,1                     | -4,84%                  | 114,1                     |
| 2010 | 2,63%                   | 117,1        | 2,63%                   | 117,1        | 2,63%                   | 117,1        | 2,63%                   | 117,1                     | 2,63%                   | 117,1                     |
| 2011 | 0,87%                   | 118,2        | 0,87%                   | 118,2        | 0,87%                   | 118,2        | 0,87%                   | 118,2                     | 0,87%                   | 118,2                     |
| 2012 | -2,56%                  | 115,1        | -1,92%                  | 115,9        | -1,92%                  | 115,9        | -1,92%                  | 115,9                     | -1,92%                  | 115,9                     |
| 2013 | -0,50%                  | 114,6        | -2,12%                  | 113,4        | -0,25%                  | 115,6        | -0,25%                  | 115,6                     | -0,25%                  | 115,6                     |
| 2014 | 1,00%                   | 115,7        | 0,75%                   | 114,3        | -2,67%                  | 112,5        | -2,67%                  | 114,0                     | -2,67%                  | 114,0                     |
| 2015 | 1,25%                   | 117,2        | 1,25%                   | 115,7        | 0,7%                    | 113,3        | -0,14%                  | 113,9                     | -0,12%                  | 113,9                     |
| 2016 | 1,25%                   | 118,6        | 1,25%                   | 117,2        | 0,1%                    | 113,4        | 1,0%                    | 115,0                     | 1,54%                   | 115,6                     |
| 2017 | 1,25%                   | 120,1        | 1,25%                   | 118,6        | 0,1%                    | 113,5        | -0,4%                   | 114,5                     | 0,0%                    | 115,6                     |
| 2018 | 1,25%                   | 121,6        | 1,25%                   | 120,1        | 0,1%                    | 113,7        | 0,2%                    | 114,7                     | 0,5%                    | 116,2                     |
| 2019 | 1,25%                   | 123,1        | 1,25%                   | 121,6        | 0,2%                    | 113,8        | 0,2%                    | 115,0                     | -0,1%                   | 116,1                     |
| 2020 | 1,25%                   | 124,7        | 1,25%                   | 123,1        | 0,2%                    | 114,0        | 0,2%                    | 115,3                     | -0,1%                   | 115,9                     |
| 2021 | 1,00%                   | 125,9        | 1,00%                   | 124,4        | 0,4%                    | 114,5        | 0,1%                    | 115,4                     | 0,1%                    | 116,1                     |
| 2022 | 1,00%                   | 127,2        | 1,00%                   | 125,6        | 0,4%                    | 114,9        | 0,1%                    | 115,6                     | 0,1%                    | 116,2                     |
| 2023 | 1,00%                   | 128,4        | 1,00%                   | 126,9        | 0,4%                    | 115,4        | 0,1%                    | 115,8                     | 0,1%                    | 116,4                     |
| 2024 | 1,00%                   | 129,7        | 1,00%                   | 128,1        | 0,4%                    | 115,8        | 0,0%                    | 115,8                     | 0,1%                    | 116,6                     |
| 2025 | 1,00%                   | 131,0        | 1,00%                   | 129,4        | 0,4%                    | 116,3        | 0,0%                    | 115,8                     | 0,1%                    | 116,7                     |
| 2026 | 1,00%                   | 132,3        | 1,00%                   | 130,7        | 0,4%                    | 116,7        | 0,3%                    | 116,1                     | 0,3%                    | 117,1                     |
| 2027 | 1,00%                   | 133,7        | 1,00%                   | 132,0        | 0,4%                    | 117,2        | 0,3%                    | 116,5                     | 0,3%                    | 117,5                     |
| 2028 | 1,00%                   | 135,0        | 1,00%                   | 133,3        | 0,4%                    | 117,7        | 0,3%                    | 116,9                     | 0,3%                    | 117,9                     |
| 2029 |                         |              | 1,00%                   | 134,7        | 0,4%                    | 118,1        | 0,3%                    | 117,2                     | 0,3%                    | 118,3                     |
| 2030 |                         |              |                         |              | 0,4%                    | 118,6        | 0,3%                    | 117,6                     | 0,3%                    | 118,7                     |
| 2031 |                         |              |                         |              |                         |              | 0,3%                    | 117,9                     | 0,2%                    | 119,0                     |
| 2032 |                         |              |                         |              |                         |              |                         |                           | 0,2%                    | 119,3                     |

**legenda**

|       |                                                      |
|-------|------------------------------------------------------|
| 100,0 | gerealiseerd elektriciteitsverbruik (definitief CBS) |
| 100,0 | gerealiseerd elektriciteitsverbruik (voorlopig CBS)  |
| 100,0 | prognose elektriciteitsverbruik (TenneT)             |

## Bijlage 2

### Tabellen achter de grafieken

Vraagontwikkeling per scenario

| <b>Totale vraag (TWh)</b>    | <b>2017</b> | <b>2018</b> | <b>2019</b> | <b>2020</b> | <b>2025</b> | <b>2030</b> |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Referentie                   | 115,6       | 116,2       | 116,1       | 115,9       | 116,7       | 118,7       |
| Hoog                         | 115,7       | 116,2       | 116,1       | 116,3       | 117,5       | 122,5       |
| Referentie (Monitoring 2016) | 114,5       | 114,7       | 115,0       | 115,3       | 115,8       | 117,6       |
| Hoog (Monitoring 2016)       | 120,8       | 122,2       | 123,7       | 125,1       | 131,0       | 138,4       |

| <b>Piekvraag (GW)</b>        | <b>2017</b> | <b>2018</b> | <b>2019</b> | <b>2020</b> | <b>2025</b> | <b>2030</b> |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Referentie                   | 18,4        | 18,4        | 18,4        | 18,4        | 18,4        | 18,9        |
| Hoog                         | 18,4        | 18,4        | 18,4        | 18,4        | 18,6        | 19,4        |
| Referentie (Monitoring 2016) | 18,2        | 18,3        | 18,3        | 18,3        | 18,4        | 18,8        |
| Hoog (Monitoring 2016)       | 19,2        | 19,4        | 19,7        | 19,9        | 21,1        | 22,7        |

Tabel behorende bij de grafiek Leeftijdscategorie [MW]

|               | 0<L≤5        | 5<L≤10       | 10<L≤15      | 15<L≤20      | 20<L≤25      | 25<L≤30      | 30<L≤35      | 35<L≤40    | 40<L≤45      | 45<L≤50    | L>50      | TOTAAL        |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|------------|-----------|---------------|
| uranium       | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0          | 486          | 0          | 0         | 486           |
| kolen         | 3.381        | 0            | 0            | 0            | 1.250        | 1.110        | 0            | 0          | 0            | 0          | 0         | 5.741         |
| gas           | 4.301        | 4.103        | 1.217        | 2.207        | 2.279        | 425          | 1.083        | 766        | 510          | 188        | 95        | 17.174        |
| afval         | 70           | 371          | 36           | 114          | 180          | 45           | 0            | 0          | 79           | 0          | 0         | 894           |
| <b>TOTAAL</b> | <b>7.752</b> | <b>4.473</b> | <b>1.253</b> | <b>2.321</b> | <b>3.709</b> | <b>1.580</b> | <b>1.083</b> | <b>766</b> | <b>1.075</b> | <b>188</b> | <b>95</b> | <b>24.295</b> |

Tabel behorende bij de grafieken Opgesteld vermogen, per 1 januari 2017 [GW]

| <b>Opgesteld vermogen [GW]</b> | <b>2016</b> | <b>2017</b> | <b>2018</b> | <b>2021</b> | <b>2024</b> | <b>2032</b> |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Nucleair                       | 0,5         | 0,5         | 0,5         | 0,5         | 0,5         | 0,5         |
| Kolen                          | 5,7         | 5,7         | 4,6         | 4,6         | 4,6         | 4,6         |
| Gas (operationeel)             | 16,1        | 15,8        | 15,3        | 13,1        | 12,7        | 11,0        |
| Gas (geconserveerd)            | 4,1         | 3,7         | 3,2         | 3,6         | 3,8         | 4,0         |
| Afvalverbranding               | 0,7         | 0,7         | 0,7         | 0,8         | 0,8         | 0,8         |
| Biomassa/biogas                | 0,5         | 0,5         | 0,5         | 0,5         | 0,5         | 0,5         |
| Wind op land                   | 3,0         | 3,2         | 3,7         | 5,1         | 5,9         | 6,8         |
| Wind op zee                    | 0,4         | 1,0         | 1,0         | 2,4         | 4,5         | 9,4         |
| Waterkracht                    | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,0         |
| Zon-PV                         | 1,5         | 2,0         | 2,6         | 4,4         | 6,5         | 15,9        |
| <b>Totaal</b>                  | <b>32,5</b> | <b>33,2</b> | <b>32,0</b> | <b>35,0</b> | <b>39,9</b> | <b>53,5</b> |

### Bijlage 3

#### Bronvermelding gebruikte gegevens

Voor de monitoring is onder meer gebruik gemaakt van de volgende bronnen:

- Nationale Energieverkenning (NEV 2016), 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/> (oktober 2016)
- Monitweb: <http://monitweb.energie.nl/.aspx>, data NEV2015 en NEV2016 (ECN, februari 2017)
- Formulieren elektriciteitsproductie (vertrouwelijk), gegevens productiemiddelen en elektriciteitsproductie inclusief de vooruitzichten ten aanzien van de door producenten beheerde of te beheren binnenlandse productiemiddelen elektriciteit (TenneT, mei 2017)
- Formulieren RNB (vertrouwelijk), gegevens van op het TenneT-net aangesloten regionale netbeheerders elektriciteit over hun prognoses voor de komende jaren (december 2016)
- Resultaten van het onderzoek naar conserveringen (vertrouwelijk), UMS Group (juli 2017)
- Market Review 2016 (TenneT, maart 2017) [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Dutch/2016\\_Market\\_Review\\_TenneT.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2016_Market_Review_TenneT.pdf)
- data opgesteld duurzaam productievermogen (vertrouwelijk) (CertiQ BV, januari 2017)
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2016 (deel I), (TenneT, 07-07-2016)
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument Net op Zee 2016. (TenneT, 19-05-2016)
- data ten behoeve van het komende Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2015 ten aanzien van binnenlandse productiemiddelen, elektriciteitsverbruik, groeiverwachtingen van de binnenlandse marktomvang en de transportcapaciteit op de landsgrensoverschrijdende verbindingen (TenneT, april 2015)
- Consultatiedocument KCD2015, (TenneT, februari 2015, <http://www.tennet.eu>)
- Energieakkoord voor duurzame groei (SER, september 2013)
- edities van de Rapportage Monitoring Leveringszekerheid 2003 tot 2016 (TenneT, <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>)
- Structuurvisie Windenergie op Land (brief aan Tweede Kamer 33612, nr. 49, april 2014)
- Rijksstructuurvisie Wind op zee (Ministerie van Infrastructuur en Milieu en het Ministerie van Economische Zaken, september 2014)
- data van de gerealiseerde en geschatte binnenlandse vraag en aanbod van elektriciteit, de productiemiddelen elektriciteit, van de sectoren en de elektriciteitsbalans (CBS, april 2016)
- Plan van aanpak 2011-2015 'Elektrisch rijden in de Versnelling', RVO.nl (<http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers>)
- Consultatie marktspelers en stakeholders (vertrouwelijk)
- Mid-term Adequacy Forecast 2016 report, ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>)
- Generation Adequacy Assessment report 2015, Pentilateral Energy Forum, Support Group 2, [http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta\\_generation\\_adequacy\\_assessment\\_REPORT.pdf](http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_REPORT.pdf)

## Bijlage 4

### Uitgangspunten en resultaten studie naar conservering van vermogen

Zoals in de monitoring van 2016 werd aangekondigd, heeft TenneT een analyse laten uitvoeren naar mogelijke opties voor het (de)conserveren van conventioneel productievermogen onder uiteenlopende marktomstandigheden met inachtnaam van de kosten voor groot onderhoud voor gasgestookte eenheden. Een onafhankelijke consultant (UMS Group) heeft een analyse naar de relevante kosten en zogenaamde value drivers voor gascentrales groter dan 100 MW uitgevoerd op basis van hun expertise en openbare gegevens. De resultaten werden individueel gevalideerd door de betreffende producenten, op basis waarvan een model werd ontwikkeld voor TenneT om de aanbodzijde in het kader van de leveringszekerheid in bepaalde scenario's beter in te schatten. Aan de hand van een matrix met de verschillende modi van 'preservation' (status van conservering; zie tabel volgende pagina) kunnen de individuele gasgestookte eenheden worden ingedeeld naar diepte van conservering, herstarttijd, kosten en risico's. Aan de hand van de ontwikkeling van de marktprijzen, zoals de forward spark spread en het moment dat groot onderhoud benodigd is, kan met het model een overzicht worden verkregen over de kansen op enerzijds het herstarten van een geconserveerde eenheid en anderzijds het conserveren van een operationele eenheid. Inzichten uit de analyse zijn onder meer gebruikt voor het ontwikkelen van de gevoeligheidsanalyse.

Medio 2016 waren zowel spot- als termijnprijzen voor elektriciteit erg laag terwijl gas- en carbonprijzen stabiel bleven; voor diverse conventionele centrales was de resulterende marge dermate laag dat investeringen in zogenaamde onderhoudsstops niet rendabel waren, zodat mothballing werd overwogen. Echter, eind 2016 stegen de elektriciteitsprijzen flink, zoals beschreven in [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Dutch/2016\\_Market\\_Review\\_TenneT.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2016_Market_Review_TenneT.pdf).

Als gevolg van deze stijging was het voor conventionele centrales aantrekkelijker geworden om te blijven draaien, ook als hiervoor kosten voor onderhoudsstops moesten worden gemaakt. Er was dus veel minder prikkel om centrales te mothballen.

Volgens de analyse medio 2017 is de markt nog niet zodanig gunstig, dat ook zeer groot onderhoud (major overhaul) en/of levensduurverlenging (life time extension) rendabel is voor een aantal units; units die vlak voor dergelijk groot onderhoud staan hebben dus een kans om te worden geconserveerd. Maar de verbeterde marktvooruitzichten sinds eind 2016 hebben er wel mede toe geleid, dat enkele geconserveerde eenheden recent weer operationeel zijn gemaakt (1,2 GW).

De uitkomsten van het onderzoek blijken goed in overeenstemming met de door producenten aangegeven modi van geconserveerde eenheden in de jaarlijkse data-uitvraag. De door producenten opgegeven data in het kader van leveringszekerheid blijft leidend voor de uitgangspunten van de monitoring. Het ontwikkelde model biedt TenneT handvatten om een goede onderbouwing en aanvullende analyses uit te voeren over de actuele positie van gaseenheden, waarbij de veronderstelde beschikbaarheid bij de producenten kan worden getoetst. Zo wordt door TenneT een goed beeld verkregen van de positie van de grotere gaseenheden in de markt, teneinde de onderbouwing van de analyses over de leveringszekerheid te verbeteren en recht te doen aan de verwachte kwaliteit van de monitoring.

Op de volgende bladzijden zijn enkele belangrijke kwantitatieve bevindingen uit de analyse samengevat. In bijlage 5 zijn de uitkomsten van het analysemodel in termen van "kans op mottenballen van opgesteld gasgestookt vermogen" in 2016 en 2017 vergeleken.

## Background: Operating & Preservation Modi of plants

### Preservation modus determines restart time & costs

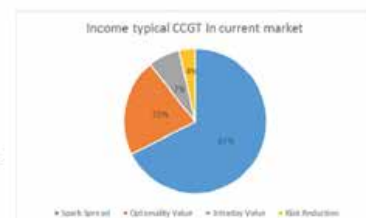
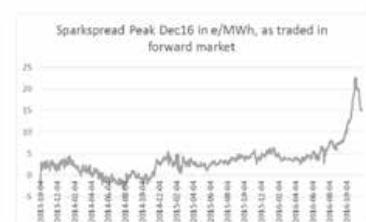
| Modus                   | Description                                                                                   | Time horizon | Restart      | Costs In (mln€)      | Cost Out (mln€)                  | Monthly costs (*)                             | Key Risks                                           |
|-------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|----------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| 0-Wet                   | Normal operation (including weekend stops)                                                    | days         | hour         | n.a.                 | Hot starts fuel costs            | BAU (~1 mln€, excluding fuel & carbon)        | n.a.                                                |
| 1-Wet                   | "prolonged weekend stop". Preservation under steam.                                           | weeks        | hours        | Only some fuel costs | Start up fuel costs (cold start) | BAU (~1 mln€)                                 | Waiting too long to go to mode 2                    |
| 2a-Wet                  | Preservation under Nitrogen.                                                                  | months~ year | days         | 0.6                  | 2                                | 80-90 k€, plus staff (allocate to other work) | Corrosion, costs of consumables                     |
| 2b-Dry                  | Remove all water. Use not required staff on other location.                                   | months~ year | Weeks/months | 0.7                  | 2                                | 50-80 k€, plus 'left over' staff              | Low risk, Slower start                              |
| 3-Dry                   | Remove all water, disconnect, seal, package, no staff                                         | > year       | Year(s)      | 2                    | 3 – 15                           | 40 k€                                         | Long restart time (new staff, major revisions etc.) |
| 4-Dry & Cannibalization | Remove all water, disconnect, seal, minimize monthly costs; sell parts re-actively. No staff. | "For ever"   | years        | 1.2                  | > 15                             | 40 k€, but income from selling parts          | Long & risky restart (time & money)                 |

(\*) Above values are indicative values for a 2\*400 MW CCGT (excl. depreciation, excl. major maintenance). UMS 'best practice' values

## Background: Total Income depends on Spark Spread

### Additional Considerations

- Spark Spread is moving daily
- Asset Owners typical sell their spark spread in the forward market, starting 2-3 years in advance
- For the actual achieved spark spread, you hence have to look at "moving averages" for the forward market coming 2-3 years
- Forward Spark Spread is typically 2/3 of the income; shaping, flex, optionality value etc are 1/3
  - Provided you have good trading infrastructure
  - First plant provides most value (yellow pie vanishes after first 2 units, plus small part of orange)
  - The higher the spark spread, the lower the optionality value
- Rule of thumb to estimate Income of Power Plant:
  - First two units in Portfolio: Forward spark spread (average coming 2 years) with 1.5 (optionality factor)
  - Following units in Portfolio: Forward spark spread (average coming 2 years) with 1.4
- Please note that the **optionality factor** 1.4/1.5 varies with the risk appetite of the asset owner; an asset owner with limited trading infrastructure or low risk appetite will have factor 1.2



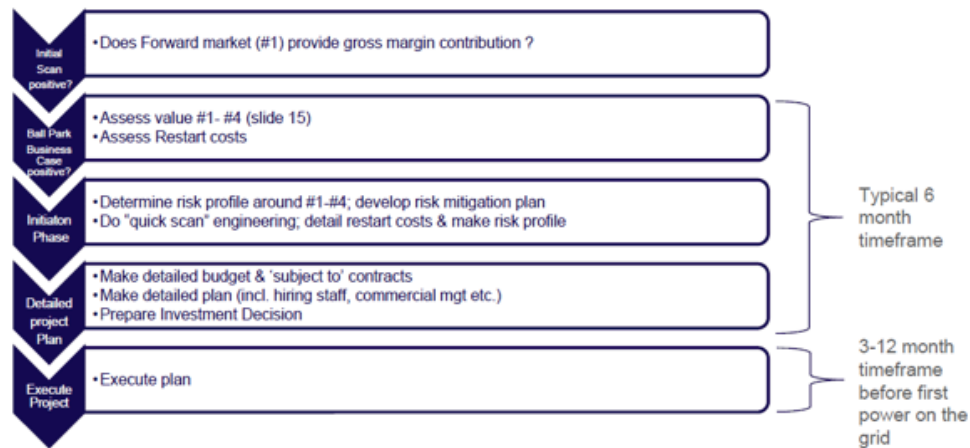
## Forward Spark Spread in combination with Major Maintenance Event is key driver

- Planning for a Major Maintenance Event (MME) starts typical 1 year in advance. If the forward spark spread does not indicate ample revenues to earn back those costs before the next MME, preservation discussion is started.
  - As rule of thumb, we take 3 years for pay back of MME
- So if “Income Next Year” < “Costs Next Year” + 0.33 \* MME costs and next MME is within 12 months, long term preservation will be considered.
  - Especially if spot spark spread has been low (so plant made few running hours)
- Other triggers
  - End of PPA agreements
  - End of Steam Supply agreements (CHP)
- If plant is part of a bigger portfolio, lower hurdle to mothball
  - Other plants will still provide flexibility (and benefit from slightly higher revenues)
  - Staff can be more easily re-allocated
  - Less risk of losing critical knowledge
  - More leverage on suppliers

## Considerations in decision for Re-start

- Momentum & Risk profile; how fast is forward spark spread fluctuating, how has spot spark spread been (typical question: how would the plant have ran previous year?)
- Partner/Hedging strategy.
  - Nightmare scenario 1: spark spread collapses in months after investment decision
  - Nightmare scenario 2: power is sold forward, market moves up further, but technical problems cause delay in plant coming on the grid
  - A risk taking partner provides comfort to internal stakeholders
- Staffing considerations
- LTSA contracts/Support of OEM/Support of Engineering firms
  - Still having a (“mothballed”) LTSA provides comfort (documentation, support etc.)
  - SCADA/IT outdated ?
- Quality of preservation process
  - Preservation Protocol in place ?
  - Staff still available in organization ?
- Various other elements (time to first positive cashflow, license risks etc.)

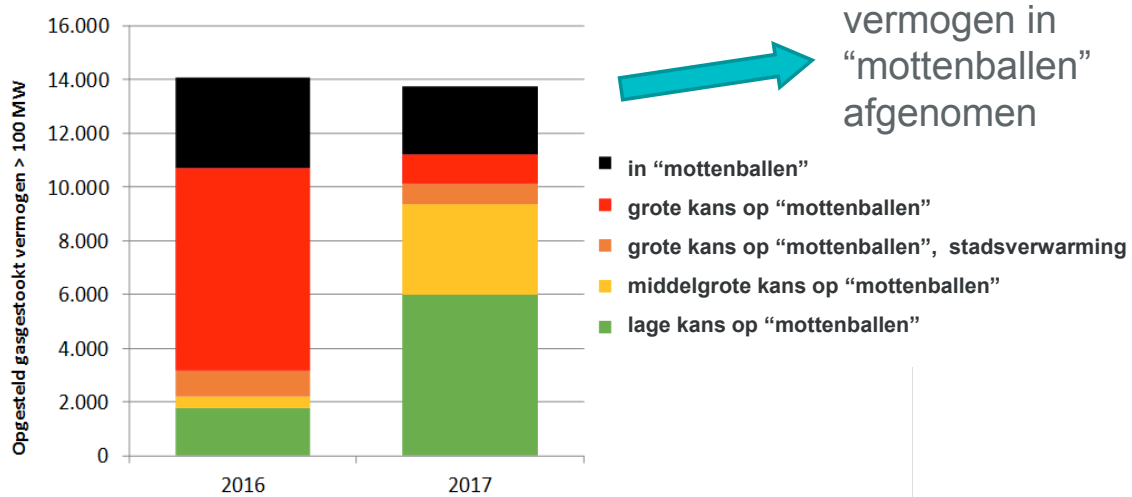
## Even if Re-start is attractive, it takes 1-2 years to come back on grid after long term preservation



## Bijlage 5

### Ontwikkeling van kans op mottenballing van gasgestookt vermogen op basis van de studie naar conservering van vermogen

#### Ontwikkeling kans op “mottenballen” van opgesteld gasgestookt vermogen



De analyse laat zien dat in 2017 ten opzichte van 2016 de kans op mottenballing voor gasgestookt vermogen aanzienlijk is afgenomen. Ook hebben producenten in 2017 mottenballen vermogen weer in operationele status gebracht.



TenneT TSO B.V.  
December 2017

Telefoon: (0800) 836 63 88  
Email: [monitoring@tennet.eu](mailto:monitoring@tennet.eu)

Of bezoek de website [www.tennet.eu](http://www.tennet.eu)

