

Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2016 (2015-2031)

TenneT TSO B.V.

AOC 2016-060

juli 2016

Inhoud

1. Inleiding	3
2. Conclusie en Advies	4
2.1 Conclusie	4
2.2 Advies	8
3. Ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde	9
3.1 Ontwikkelingen vraagzijde	9
3.1.1 Aanpak vraagmodellering	9
3.1.2 Ontwikkeling elektriciteitsvraag	11
3.1.3 Ontwikkeling piekbelasting	13
3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde	14
3.2.1 Thermisch productievermogen elektriciteit	15
3.2.2 Zon-PV en windvermogen	20
3.2.3 Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen	21
4. Resultaten analyse leveringszekerheid	24
4.1 Inleiding	24
4.2 LOLE-methodiek	27
4.3 Hoofddresultaten monitoring 2015-2023 (basisvariant)	28
4.4 Gevoeligheid voor de niet-beschikbaarheid van productie-eenheden (gevoeligheidsvariant A)	30
4.5 Gevoeligheid voor vermindering van productievermogen (gevoeligheidsvariant B)	32
4.6 Gevoeligheid voor een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant C)	33
4.7 Resultaten van de basis- en gevoeligheidsvarianten in relatie tot mogelijkheden voor deconservering	35
4.8 Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten met de beschikbare import- en exportcapaciteit	36
4.9 Reservefactoren	38
4.10 Vooruitzicht 2031	39
4.11 Regionale leveringszekerheidsanalyses	41
4.11.1 Regionale Analyses - Pentilateral Energyforum	41
4.11.2 Resultaten van het Regionale model toegepast op het zichtjaar 2020	42
Bijlage 1 Toelichting op de gebruikte gegevens	44
Bijlage 2 Ontwikkeling binnenlandse marktomvang	45
Bijlage 3 Tabellen achter de grafieken	47

1. Inleiding

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

Doel van de monitoring is om inzicht te geven in de verwachte ontwikkeling van het binnenlandse aanbod ten opzichte van de binnenlandse vraag naar elektriciteit voor de periode van 7 jaren vooruit. Onderzocht wordt de mate waarin het binnenlandse beschikbare vermogen de binnenlandse vraag kan dekken. In de EU-Richtlijn 2005/89/EG wordt voorgeschreven dat de zichtperiode is uitgebreid tot 15 jaren vooruit. In paragraaf 4.11 wordt daarom een vooruitzicht op de mogelijke situatie van 2031 weergegeven.

In deze rapportage monitoring leveringszekerheid wordt, evenals in de vorige editie, naast het nationale model, gebruik gemaakt van een Regionaal beoordelingsmodel, waarin vraag en aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem worden gesimuleerd. Hierdoor kan onder andere een verbeterde inschatting worden gemaakt van de impact van de hernieuwbare energieproductie en de daarmee verbonden toenemende klimaatafhankelijkheid op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen de regio elkaar kunnen ondersteunen in tijden van schaarste. Deze bestaande methodiek en het nieuwe model worden ook in de komende jaren naast elkaar gebruikt. Het regionale model in de komende jaren zal echter een steeds belangrijkere rol gaan vervullen bij de nationale monitoring van de langetermijn leveringszekerheid.

Inmiddels is de binnen de Penta regio ontwikkelde methodiek ook voor het eerst toegepast door ENTSO-E op Pan Europese schaal voor de steekjaren 2020 en 2025. Resultaten van deze studie zijn in juli 2016 gepubliceerd (zie: ENTSO-E Mid term Adequacy Forecast)

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

2. Conclusie en Advies

2.1 Conclusie

Uit deze monitoring blijkt dat er in Nederland in de komende jaren sprake is van een verdere afname van het operationeel beschikbare thermisch productievermogen. Met deze afname wordt de trend die circa 3 jaren geleden werd ingezet verder gecontinueerd. Deze trend wordt met name veroorzaakt door meerdere plannen om tot het amoveren¹ van thermisch productievermogen over te gaan alsook door de voornemens tot het vervroegen van het al aangekondigde conserveren² van gasgestookt vermogen ten opzichte van de monitoring van 2015.

In de vorige rapportage was er sprake van een afnemend vermogenssurplus tot 2019 gevolgd door een importafhankelijkheid in de jaren daarna. In het huidige vooruitzicht kan er in bepaalde situaties al na 2017 sprake zijn van een beperkte importafhankelijkheid. Ten opzichte van de monitoringsrapportage in 2015 is er tot 2020 sprake van een extra afname van het operationele thermische productievermogen met circa 2,3 GW. De extra afname bestaat voor circa 1,1 GW uit vervroegingen van voorgenomen sluitingen van centrales (amoveringen) en voor 1,2 GW uit conservering (mothballing) van productievermogen.

Tegenover de afname van direct beschikbare operationele productievermogen is er sprake van een flinke toename van het aandeel van geconserveerd productievermogen. Een groot deel daarvan is relatief modern en flexibel vermogen. Mocht de marktsituatie structureel aanleiding geven voor producenten om te herinvesteren, dan kan dit vermogen binnen een bepaalde periode weer in bedrijf worden genomen. Het eventueel moeten uitvoeren van een grote onderhoudsbeurt is gezien de hoge kosten die daarmee gepaard gaan in de huidige marktomstandigheden voor gascentrales vaak een aanleiding om te gaan conserveren. Deconserveren kan dus vervolgens pas nadat eerst deze kosten gemaakt zijn.

De na 2017 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 aan elkaar te koppelen.

Ten behoeve van adequate capaciteitsplanning en het monitoren van de langetermijn leveringszekerheid blijft verdere Noordwest-Europese samenwerking evenzeer gewenst, waarbij met name aandacht moet worden geschonken aan nog verdere verbetering van het analysemodel. Belangrijke thema's daarbij zijn de verdere ontwikkeling van vraagresponsmodellen en verbetering van de simulatie van uitwisselingsmogelijkheden tussen landen in de Regio op basis van een *flow based* regionaal model.

In de huidige integrale analyse met het nieuwe regionale model, dat gezamenlijk met collega TSO's uit

¹ amoveren: definitief uit bedrijf nemen van vermogen c.q. slopen van installatie

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

de ons omringende landen in het PLEF³ is ontwikkeld, wordt bevestigd dat door de koppeling met het buitenland de afname van de leveringszekerheid kan worden opgevangen door import uit omringende landen. Evenzo levert het Nederlandse productiepark een bijdrage aan de leveringszekerheid in de ons omliggende landen. Zelfs in een gevoeligheidsanalyse waarin werd aangenomen, dat er in 2020, bovenop de door producenten gemelde conserveringen, nog extra 1,5 GW aan productievermogen (gas en of kolen) niet beschikbaar zal zijn door extra amovering of conservering, bleek nog voldoende import uit de ons omringende systemen mogelijk te zijn om de leveringszekerheid in Nederland te kunnen handhaven.

Ontwikkeling vraagzijde

De ontwikkeling van de elektriciteitsvraag blijft op het niveau van de eerdere verwachtingen van het referentiescenario, waarbij het CBS de eerder geprognosticeerde elektriciteitsvraag in 2014 naar boven heeft bijgesteld in de voorlopig definitieve waarde van 114 TWh. Daarnaast is de groeiverwachting voor de komende jaren opnieuw gebaseerd op het vraagmodel, dat TenneT heeft ontwikkeld. In dit model wordt de ontwikkeling binnen sectoren ingeschat en wordt de ontwikkeling van warmtepompen en elektrisch vervoer separaat meegenomen in varianten. De voorheen geldende strikte koppeling tussen de groei van het bruto nationaal product en de groei van het elektriciteitsverbruik als prognosemethode blijkt steeds minder goed bruikbaar in een situatie van transitie naar duurzaam. De vernieuwde aanpak is destijds gepubliceerd in het TenneT Consultatiedocument ten behoeve van het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2015. De vernieuwde methode leidt tot een gematigde groei van het elektriciteitsverbruik, dat over de komende 7 jaren leidt tot een vraag van bijna 116 TWh in het jaar 2023.

Ontwikkeling aanbodzijde

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

Begin 2016 bedroeg het opgestelde operationele productievermogen in Nederland 27,8 GW. Dit vermogen bestaat voor 22,8 GW uit thermisch productievermogen en voor 5,0 GW uit met name wind- en zon-PV-vermogen. Daarboven is er sprake van circa 4,6 GW niet-operationeel (geconserveerd) productievermogen, waarmee het totaal opgesteld vermogen aanvang 2016 op 32,4 GW komt.

In de komende jaren is er sprake van een verdere afname van het beschikbare operationele thermisch productievermogen van 22,8 GW in 2016 tot 18,2 GW in 2023. Deze daling van circa 4,6 GW bestaat uit de som van voorgenomen amoveringen (-3,7 GW), conserveringen (-1,3 GW) en nieuwbouw van vermogen (+0,4 GW). Als gevolg van het SER Energieakkoord van september 2013 is de uitfasering van de oudere kolengestookte eenheden voor een deel uitgevoerd (-1,6 GW) begin 2016. Medio 2017 zal het resterende deel worden stilgelegd (-1,1 GW).

In 2020 is de totale hoeveelheid geconserveerd vermogen opgelopen tot 6,4 GW ten opzichte van 4,4 GW in 2015. Hiervan is meer dan 3,0 GW relatief modern en flexibel vermogen, dat gegeven de informatie van producenten binnen een bepaalde tijd weer in bedrijf kan worden genomen, mocht de marktsituatie daartoe aanleiding geven.

³ PLEF: Pentlateraal Energy Forum (samenwerking van marktpartijen, overheden, toezichthouders en TSO's van België, Luxemburg, Duitsland, Frankrijk, Nederland aangevuld met Zwitserland en Oostenrijk)

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.

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op het vastgestelde en voorgenomen beleid zoals gekwantificeerd in de Nationale Energieverkenning 2015 (NEV2015)⁴. De NEV brengt jaarlijks de stand van zaken rondom de energiehuishouding in Nederland in kaart, en geeft inzicht in de te verwachten ontwikkelingen tot 2030.

Onzekerheden in de markt

Op dit moment bestaat er grote onzekerheid in de markt ten aanzien van (her)investeringen in met name conventionele productiemiddelen voor elektriciteitsopwekking, mede gezien de beoogde grote hoeveelheden gesubsidieerde duurzame productiemiddelen, de verslechtering van de economie van gascentrales en de onzekerheid over de mogelijke ontwikkeling van capaciteitsmarkten in omliggende landen.

De ontwikkeling in de vraag- en aanbodzijde als boven beschreven leiden tot een situatie waar in de komende jaren een steeds groter deel van het thermisch productiepark zal bestaan uit geconserveerde eenheden. Conserveren betekent in principe, dat de mogelijkheid van het in de toekomst beschikbaar komen van centrales voor het systeem blijft bestaan, maar dat het onzeker is of en wanneer deconserveren betaalbaar zal zijn. Voor de oudere installaties kan het op termijn ook leiden tot een definitief uitschakelen. Voor de nieuwere installaties is dat minder waarschijnlijk.

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.

Toename weersafhankelijkheid – noodzaak voor ontwikkeling van verbeterde regionale analyse

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

⁴ NEV2015, Nationale Energieverkenning 2015, gepubliceerd oktober 2015, <https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/>

afhankelijkheden tussen landen in de Noordwest-Europese regio uiteindelijk leiden tot een adequate leveringszekerheid.

De bovengeschetste ontwikkeling is in het verleden voor TenneT de belangrijkste reden geweest om, in aanvulling op de nationale analyses, met collega TSO's aan gezamenlijke analyses van de regionale leveringszekerheid te werken. In maart 2015 werd een belangrijke mijlpaal gezet, toen de binnen het Pentalaterale Energieforum (PLEF) samenwerkende TSO's een regionale leveringszekerheidsstudie op basis van een nieuw ontwikkeld geavanceerd regionaal model hebben gepubliceerd.

Het vernieuwde model, waarin de vraag en het aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem worden gesimuleerd, maakt het mogelijk een verbeterde integrale inschatting te maken van de impact van hernieuwbare energieproductie (met behulp van de klimaatjarendatabase) op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen de regio elkaar kunnen ondersteunen. De PLEF-studie heeft voor Nederland het beeld bevestigd, dat regionale uitwisselingsmogelijkheden nu al aanzienlijk bijdragen aan de leveringszekerheid in alle betrokken landen.

In het kader van de nationale monitoring is er wederom een analyse uitgevoerd met het vernieuwde regionale model voor zichtjaar 2020. Daaruit is opnieuw gebleken dat, in vergelijking met de analyse waarin Nederland geïsoleerd wordt beschouwd, de leveringszekerheidssituatie in Nederland kan worden gehandhaafd. Dit komt omdat in het betreffende jaar in tijden van schaarste extra bijstand vanuit de ons omringende landen via de beschikbare interconnectiecapaciteit mogelijk blijkt te zijn.

Langetermijnontwikkelingen

Op basis van de geïmplementeerde Richtlijn 2005/89/EG, waarin de zichtperiode van de nationale monitoring rapportages moet zijn uitgebreid tot 15 jaren, wordt in deze monitoring kort ingegaan op de verwachte vraag- en aanbodsituatie in het jaar 2031.

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. Ook de ontwikkeling van opslag, *demand side response*, *power to gas* of *power to heat* zullen impact hebben op de elektriciteitsmarkt.

Dit wordt gecombineerd met zoals hierboven aangegeven een grote mate van onzekerheid ten aanzien van de voornemens van producenten om vermogen uit dan wel weer in bedrijf te nemen.

De resultaten van de leveringszekerheidsanalyse in het zichtjaar 2031 zijn daarom slechts indicatief.

2.2 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.

Daarnaast is het gewenst om een verdere analyse uit te voeren naar mogelijke opties voor het deconserveren van conventioneel productievermogen. Daarbij zullen met name de kosten, het tijdstip en de snelheid van deconservering moeten worden onderzocht. De uitkomsten van een dergelijke analyse zouden helderheid moeten geven over de hoeveelheid vermogen dat mogelijk wordt gedeconserveerd onder uiteenlopende marktomstandigheden met inachtnaam van de kosten voor groot onderhoud. Deze analyse zal bijdragen in de beoordeling van de aanbodzijde in het kader van de leveringszekerheid in bepaalde scenario's. Daarbij kan gedacht worden aan scenario's waar er sprake is van een nog verdere vermindering van vermogensreserves in de komende jaren in de omliggende landen dan is aangenomen in de huidige monitoring, op basis van de informatieuitwisseling tussen TSO's. TenneT zal deze analyse uit laten voeren.

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

3. Ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde

3.1 Ontwikkelingen vraagzijde

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

3.1.1 Aanpak vraagmodellering

In de vernieuwde modellering 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 sectoren. 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 scenario met een hoge elektriciteitsvraag (Hoog scenario) rekening gehouden met een aanzienlijke 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 2016 beschikbaar waren. Dit betreft de definitieve cijfers tot en met 2013 en de voorlopige cijfers over de jaren 2014 en 2015.

Sectoren

Voor het Referentiescenario is de vraagontwikkeling binnen de sectoren voor de jaren na 2015 gekwantificeerd met de groeicijfers conform het vastgesteld beleid scenario uit de Nationale Energieverkenning 2015. Voor het scenario met hoge elektriciteitsvraag is naast de data uit de Nationale Energieverkenning ook gebruik gemaakt van eigen literatuurstudies om de ontwikkeling van de vraag in kaart te brengen. In het scenario met hoge vraag wordt voor alle sectoren en voor beide toepassingen een hogere groei van de elektriciteitsvraag aangenomen dan in het Referentiescenario.

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

Warmtepompen

Tabel 3-1 geeft het binnen de vraagscenario's gehanteerde aantallen warmtepompen weer. De aantallen in de tussenliggende jaren zijn bepaald met lineaire interpolatie.

Tabel 3-1. Aantallen warmtepompen per scenario

	2014	2020	2030
Referentiescenario	121.226	405.000	504.000
Hoog scenario	121.226	504.000	1.650.000

Het aantal warmtepompen in 2014 is gebaseerd op CBS-cijfers. Het aantal warmtepompen voor 2020 en 2030 binnen het Referentiescenario is gebaseerd op het voorgenomen beleid scenario uit de NEV2015. Ten opzichte van de prognose in de Monitoring 2015 is het aantal warmtepompen binnen het Referentiescenario in 2020 hoger (405.000 ten opzichte van 330.000) en in 2030 lager (504.000 ten opzichte van 600.000).

Voor het scenario Hoog zijn de aantallen warmtepompen voor 2020 gebaseerd op het vastgesteld en voorgenomen beleid scenario uit de NEV2015. Het aantal warmtepompen voor 2030 is gebaseerd op 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 1,65 miljoen warmtepompen. Dit aantal ligt fors hoger dan de bijna 700.000 die in de vastgesteld en voorgenomen beleid scenario van de NEV2015 genoemd wordt. Omdat de piekvraag door warmtepompen plaatsvindt rond het piekmoment van de totale elektriciteitsvraag, is het voor vraagstukken rondom leveringszekerheid van belang het aantal niet te laag in te schatten. Daarom wordt hier een hoger potentieel voor warmtepompen gehanteerd dan in de NEV2015 beschreven wordt.

Elektrische voertuigen

Tabel 3-2 geeft het binnen de vraagscenario's gehanteerde aantallen elektrische voertuigen weer. De aantallen in de tussenliggende jaren zijn bepaald met lineaire interpolatie.

Tabel 3-2. Aantallen elektrische voertuigen per scenario

	2015	2020	2030
Referentiescenario	90.000	200.000	800.000
Hoog scenario	90.000	300.000	2.500.000

Het aantal elektrische voertuigen in 2015 is gebaseerd op het aantal geregistreerde elektrische voertuigen in Nederland (bron: RVO.nl). Het aantal elektrische voertuigen in het Referentiescenario is in lijn met het vastgesteld beleidsscenario uit de NEV2015.

In "Elektrisch rijden in de versnelling (Plan van Aanpak 2011-2015)"⁵ worden voor het aantal elektrische voertuigen op de weg de streefwaarden 200.000 in 2020 en 1.000.000 in 2030 genoemd. Als

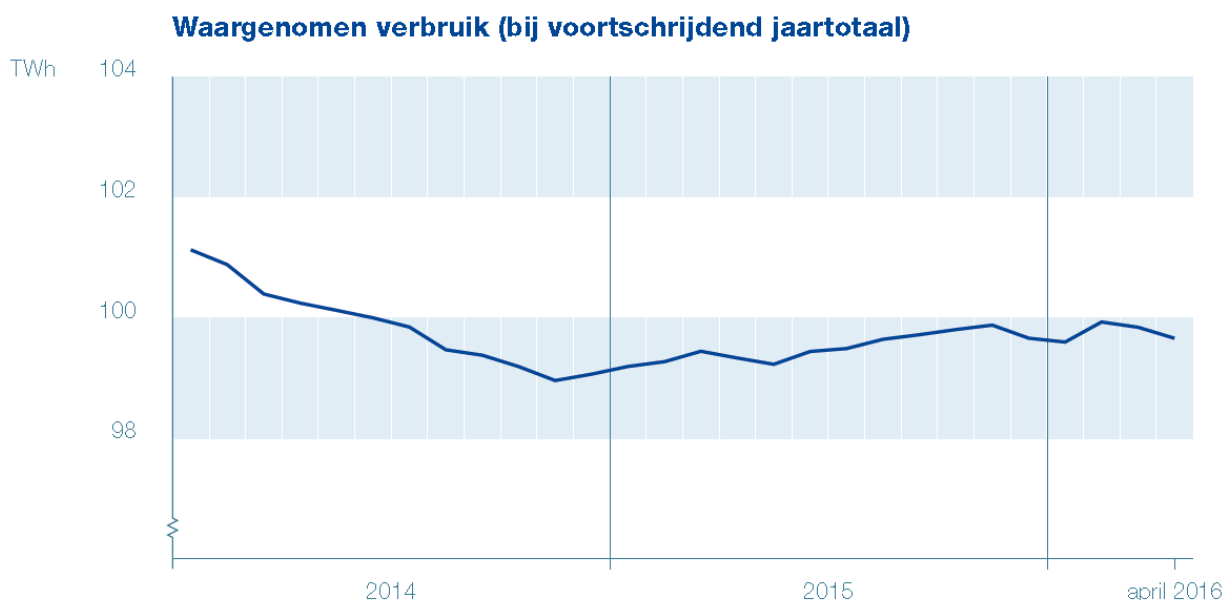
⁵ Plan van aanpak 2011-2015 "Elektrisch rijden in de Versnelling", <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers>

doelstelling voor 2015 wordt 15.000 tot 20.000 genoemd. Omdat de toename van het aantal elektrische auto's de afgelopen jaren groter is geweest dan in de streefwaarden, wordt in het scenario Hoog uitgegaan van aantallen die ook boven de streefwaarden liggen. In 2020 wordt uitgegaan van 300.000 elektrische voertuigen met een toename tot 2.500.000 in 2030.

In vergelijking met de vorige Monitoring is er in het scenario met hoge vraag in de periode tot 2020 een snellere toename van het aantal elektrische voertuigen. Het aantal in 2030 is gelijk aan dat in de vorige Monitoring.

3.1.2 Ontwikkeling elektriciteitsvraag

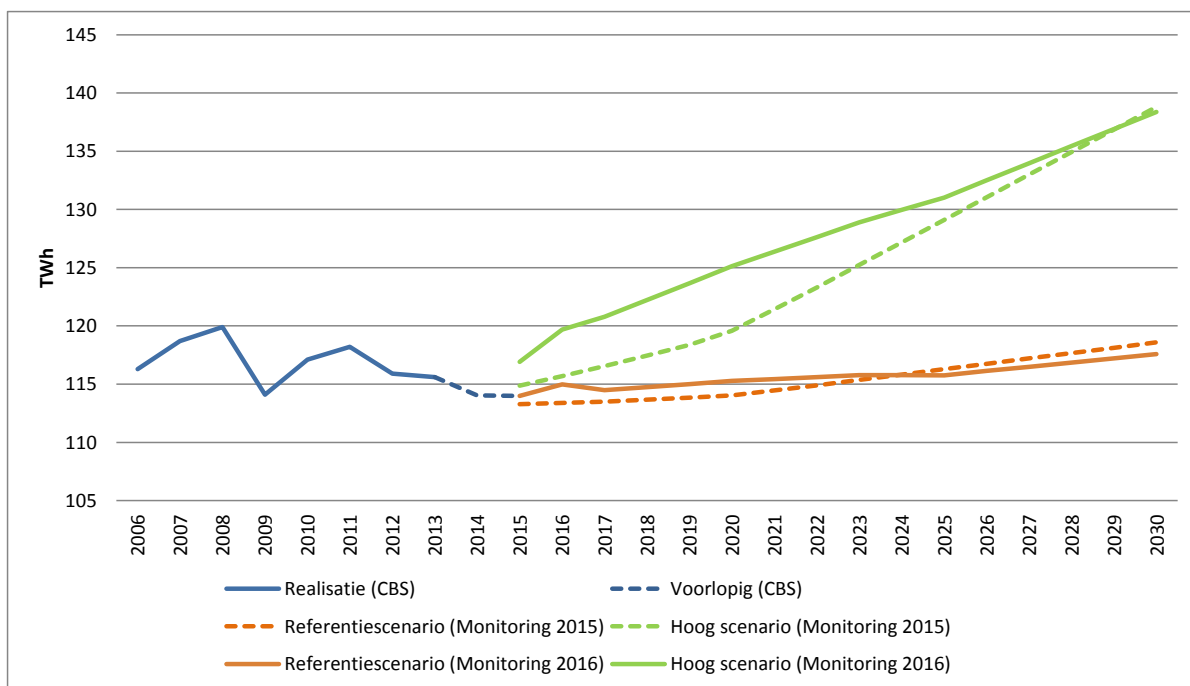
Figuur 3-1 toont het door TenneT waargenomen elektriciteitsverbruik bij een maandelijks voortschrijdend jaartotaal. Uit de figuur blijkt dat na de dalende trend van 2014, er een lichte stijging te zien is in 2015. De cijfers van begin 2016 laten een licht stabiliserende trendlijn zien, waaraan momenteel nog geen conclusie kan worden verbonden.



Figuur 3-1. Door TenneT waargenomen elektriciteitsverbruik bij maandelijks voortschrijdend jaartotaal

Opgemerkt moet worden dat deze waarneming de binnenlandse marktomvang representeert, behalve het verbruik via de bedrijfsnetten en bij de productie. Meer gedetailleerde informatie betreffende de ontwikkeling van de binnenlandse marktomvang is opgenomen in Bijlage 2 van dit rapport.

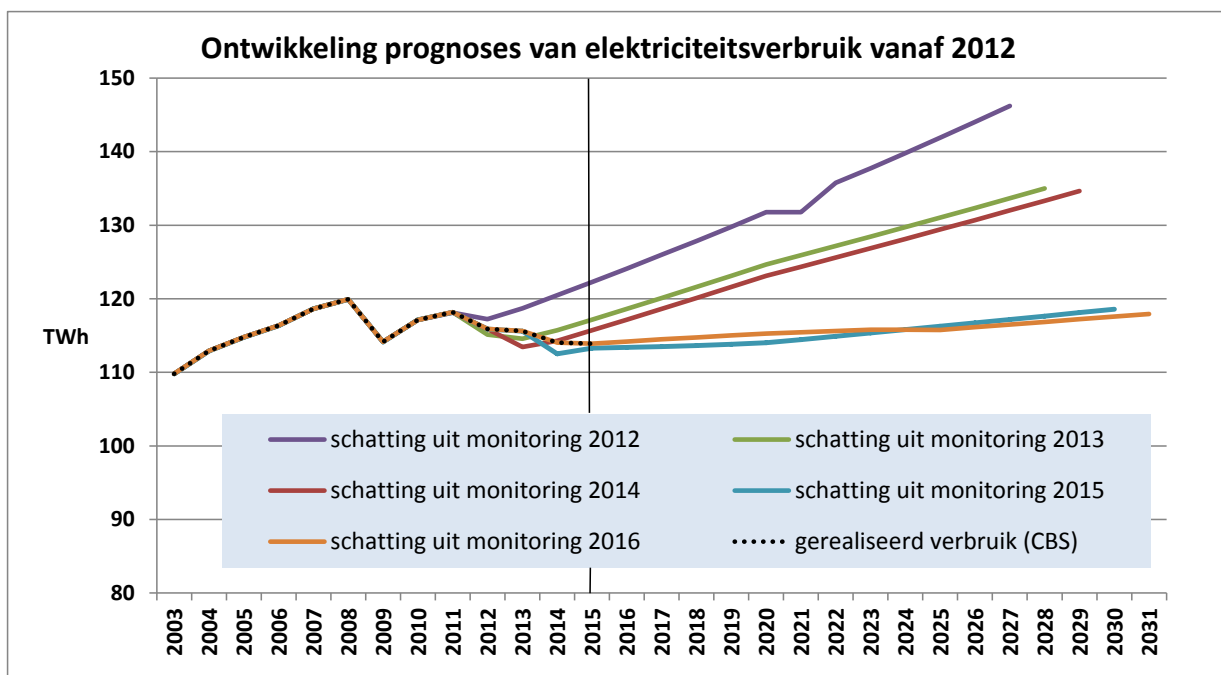
De voorlopige CBS-cijfers 2014 en 2015 laten een verdere daling van de elektriciteitsvraag ten opzichte van eerdere jaren zien. Omdat de CBS-cijfers vanwege het voorlopige karakter nog onzekerheid bevatten, is in het scenario met hoge vraag voor 2015 een hogere waarde dan de CBS-waarde gehanteerd. Figuur 3-2 toont de gerealiseerde en geprognosticeerde ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag.



Figuur 3-2. Gerealiseerde en geprognosticeerde elektriciteitsvraag in Nederland

De vraag binnen het Referentiescenario uit deze Monitoring ligt in de periode tot 2023 iets boven de prognose uit de vorige Monitoring en valt voor de periode na 2023 iets lager uit. De hogere waarden aan het begin komen voort uit de aangepaste voorlopige CBS-waarden. Voor de totale periode geldt dat de gewijzigde groeipercentages uit de NEV2015 het verschil in verloop verklaren.

Voor het scenario met een hoge vraag is de elektriciteitsvraag in het begin van de periode aanzienlijk hoger dan in hetzelfde scenario van de vorige monitoring. Een deel wordt verklaard doordat een snellere groei van het aantal elektrische voertuigen aangenomen is.



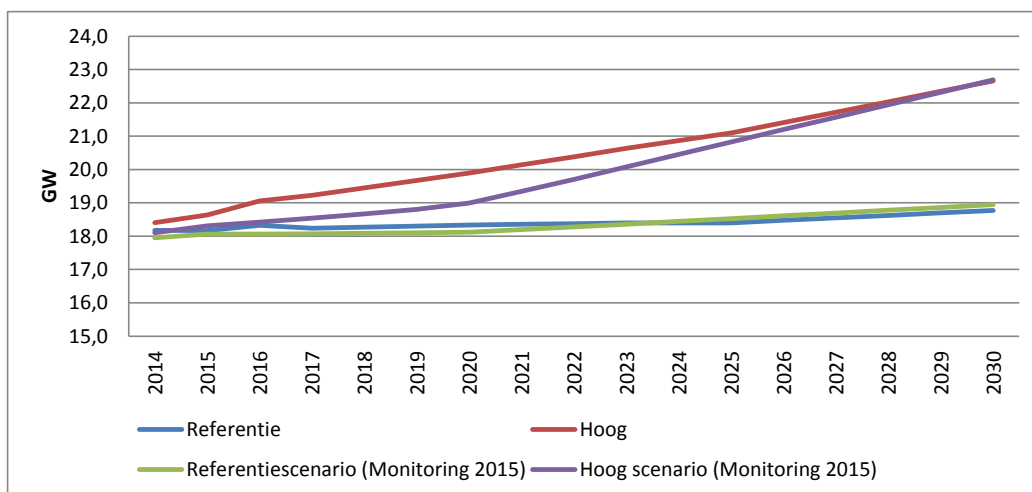
Figuur 3-3. Ontwikkeling van het gerealiseerde elektriciteitsverbruik vanaf 2003 (CBS) en de prognoses van elektriciteitsverbruik vanaf 2012

Het prognosticeren van de elektriciteitsvraag werd uitgevoerd aan de hand van het uitgangspunt van de één-op-één-koppeling tussen de verwachte groei van de economie (CPB) en de ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik. De schattingen uit de rapporten monitoring vanaf 2012 en het gerealiseerde elektriciteitsverbruik laten zien, dat de vernieuwde vraagmodellering als methode voor prognosticeren van de landelijke elektriciteitsvraag naast de sectoranalyse ook een verbetering is.

3.1.3 Ontwikkeling piekbelasting

Voor het Referentiescenario is voor het verschil in de ontwikkeling van de piekbelasting voor deze Monitoring en de Monitoring uit 2015 een vergelijkbaar verschil te zien als bij de vraagontwikkeling voor het Referentiescenario.

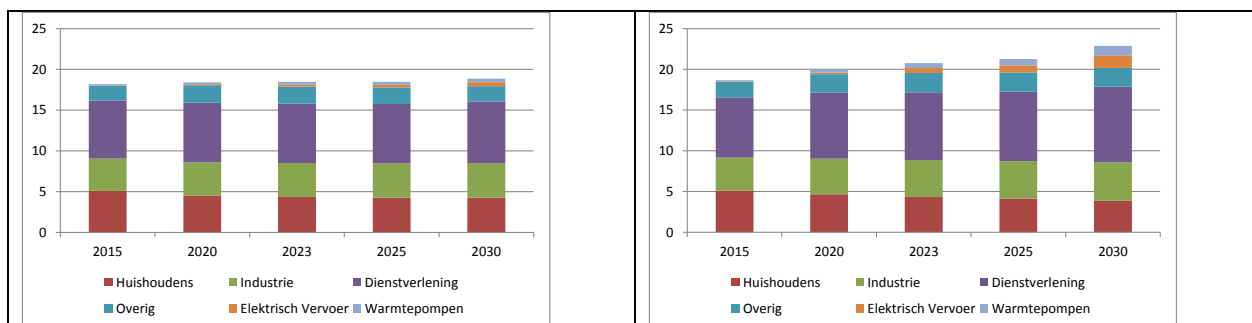
Figuur 3-4 presenteert de scenario's van de ontwikkeling van de piekbelasting.



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

Ook voor het Hoog scenario is voor het verschil tussen de huidige en vorige prognose een vergelijkbaar patroon als bij de vraagontwikkeling te zien. In de prognose voor deze Monitoring is de piek is in de periode tot 2023 aanzienlijk hoger dan in de vorige Monitoring. Daarna wordt het verschil tussen beide prognoses kleiner om in 2030 op een vergelijkbare piekwaarde uit te komen.

Figuur 3- laat zien hoe veel de verschillende sectoren en toepassingen binnen beide vraagscenario's bijdragen aan de piekbelasting per zichtjaar.



Figuur 3-5. Opbouw piekbelasting per sector in GW per zichtjaar (Referentiescenario links, Hoog scenario rechts)

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 gedurende de jaren 4 GW toe. Hiervan wordt 1,5 GW verklaard door de toename van het aantal elektrische auto's en 1,2 GW door de toename van het aantal warmtepompen.

3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde

Ten behoeve van het monitoren van de langetermijn leveringszekerheid is het van belang om de

ontwikkelingen van het aanbod van productievermogen in kaart te kunnen brengen. 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 en Energie Nederland 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 15 mei 2016 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.

3.2.1 Thermisch productievermogen elektriciteit

In de afgelopen jaren is veel thermisch vermogen elektriciteitsproductie bijgebouwd/gereedgekomen. De recente inbedrijfstellingen van grootschalig productievermogen elektriciteit betreffen de kolengestookte 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 bij TenneT aangekondigd in het kader van deze monitoring. Wel is er een aantal kleinschalige projecten gemeld voor nieuwbouw van elektriciteitsproductie vanaf 2015, zoals (bio)gasgestookt vermogen (0,1 GW) in de industrie- en tuinbouwsector en een gestage jaarlijkse groei van gasgestookte wkk-eenheden ter grootte van tezamen 0,3 GW in bestaande tuinbouwcombinaties.

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 2012-2016

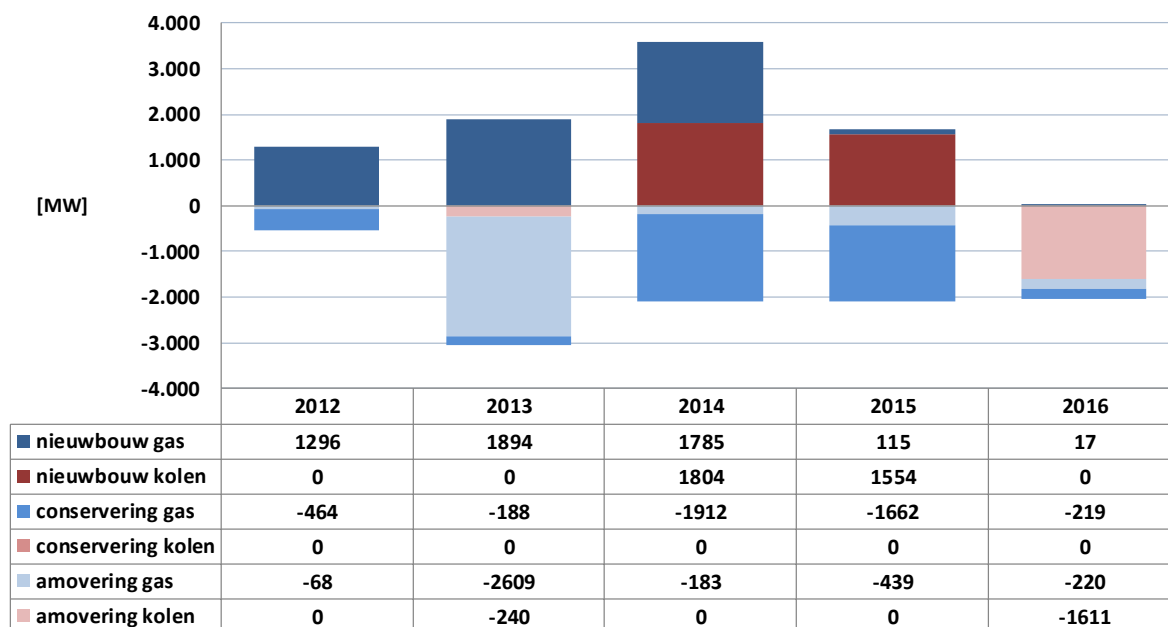
Figuur 3-6 illustreert de mutaties in het opgestelde conventionele productievermogen elektriciteit in de periode vanaf 2012 tot heden. Vooral vanaf 2012 is er sprake van aanzienlijke wijzigingen in zowel nieuwbouw, amovering als conservering van productievermogen.

- 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.
- In 2013 werd 2,8 GW, voornamelijk gasgestookt, productievermogen geamoveerd; in 2014 en 2015 tezamen 0,6 GW. Per 2016 is ruim 1,8 GW definitief uit bedrijf genomen, waarvan 1,6 GW

koleneenheden conform de afspraak in het SER Energieakkoord 2013.

- Daarnaast is per 2016 ruim 0,2 GW geconserveerd, bovenop de conserveringen in 2014 en 2015 ter grootte van 3,6 GW.

Mutaties opgesteld conventioneel vermogen 2012-2016



Figuur 3-6. Mutaties opgesteld conventioneel vermogen in MW in de periode 2012-2016

Verwachte ontwikkeling conventioneel productievermogen elektriciteit vanaf 2017

De belangrijkste mutaties van het conventioneel productievermogen in de periode 2017-2030 zijn onderstaand weergegeven.

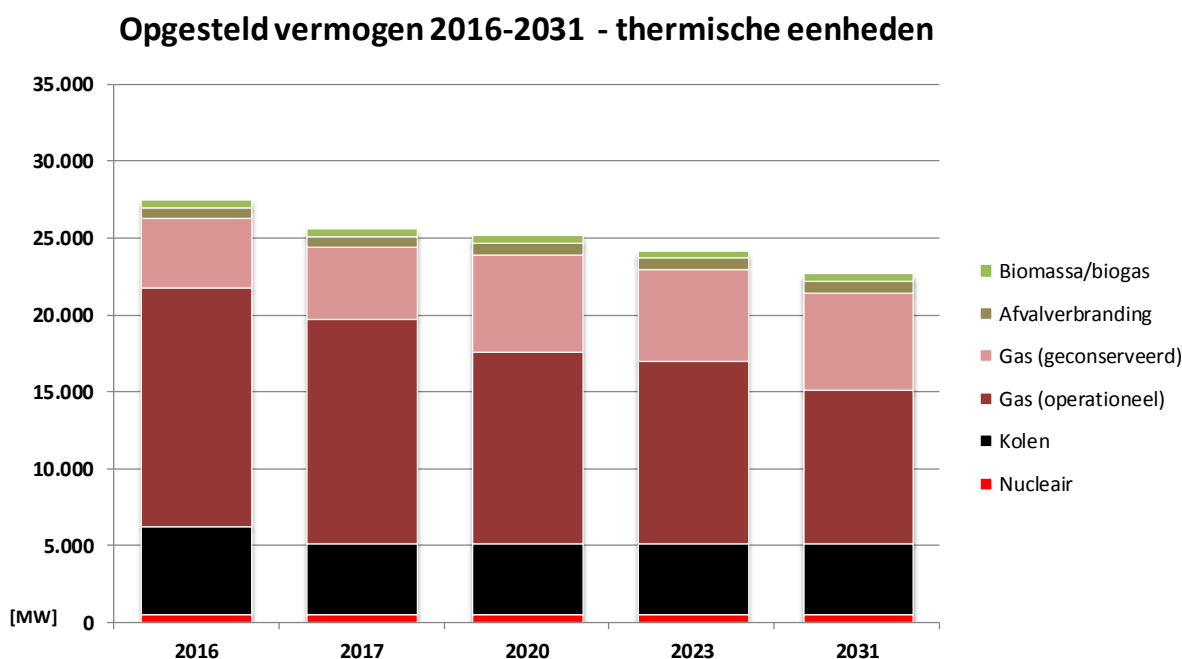
- In de periode tot 2023 zijn enkele nieuwbouwplannen voor thermisch vermogen bij TenneT bevestigd ter grootte van 0,4 GW, waaronder circa 0,1 GW in afvalverwerkende projecten. Bij investeringen in nieuw gasgestookt opwekvermogen is er sprake van vervanging van oud vermogen, sanering naar kleiner vermogen of concentratie van warmtekrachtkoppeling (wkk) vermogen in geclusterde bedrijven in de tuinbouwsector. Naast de genoemde nieuwbouw wordt tegelijkertijd rekening gehouden met een afname van het wkk-vermogen van 0,5 GW.
- Als gevolg van het SER Energieakkoord van september 2013 zal er verdere uitfasering van de oudere kolengestookte eenheden (1,1 GW) plaatsvinden in 2017 (zie tabel 3-3).

Tabel 3-3. Uitbedrijfname kolenvermogen conform SER Energieakkoord september 2013

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

- In de periode 2017 tot en met zichtjaar 2023 zijn elektriciteitsproducenten voornemens om aanvullend 1,8 GW gasgestookt vermogen te conserveren, waarvan in 2021 circa 0,5 GW geconserveerd vermogen definitief uit bedrijf wordt genomen (amovering). Aanvullend wordt in dezelfde periode gasgestookt vermogen ter grootte van circa 2,1 GW geamoveerd volgens de plannen van producenten, wat neerkomt op amoveringen van tezamen 2,6 GW.
- Naarmate de horizon van het prognosticeren verder in de toekomst ligt, wordt de onzekerheid ten aanzien van te verwachten marktsituaties groter. In deze monitoring hebben producenten 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 2023. Wkk-vermogen zal zo lang mogelijk ingezet worden, tot het moment van het eind van de technische levensduur. Eigenaren van wkk-vermogen zullen de elektriciteits- en warmtebehoefte enerzijds en de emissiewetgeving en CO₂-huishouding anderzijds analyseren om tot een optimale business case te komen voor herinvestering. Afhankelijk van de marktsituatie en economie kan dat leiden tot herinvesteringen in wkk-vermogen, waarbij flexibiliteit een nieuwe waarde heeft. 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 - reeds verlengde technische levensduur.

De vertaling van bovenstaande ontwikkelingen vanaf 2016 ten aanzien het opgesteld vermogen van thermische eenheden voor elektriciteitsopwekking worden in figuur 3-7 per brandstofsoort weergegeven.

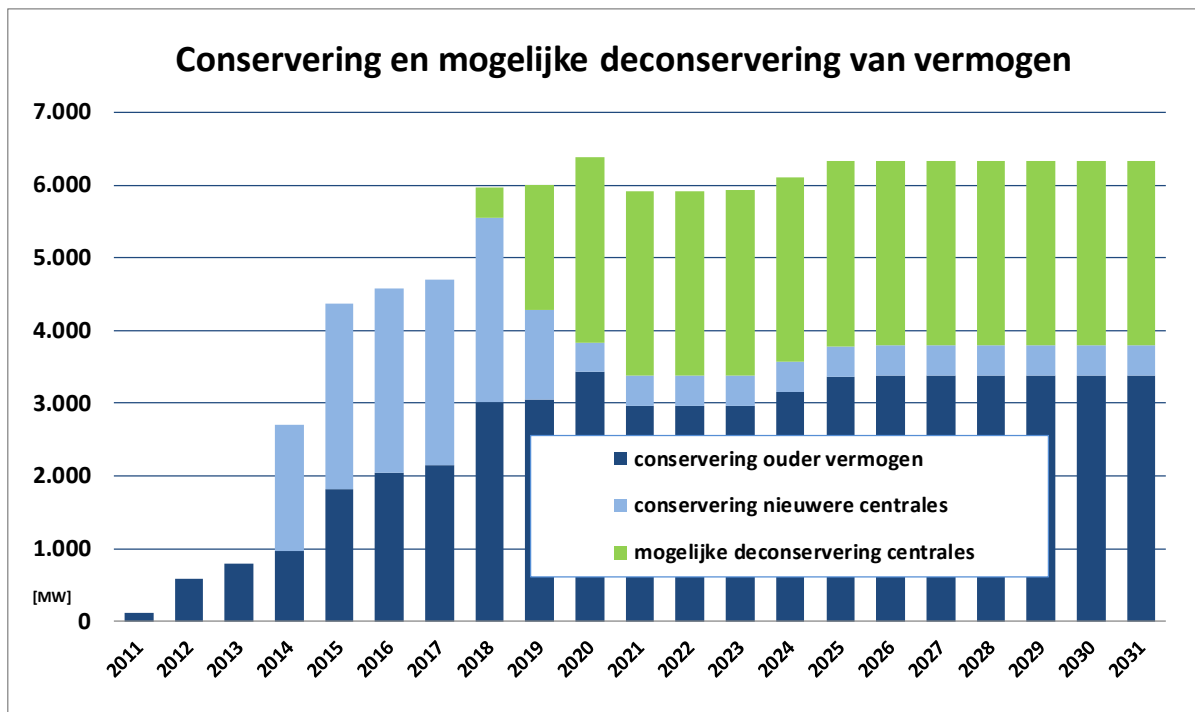


Figuur 3-7. Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2016 tot 2031

Conservering van vermogen

Verscheidende elektriciteitsproducenten, bedrijven in de industrie en tuinbouwbedrijven hebben aangegeven, dat hun prognoses ten aanzien van het opgesteld en operationele vermogen sterk afhankelijk zijn van een aantal factoren op de middellangetermijn. 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 jaren, 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.

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 2016 en zoals dat is gebaseerd op concrete informatie van producenten. Het reeds geconserveerd vermogen ter grootte van 4,6 GW in 2016 loopt op tot 6,3 GW vanaf 2025.



Figuur 3-8. Ontwikkeling van het door producenten aangegeven geconserveerd of te conserveren vermogen en de mogelijkheden voor deconservering van nieuwere centrales.

Van het geconserveerd vermogen in 2016 is 2,9 GW jonger dan 6 jaren (*lichtblauwe en groene staafjes*)

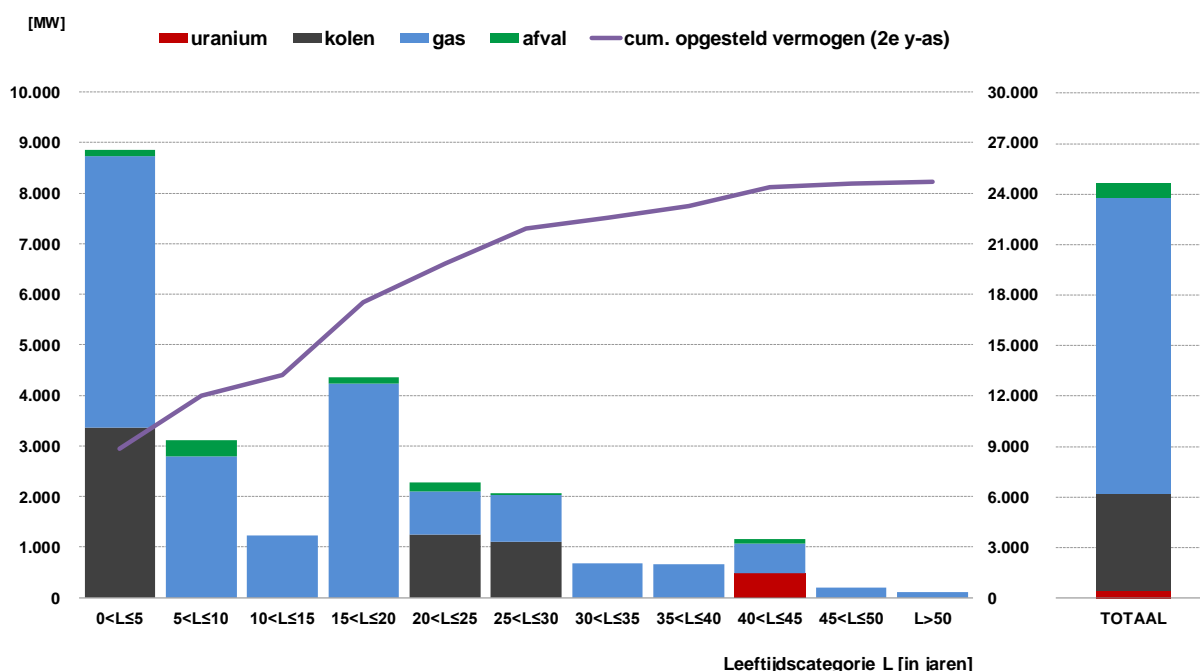
in grafiek). Enkele producenten hebben vorig jaar concreet aangegeven, dat hiervan 2,5 GW (groene staafjes) in aanmerking komt voor mogelijke deconservering in 2019 (1,7 GW) en in 2020 (0,8 GW). Voor deze monitoring wordt aangegeven dat het niet te zeggen is, dat dit vermogen wordt ingezet voor de markt anno 2019-2020, vanwege de grote onzekerheden voor producenten zicht te hebben op het investeringsklimaat 2019.

Verdere mogelijkheden voor deconservering, zoals deconservering van kleinschalig en ouder grootschalig vermogen, is in deze figuur in principe het geconserveerd vermogen in de donkerblauwe staafjes.

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 varianten opgenomen. Wel is in de volgende hoofdstukken in kaart gebracht welk firm vermogenoverschot dan wel -tekort resteert na het deconserveren van bijvoorbeeld deze 2,5 GW nieuwer gasvermogen.

Leeftijdsopbouw thermisch productievermogen

In principe 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 categorie afval zitten verbrandingsinstallaties van afval en biogas/-massa. De naar vermogen gewogen gemiddelde leeftijd van het productiepark vanaf 5 MW bedroeg op 1-1-2016 bijna 15 jaar.



Figuur 3-9. Leeftijdsopbouw van het Nederlands productievermogen thermische eenheden groter dan 5 MW per brandstofsoort per 1-1-2016

De omvang van het thermisch productiepark groter dan 5 MW dat per 1-1-2016 een leeftijd had van 30 jaar of ouder is 2,8 GW. Hiervan werd 0,6 GW gasgestookt vermogen concreet aangekondigd om te worden geamoveerd tussen 2016 en 2027. Van het huidige niet-operationele gasvermogen ter grootte van 4,6 GW is 0,9 GW ouder dan 30 jaren.

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 2015.

Zon-PV

Het opgesteld zon-PV vermogen eind 2014 is volgens het CBS 1.021 MW, waarmee amper 1 procent van de elektriciteitsvraag wordt ingevuld. Aangenomen wordt, dat ook in de komende jaren de groei van zon-PV zal blijven aanhouden. Uitgangspunt is dat zon-PV doorgroeit met 6.500 MW in 2023 conform het vastgestelde beleidsscenario uit de Nationale Energieverkenning 2015 (NEV), dat tevens basis is voor de periode tot en met 2030.

Windvermogen op land

In 2014 is volgens het CBS het windvermogen in Nederland met 152 MW toegenomen tot 2.637 MW. Daarna is de groei van het windvermogen op land voorlopig geschat door CBS op bijna 400 MW in 2015 geschat.

In maart 2014 heeft het kabinet de Structuurvisie Windenergie op land vastgesteld. Met deze vaststelling is het ruimtelijk beleid voor het realiseren van tenminste 6.000 MW windenergie op land in 2020 van kracht geworden. Belangrijk onderdeel van de structuurvisie zijn de resultaatafspraken met de provincies over het plaatsen van de 6.000 MW windvermogen. In aanvulling op de structuurvisie zijn in het Energieakkoord voor duurzame groei (SER, 2013) door de overheid met verdere belanghebbenden afspraken gemaakt over realisatie. Het genoemde "vastgesteld beleid" in de NEV 2015 wordt gehanteerd om het windvermogen op land voor de zichtperiode richting 2030 te kwantificeren. In de Bijlage zijn de details beschikbaargesteld.

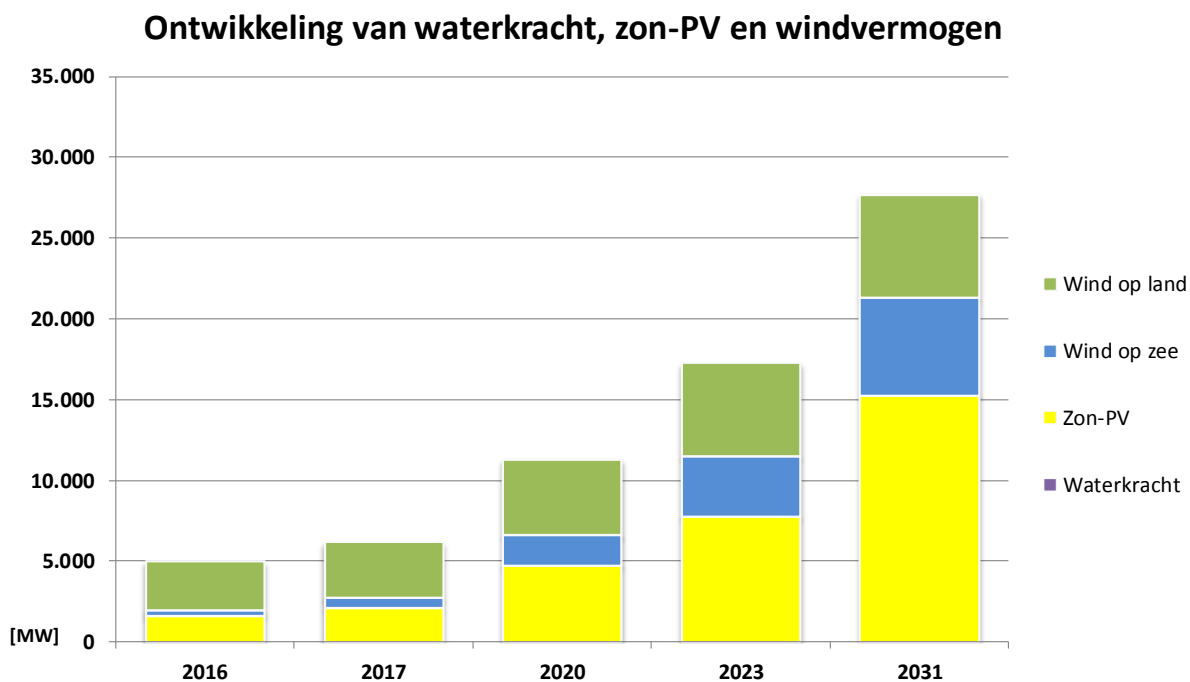
Windvermogen op zee

Sinds 2009 heeft geen uitbreiding van windvermogen op de Noordzee plaatsgevonden tot eind 2015, wanneer windpark Luchterduinen voor de kust van Noordwijk ter grootte van 129 MW productief is geworden. Daarnaast worden twee windparken in aanbouw met een totaal vermogen van 600 MW ten noorden van de Waddeneilanden naar verwachting eind 2017 in bedrijf genomen, 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 detaillering van de ontwikkeling van offshore windvermogen het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument "Net op zee 2016"⁶.

Het vastgesteld beleid uit de NEV2015 voor de doelstelling voor offshore windvermogen geeft een streefwaarde van 6 GW in 2030 aan.



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

In figuur 3-10 wordt de ontwikkeling van het opgesteld vermogen van zon-PV, waterkracht en windvermogen weergegeven vanaf 2016 tot en met zichtjaar 2031 als de uitgangspunten voor deze monitoring.

3.2.3 Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen

Tabel 3-4 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 grotemate van onzekerheid van de beschikbaarheid van vermogen. De inbedrijfname van nieuw productievermogen in de loop van een

⁶ 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, april 2016

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.

Tabel 3-4. Ontwikkeling opgesteld vermogen (operationeel en niet-operationeel vermogen)

jaar	operationeel vermogen			niet-operationeel vermogen (mothball)	wijzigingen in operationeel vermogen per tijdvak					
	totaal	zon-PV/ wind/hydro	thermisch		thermisch (nucleair, fossiel, waste)				zon-PV/ wind/hydro	totaal
					nieuw	mothball	amovering	saldo		
	GW	GW	GW		GW	GW	GW	GW	GW	GW
2014	28,7	3,5	25,2	2,7	4,3	-2,0	-0,2	2,1	0,6	2,8
2015	28,7	3,9	24,8	4,4	1,7	-1,7	-0,4	-0,4	0,4	0,0
2016	27,8	5,0	22,8	4,6	0,1	-0,2	-1,8	-2,0	1,1	-0,9
2017	28,2	6,2	22,0	4,7	0,1	-0,1	-0,9	-0,9	1,2	0,3
2020	30,0	11,3	18,7	6,4	0,3	-1,7	-1,8	-3,2	5,1	1,9
2023	35,4	17,2	18,2	5,9	0,1	0,5	-1,0	-0,5	5,9	5,4
2031	44,0	27,7	16,3	6,3	0,0	-0,4	-1,5	-1,9	10,4	8,5

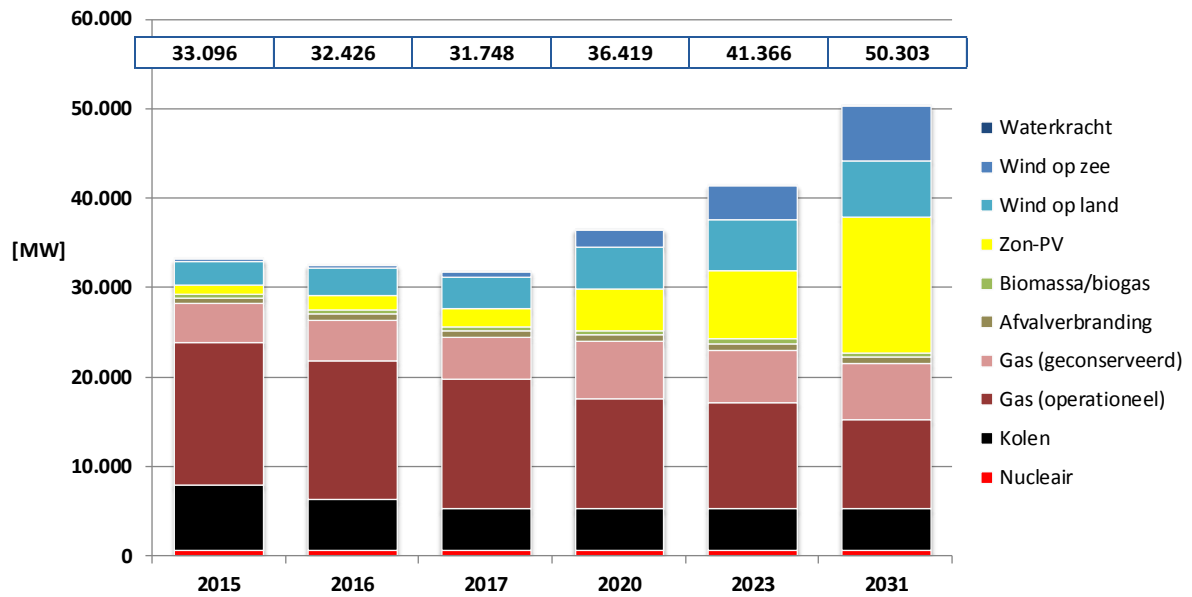
Het binnenlandse aanbod is in tabel 2 onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Met niet-operationeel vermogen wordt vermogen bedoeld dat is geconserveerd (het zogenaamde vermogen in mottenballen). Het operationele vermogen is nader uitgesplitst naar de som van het zonPV-, waterkracht- 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 (2015) is het thermisch operationeel vermogen op de middellange termijn (2020) in het huidige rapport verminderd van 21,0 GW naar 18,7 GW. Zo is van het thermisch vermogen in zichtjaar 2020 volgens producenten 6,4 GW gasgestookt vermogen in conservering, wat een stijging van 1,2 GW is ten opzichte van de vorige monitoring. Definitieve uitbedrijfsname (amovering) van thermisch vermogen in de periode 2015 tot 2020 zal ten opzichte van de monitoring in 2015 verder groeien, namelijk van 3,4 GW naar 4,5 GW.

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.

Opgesteld vermogen Nederland 2015 - 2031



Figuur 3-11. Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (MW) in de periode 2015 tot 2031

4. Resultaten analyse leveringszekerheid

4.1 Inleiding

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

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

Op voorhand zijn geconserveerde installaties in het productiepark buiten de dataset gelaten voor de berekeningen ten behoeve van de leveringszekerheid. Overigens wordt in alle varianten het oudere kolenvermogen (2,7 GW) volgens het SER Energieakkoord uitgefaseerd.

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 2001 tot en met 2013.

De **basisvariant** is een variant met onderbouwde aannames voor vraag en aanbod, welke het uitgangspunt is voor de gevoeligheidsvarianten. Het aanbod is in hoofdstuk 3 weergegeven, zoals het opgesteld vermogen minus het geconserveerd vermogen en inclusief de verwachtingen van de groei van zon-PV- en windvermogen met de effecten van de gemiddelde klimaatdata (klimaatjaar 2012). Er is rekening gehouden met de elektriciteitsvraag volgens het referentiescenario.

De uitkomsten worden gepresenteerd in paragraaf 4.3.

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

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

Sinds de financiële en economische crises vanaf 2008 is er inmiddels totaal 15,0 GW nieuw vermogen voor elektriciteitsopwekking geïnstalleerd, waarvan ruim 8,4 GW gasvermogen. In dezelfde periode

werd er ook ruim 6,5 GW geamoveerd en 4,6 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.

Onder variant B wordt, boven de amoveringen en conserveringen die al zijn aangenomen in de basisvariant en gevoeligheids variant A, verondersteld dat het conventioneel vermogen nog verder krimpt met circa 1,5 GW. Daarbij zijn er verschillende varianten onderzocht ten aanzien van het type vermogen dat extra uit bedrijf genomen wordt: gasgestookt vermogen, kolenvermogen of een mix van kolen en gasgestookt vermogen. Daaruit is gebleken dat er geen zeer 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 worden stilgelegd ter grootte van tezamen 1,5 GW.

De resultaten van gevoeligheidsvariant B worden gepresenteerd in paragraaf 4.5.

In paragraaf 4.6 worden de effecten getoond van een variant met een hoge elektriciteitsvraag. Dit "Hoog scenario" (**gevoeligheidsvariant 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 marktpartijen besluiten geen extra vermogen te conserveren vanwege juist die hogere vraag.

Paragraaf 4.7 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B en C weer in de vorm van *firm* vermogensoverschotten in een grafiek met daarin ook de in paragraaf 3.2 benoemde omvang van het vermogen dat voor mogelijke deconservering werd aangegeven.

In paragraaf 4.8 worden de uitkomsten van de onderzochte varianten vergeleken met de beschikbare transportcapaciteit voor importen en exporten. Aanvullend wordt in paragraaf 4.9 een overzicht gegeven van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden. In paragraaf 4.10 wordt een vooruitzicht op het jaar 2031 gegeven op basis van voorzichtige aannames en indicatieve opgaven van producenten.

Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van zon-PV en windvermogen. De energiemix van landen bevat dan ook steeds meer van deze zogenaamde *renewables*. Dit stelt hogere eisen aan de beschikbaarheid van flexibel vermogen of andere mogelijkheden om plotselinge grote schommelingen in de momentaan aangeboden hoeveelheid elektriciteit op te vangen. Mede gezien het feit dat er door deze toename van *renewables* een sterke toename in de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt, is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien. Om die reden werkt TenneT, aanvullend op de nationale analyses, samen met collega TSO's, in verschillende samenwerkingsverbanden, aan de ontwikkeling van van geavanceerde regionale beoordelingsmodellen en gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses. Een belangrijke mijlpaal is gezet in maart 2015, de periode waarin de TSO's, samenwerkend binnen het Pentilaterale

Energieforum (PLEF), een regionale leveringszekerheidsstudie op basis van een nieuw ontwikkeld geavanceerd regionaal model hebben gepubliceerd. In deze editie van de monitoring is, naast de gebruikelijke rapportage, wederom een regionale analyse van 2020 weergegeven op basis van het nieuwe regionale beoordelingsmodel. De verwachting is, dat het regionale model in de komende jaren een steeds belangrijkere rol gaat vervullen bij de nationale monitoring van de leveringszekerheid. Een korte beschrijving van de regionale analyse en de toepassing van het regionale model wordt gegeven in hoofdstuk 4.11.

4.2 LOLE-methodiek

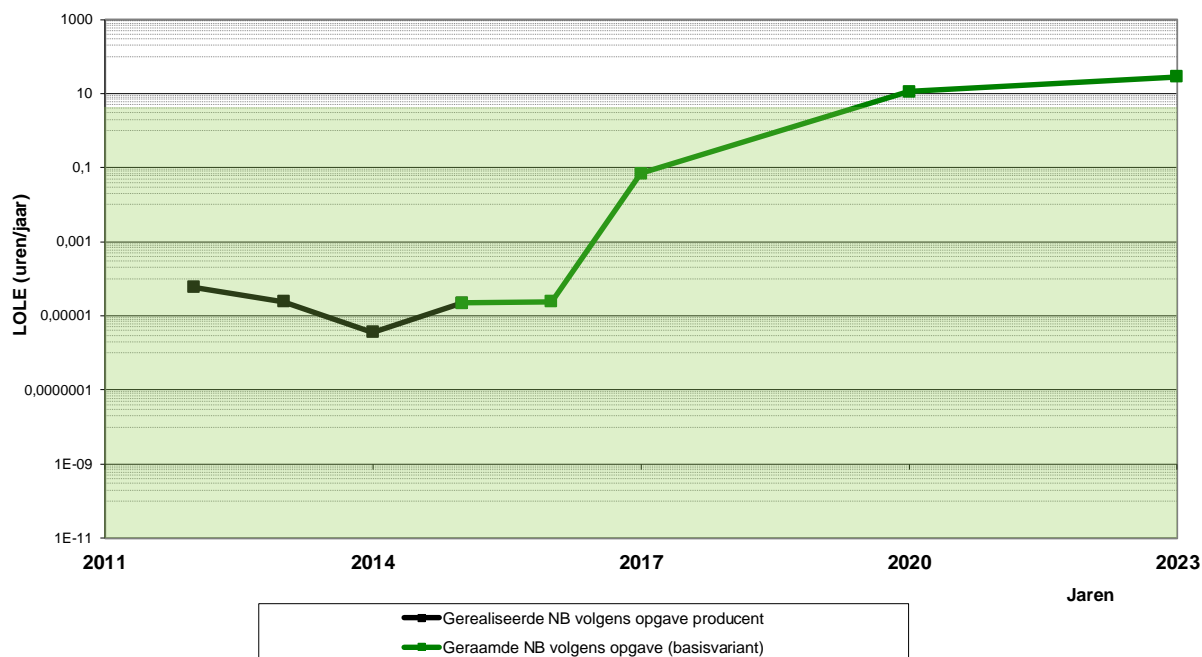
De LOLE-methodiek wordt internationaal breed toegepast ter bepaling van de adequaatheid van elektriciteitssystemen. De uitkomst van deze probabilistische methode is een verwachtingswaarde voor het aantal uren per jaar dat met de beschikbare productiecapaciteit niet aan de vraag zal kunnen worden voldaan,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

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

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

4.3 Hoofresultaten monitoring 2015-2023 (basisvariant)

In figuur 4-1 zijn de resultaten van de basisvariant van de monitoring 2015-2023 samengevat. In de figuur is het voldoen aan de gehanteerde 4-uursnorm met een groen vlak aangegeven. De lijn representeert de berekende LOLE-waarden. Het zwarte deel van de lijn representeert de berekende gerealiseerde waarden voor de periode 2012-2015. De groen lijn is de LOLE na 2015.



Figuur 4-1. Hoofresultaat monitoring 2015-2023 (basisvariant)

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 periode tot 2020 geen sprake is van een situatie van vermogenstekorten: het binnenlandse vermogen is tot 2020 toereikend om aan de gehanteerde LOLE-norm van 4 uren per jaar te voldoen. Door een stijging van nieuw productievermogen in de loop van 2013 en 2014 gecombineerd met een dalende tendens van het elektriciteitsverbruik neemt de LOLE tijdelijk af. Vanaf 2015 is er sprake van een stijging van de LOLE, het blijft wel binnen het groene gebied. Er is dan sprake van een afnemend vermogenssurplus hoofdzakelijk vanwege de uitbedrijfneming van thermisch vermogen. Zo wordt volgens het Energieakkoord kolenvermogen uit bedrijf genomen en wordt er nog aanvullend 2 GW gasgestookt vermogen geconserveerd, zie hoofdstuk 3.

Tabel 4-1 geeft in aanvulling op de in figuur 4-1 gepresenteerde berekeningsuitkomsten nadere informatie over de ontwikkeling van de binnenlandse vraag en de ontwikkeling van het binnenlandse aanbod in de basisvariant. Het binnenlandse aanbod is daarbij onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Het operationele vermogen is nader uitgesplitst naar thermisch vermogen (met

uitzondering van *waste*⁷), zon-PV-, waterkracht- en windvermogen en overig vermogen (hoofdzakelijk *waste*).

Tabel 4-1. Hoofdfresultaten monitoring, realisatie 2012-2015 en prognose 2016-2023 met niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen volgens de opgave van producenten (basisvariant)

jaar	vraag		operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. opgaven	firm vermogens- tekort
	totaal	niet operationeel vermogen	totaal	zon-PV/ wind/hydro	thermisch (m.u.v. <i>waste</i>)	overige (o.a. <i>waste</i>)		
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	h	GW
2012	115,9	0,0	27,3	2,5	24,0	0,8	0,00	-3,0
2013	115,6	0,5	26,5	2,8	22,7	1,0	0,00	-2,6
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,1	1,1	0,00	-3,9
2015	113,9	4,4	28,7	3,9	23,7	1,1	0,00	-3,6
2016	115,0	4,6	27,8	5,0	21,6	1,2	0,00	-2,5
2017	114,5	4,7	28,2	6,2	20,8	1,2	0,07	-1,3
2020	115,3	6,4	30,0	11,3	17,5	1,2	11,15	0,5
2023	115,8	5,9	35,4	17,2	17,0	1,2	28,25	1,0

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen

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

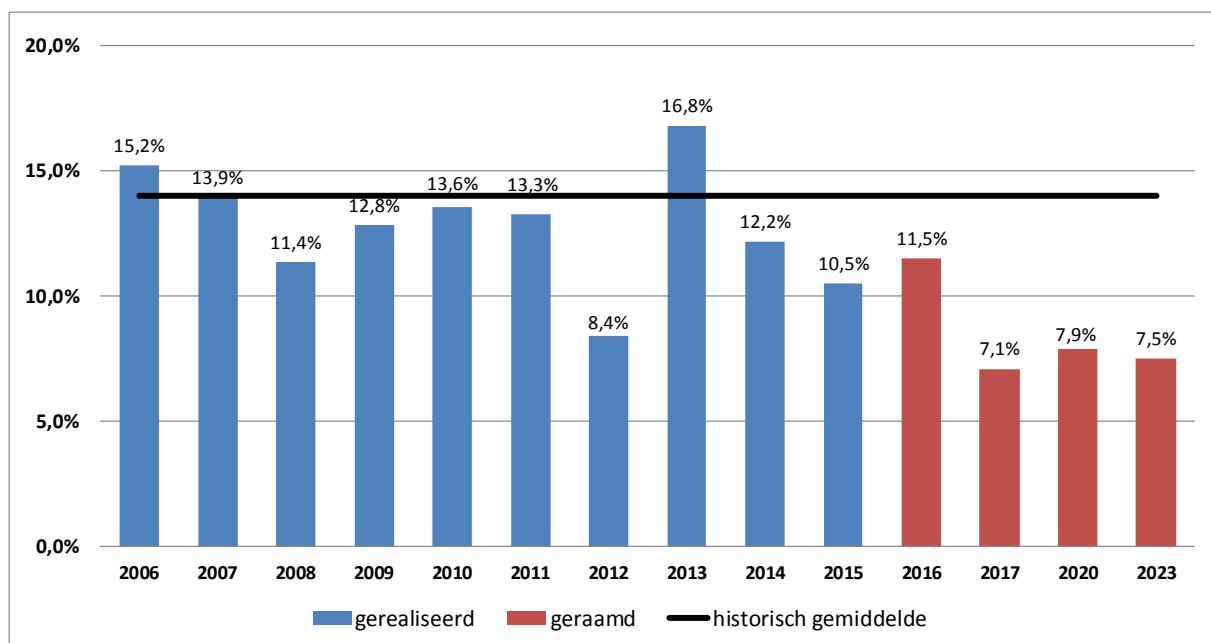
Uit tabel 4-1 blijkt dat het *firm* vermogensoverschot (*firm* negatief vermogenstekort) slinkt in de periode tot aan 2020, waarbij de LOLE oploopt tot 11,15 uren in dat jaar. Dit komt voornamelijk doordat het thermisch operationeel vermogen afneemt, bij een gematigd toenemende elektriciteitsvraag. De gigantische toename van opwekvermogen uit met name zon-PV- en windvermogen heeft bij het bepalen van de leveringszekerheid een geringe bijdrage door het intermitterend karakter. Het *firm* vermogensoverschot in de jaren tot en met zichtjaar 2017 (1,3 GW) neemt af en in de zichtjaren 2020 en 2023 ontstaat er een vermogenstekort van respectievelijk 0,5 GW en 1,0 GW.

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

⁷ *waste*: afval en biomassa voor opwekking elektriciteit

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

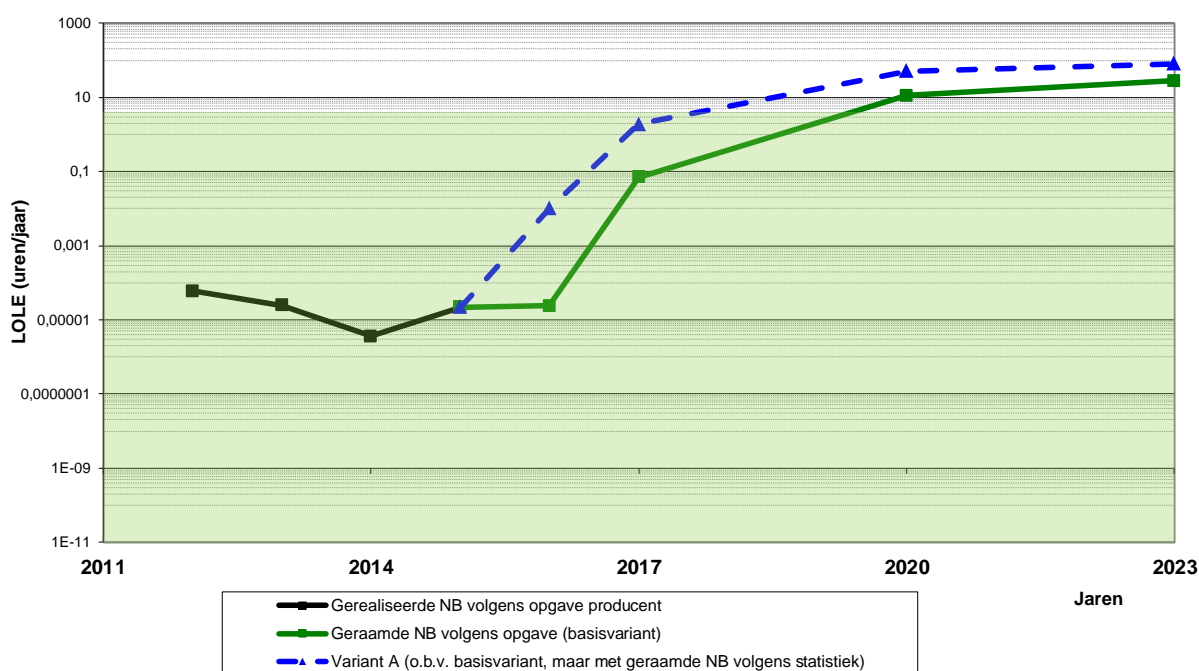
Een belangrijk uitgangspunt voor de berekeningen vormen de aannames, die worden gedaan ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen als gevolg van storingen, onderhoud en revisies. Deze hebben een grote invloed op de uitkomsten; immers een hogere niet-beschikbaarheid heeft tot gevolg dat minder vermogen beschikbaar is om te voorzien in de vraag. TenneT vraagt elektriciteitsproducenten om niet-beschikbaarheidscijfers van de afzonderlijke productiemiddelen ter beschikking te stellen. De in het verleden gerealiseerde en de door producenten geprognosticeerde niet-beschikbaarheid in uren per jaar zijn verwerkt in figuur 4-2.



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

De zwarte lijn geeft het langjarig historische gemiddelde van de niet-beschikbaarheid van productievermogen weer (14%). Het valt op dat in het jaar 2015 een relatief lage gemiddelde niet-beschikbaarheid van 10,5% is gerealiseerd, aangezien in de vorige monitoring deze werd geschat op 14,8% voor 2014. De ramingen van niet-beschikbaarheid van productievermogen vanaf 2016 komen niet in de buurt van het historische gemiddelde. De traditioneel lagere raming van niet-beschikbaarheid op de langetermijn is kennelijk een weerspiegeling van de onzekerheden ten aanzien van het ramen van de beschikbaarheid van productiemiddelen.

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



Figuur 4-3. Resultaten monitoring 2015-2023 (basisvariant en gevoeligheidsvariant 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 2015 ongunstiger, vanwege juist de gekozen variabele om rekening te houden met een minder gunstige raming van de niet-beschikbaarheid van vermogen; dit ten opzichte van die volgens producenten (groene curve). Tabel 4-2 geeft getalsmatig de resultaten van deze gevoeligheidsvariant weer met daarin de berekende vermogenstekorten op basis van de LOLE-norm van 4 uren.

Tabel 4-2. Resultaten monitoring, realisatie 2012-2015 en prognose 2016-2023 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis historische statistieken (gevoeligheidsvariant A)

jaar	vraag	niet operationeel vermogen	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. hist. statistiek	firm vermogenstekort
	totaal		totaal	zon-PV/wind/hydro	thermisch (m.u.v. waste)	overige (o.a. waste)		
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	h	GW
2012	115,9	0,0	27,3	2,5	24,0	0,8	0,00	-3,0
2013	115,6	0,5	26,5	2,8	22,7	1,0	0,00	-2,6
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,1	1,1	0,00	-3,9
2015	113,9	4,4	28,7	3,9	23,7	1,1	0,00	-3,6
2016	115,0	4,6	27,8	5,0	21,6	1,2	0,01	-1,9
2017	114,5	4,7	28,2	6,2	20,8	1,2	1,89	-0,3
2020	115,3	6,4	30,0	11,3	17,5	1,2	50,70	1,3
2023	115,8	5,9	35,4	17,2	17,0	1,2	80,76	1,7

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 2017 is met 1,89 uren binnen de 4-uursnorm per jaar gebeven. Er is sprake van een negatief *firm* vermogenstekort (ofwel een vermogenoverschot) van 0,3 GW, tegenover een *firm*

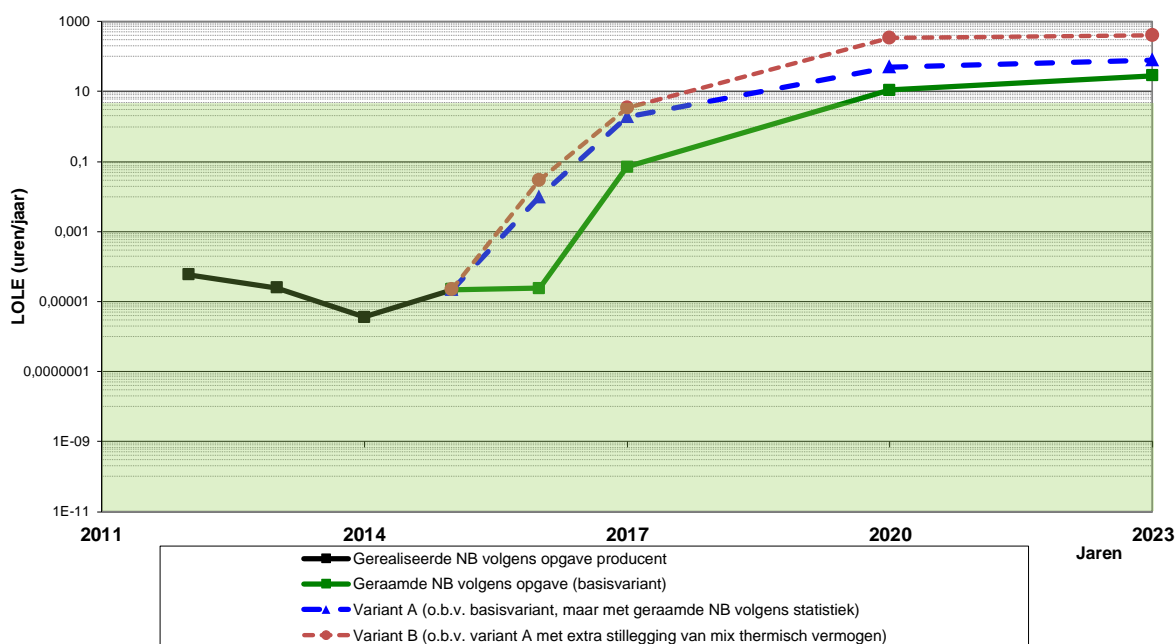
vermogenssurplus van 1,3 GW in de basisvariant. Door een verdere afname van het thermisch vermogen in zichtjaar 2020 ten opzichte van 2017 ontstaat er een LOLE van 50,7 uren. Het firm vermogenstekort is dan 1,3 GW geworden. De LOLE in zichtjaar 2023 loopt verder op naar 80,76 uren (1,7 GW firm vermogenstekort).

4.5 Gevoeligheid voor vermindering van productievermogen (gevoeligheidsvariant B)

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

Er zijn voor variant B diverse berekeningen uitgevoerd, waarin het conventioneel vermogen verder krimpt met 1,5 GW. De variant, waarin de marktomstandigheden 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 2016 aangekondigde amoveringen voor gasvermogen (2,5 GW) tot 2023, uitfaserend oudere kolenvermogen (1,1 GW) en de door producenten beoogde conserveringen vanaf 2016 (1,8 GW). Daarnaast is er geen zekerheid of, en op welk moment, het niet-operationele vermogen zal worden gedeconserveerd op de langetermijn, of dat er nog tot meer amoveringen van vermogen zal worden besloten dan tot nu toe werd aangegeven door producenten.

In de gevoeligheidsvariant B wordt een scenario getoond, waarin een mix van typen installaties voor (thermische) conventionele elektriciteitsopwekking wordt stilgelegd ter grootte van 1,5 GW.



Figuur 4-4. Resultaten monitoring 2015-2023 (basisvariant en gevoeligheidsvarianten A en B)

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 per jaar bijna wordt overschreden in zichtjaar 2017, namelijk 3,53 uren. In tabel 4-3 zijn de resultaten getalsmatig weergegeven.

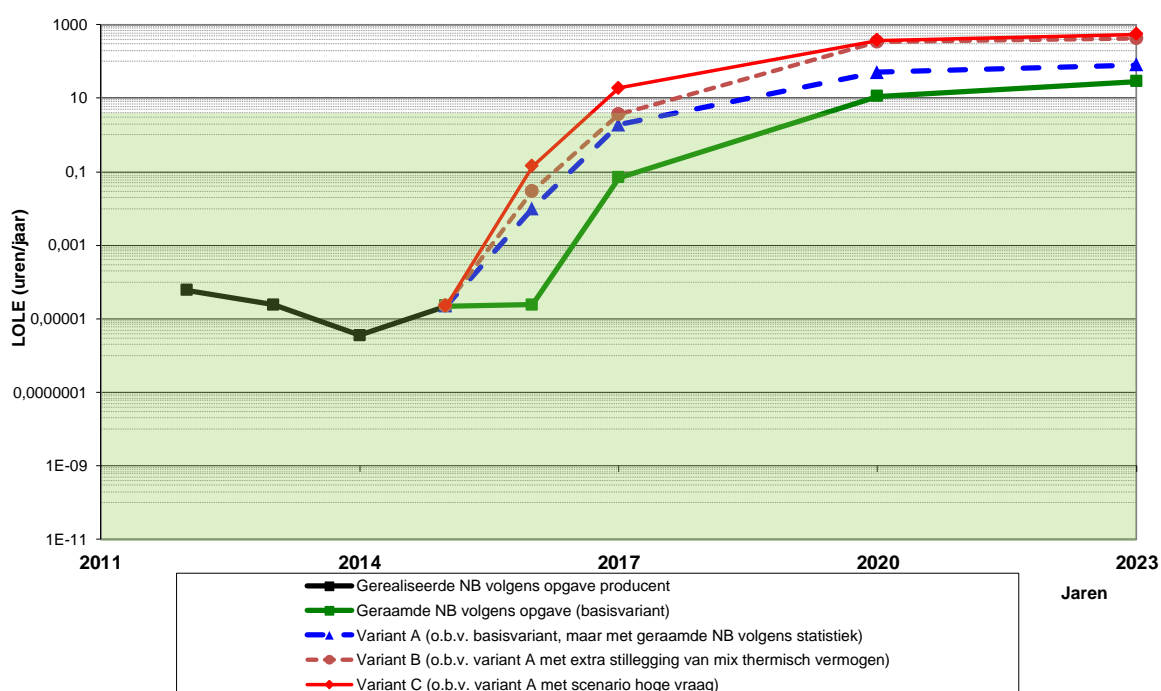
Tabel 4-3. Resultaten monitoring, realisatie 2012-2015 en prognose 2016-2023 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en stillegging van een mix van conventioneel vermogen (gevoeligheidsvariant B)

jaar	vraag	niet operationeel vermogen	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. hist. statistiek	firm vermogens-tekort
	totaal		totaal	zon-PV/ wind/hydro	thermisch (m.u.v. waste)	overige (o.a. waste)		
	TWh	GW	GW	GW	GW	GW	h	GW
2012	115,9	0,0	27,3	2,5	24,0	0,8	0,00	-3,0
2013	115,6	0,5	26,5	2,8	22,7	1,0	0,00	-2,6
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,1	1,1	0,00	-3,9
2015	113,9	4,4	28,7	3,9	23,7	1,1	0,00	-3,6
2016	115,0	4,9	27,5	5,0	21,3	1,2	0,03	-1,6
2017	114,5	5,0	27,9	6,2	20,5	1,2	3,53	0,0
2020	115,3	7,9	28,5	11,3	16,0	1,2	342,02	2,6
2023	115,8	7,4	33,9	17,2	15,5	1,2	415,58	3,0

Uit deze resultaten blijkt dat er tot en met 2017 sprake is van een *firm* vermogenssurplus. De LOLE in 2017 blijft nipt binnen de grens van 4 uren LOLE per kalenderjaar. Het *firm* vermogenssurplus vermindert in 2017 tot een waarde van bijna 0 GW. In de jaren na 2017 treedt in deze variant B een *firm* vermogenstekort op. Ook in variant B wordt het geconserveerd vermogen niet meegerekend. Hieruit kan worden geconcludeerd dat er vanaf 2017 onvoldoende binnenlands operationeel aanbod is om te voorzien in de Nederlandse elektriciteitsvraag, hetgeen betekent dat zonder deconservering van opgesteld vermogen er een situatie optreedt van importafhankelijkheid.

4.6 Gevoeligheid voor een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant C)

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



Figuur 4-5. Resultaten monitoring 2015-2023 (basisvariant en gevoeligheidsvarianten A, B en C)

In deze variant treedt er een probleem op in 2017, zie figuur 4-5. De LOLE-norm van 4 uren per jaar wordt overschreden tot 19 uren, wat een firm vermogenstekort representeert van 0,7 GW, zie tabel 4-4. Ook hier geldt, dat het geconserveerd productievermogen niet wordt meegerekend voor vergroting van het operationeel vermogen. De zichtjaren 2020 en 2023 tonen een vermogenstekort van respectievelijk 2,8 GW en 3,8 GW.

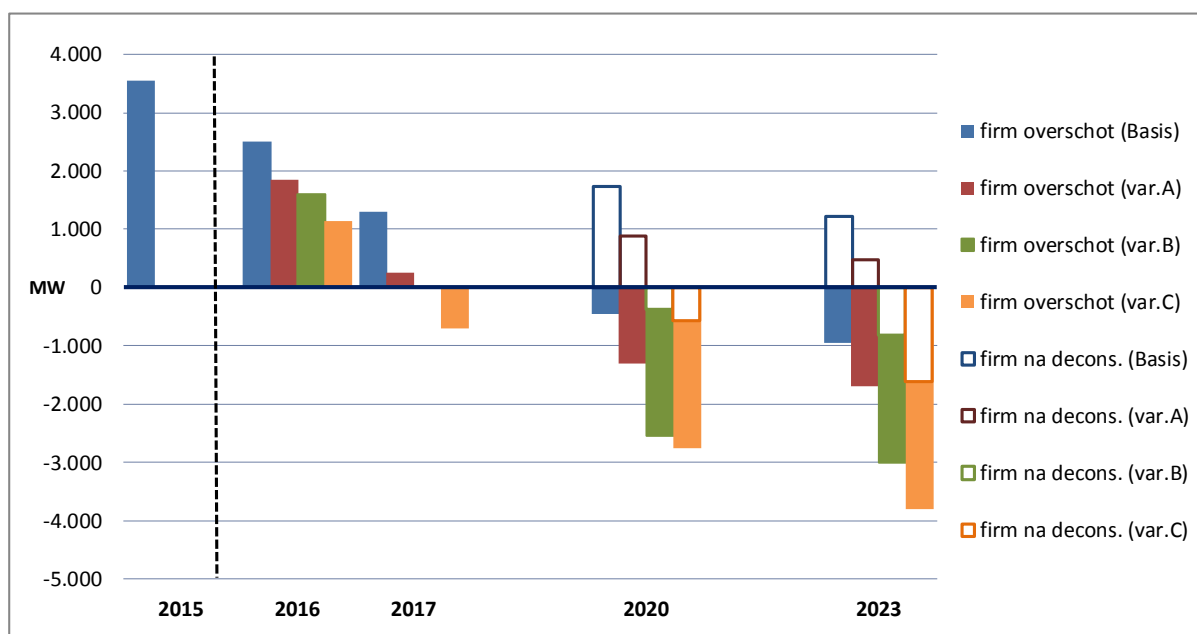
Tabel 4-4. Resultaten monitoring, realisatie 2012-2015 en prognose 2016-2023 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant C)

jaar	vraag		niet operationeel vermogen GW	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. hist. statistiek h	firm vermogenstekort GW
	totaal TWh	niet operationeel vermogen GW		totaal GW	zon-PV/ wind/hydro GW	thermisch (m.u.v. waste) GW	overige (o.a. waste) GW		
2012	115,9	0,0	27,3	2,5	24,0	0,8	0,00	-3,0	
2013	115,6	0,5	26,5	2,8	22,7	1,0	0,00	-2,6	
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,1	1,1	0,00	-3,9	
2015	116,9	4,4	28,7	3,9	23,7	1,1	0,00	-3,6	
2016	119,7	4,6	27,8	5,0	21,6	1,2	0,14	-1,2	
2017	120,8	4,7	28,2	6,2	20,8	1,2	19,00	0,7	
2020	125,1	6,4	30,0	11,3	17,5	1,2	371,25	2,8	
2023	128,9	5,9	35,4	17,2	17,0	1,2	549,60	3,8	

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

Het contingent aan geconserveerd vermogen, zoals dat door producenten bij TenneT werd aangegeven, is in 2016 4,6 GW en zal oplopen naar 5,9 GW in 2023. Indien de situatie op de middellange- en langetermijn zodanig is, dat er sprake is van verdere vermogenskrapte of een vermogenstekort, dan doet zich de mogelijkheid voor, dat geconserveerd vermogen beschikbaar komt op de markt. Deconservering vergroot het operationeel vermogen.

Figuur 4-6 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B en C grafisch weer in de vorm van *firm* vermogensoverschotten tot en met het zichtjaar 2023. In deze grafiek worden de berekende overschotten of tekorten afgezet tegen een deel van het potentieel vermogen voor deconservering, zoals door producenten werd gerapporteerd.



Figuur 4-6. Firm vermogensoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm plus het firm vermogen voor mogelijke deconservering voor de basis- en gevoeligheidsvarianten tot en met zichtjaar 2023

Het in hoofdstuk 3.2 benoemde relatief nieuwe vermogen (2,5 GW), dat voor mogelijke deconservering werd aangegeven, is in de vorm van concreet *firm* vermogen voor deconservering weergegeven. Dit wil zeggen dat het vermogen van de betreffende productiemiddelen is verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid tot 2,18 GW. In figuur 4-6 wordt het resultaat in de vorm van de transparante staafjes weergegeven als de som van het firm vermogensoverschot/-tekort plus dit concrete firm vermogen voor deconservering.

4.8 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.

Interconnectoren

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

In vorige edities van de monitoring werd vanaf 2010 tot aan het einde van de zichtperiode met 0,3 GW extra import-/exportcapaciteit gerekend ten gevolge van de realisatie van dwarsregeltransformatoren in het Belgische net. In 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 4,2 GW.

Door de realisatie van de verbinding Doetinchem-Wesel met een capaciteit van 1,5 GW (geschat jaar in bedrijf is 2017) bedraagt in zichtjaar 2020 de gezamenlijke import-/exportcapaciteit van Nederland met de Duits/Belgische grens afgerond 6,7 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 weers situaties en transitflows, 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*. Dit zal een bijdrage leveren aan de integratie van duurzame energie in het Nederlandse en Deense elektriciteitssysteem en kan tevens de leveringszekerheid vergroten. De verbinding draagt bij aan de marktwerking en levert extra flexibiliteit op de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten. De inbedrijfname wordt op zijn vroegst in 2019 verwacht. Er wordt daarom in de analyse rekening gehouden met deze kabel van 0,7 GW in 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 2020 de totale bruto landgrens-overschrijdende transportcapaciteit voor import en export 9,1 GW.

In onderstaande tabel 4-5 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 4-5. Beschikbare import/export capaciteit en maximaal beslag daarop in de berekeningsvarianten

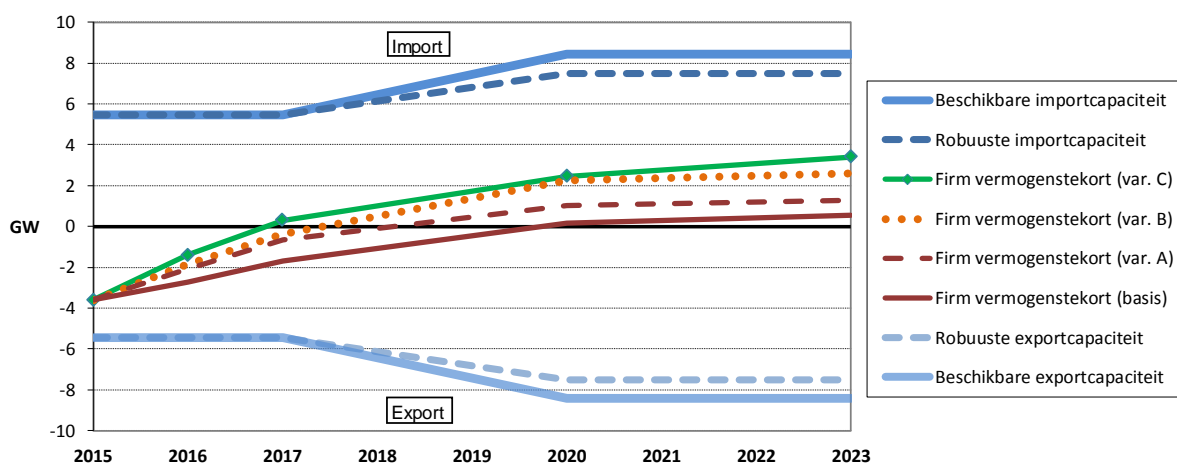
jaar	België GW	Duitsland GW	NorNed GW	BritNed GW	Cobra cable GW	Totaal nominaal ¹⁾ GW	Totaal na reducties ²⁾ GW	maximaal beslag op import/exportcapaciteit (%)			
								Basis var.	var. A	var. B	var. C
2015	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5	-66%	-66%	-66%	-66%
2016	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5	-46%	-34%	-29%	-21%
2017	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5	-24%	-5%	0%	13%
2020	2,4	4,2	0,7	1,0	0,7	9,1	8,4	5%	15%	30%	33%
2023	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 4-5 als in figuur 4-7 worden de beschikbare import- en exportcapaciteiten na reducties vergeleken met de optredende *firm* vermogenstekorten/-overschotten in de doorgerekende basisvariant en de gevoeligheidsvarianten.

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



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

In figuur 4-7 zijn de maximale capaciteiten voor importen en exporten weergegeven met blauwe lijnen. Als eerder gemeld moeten de capaciteitstoenames voor leveringszekerheid op de Belgische grens (0,7 GW in 2018) en de Duitse grens (0,3 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 weergegeven. Uit de figuur blijkt dat de optredende surplus aan het begin van de analyseperiode volledig kunnen worden benut voor export-doeleinden. Evenzo kunnen de tekorten die, afhankelijk van de beschouwde variant, na 2017 kunnen optreden, worden gedekt met importcapaciteit. De optredende tekorten in termen van beslag op importcapaciteit variëren in het zichtjaar 2020 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 2005-2013⁸).

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. In de huidige markt is er sprake van een grote dynamiek ten aanzien van de import- en exportstromen, zie de publicatie *Market Review 2014* van TenneT.

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

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.

4.9 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 4-6 geeft een overzicht van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden.

⁸ Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2005-2013, TenneT TSO bv, <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>

Tabel 4-6: reservefactoren 2015-2023

jaar	niet-operationeel vermogen GW	operationeel vermogen		beschikbare importcapaciteit GW	piekvraag GW	reservefactor		
		totaal GW	w.v. zon-PV, hydro, wind GW			1)	2)	3)
2015	4,4	28,7	3,9	5,5	18,2	1,58	1,41	1,71
2016	4,6	27,8	5,0	5,5	18,3	1,52	1,30	1,60
2017	4,7	28,2	6,2	5,5	18,2	1,54	1,27	1,57
2020	6,4	30,0	11,3	8,4	18,3	1,64	1,15	1,61
2023	5,9	35,4	17,2	8,4	18,4	1,93	1,18	1,64

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⁾ importcapaciteit telt voor 100% mee, zon-PV en wind tellen voor 20% mee, niet-operationeel voor 0%

4.10 Vooruitzicht 2031

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 2031.

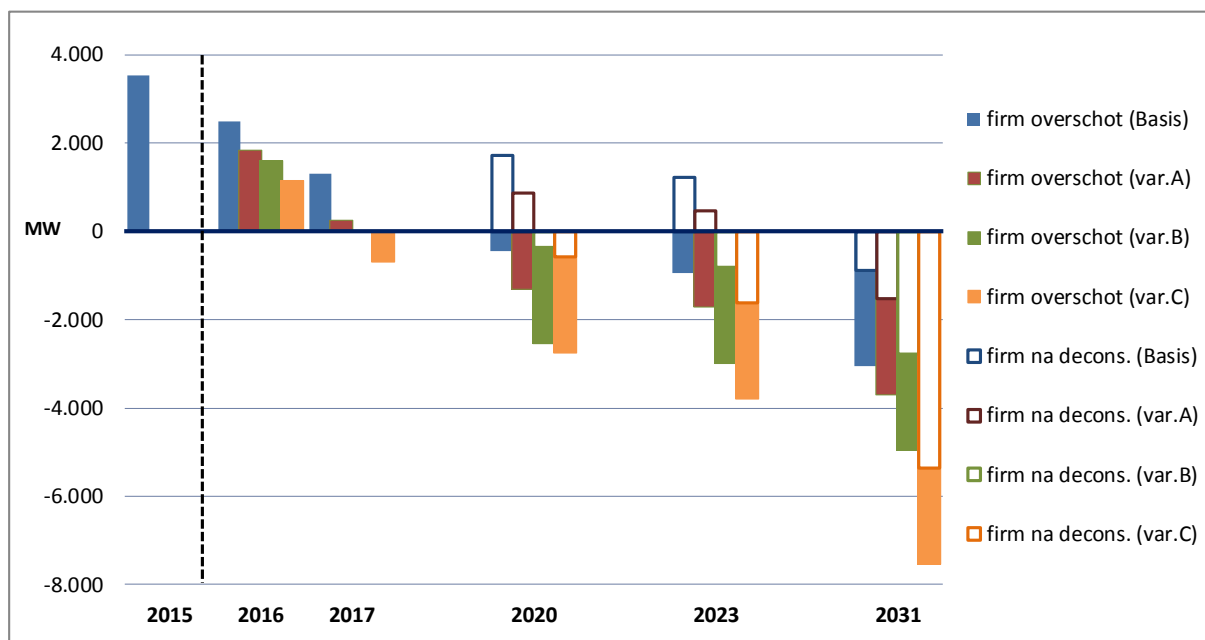
Zoals in Hoofdstuk 3.1 werd beschreven, is de prognose van de elektriciteitsvraag op de langetermijn gebaseerd op verschillende relevante ontwikkelingen, zoals duurzame groei, energiebesparing en elektrificatie. Er is een nieuwe methodiek van vraagmodellering toegepast, mede vanwege de grote onzekerheden van deze afzonderlijke ontwikkelingen. Voor de analyse van de leveringszekerheid is in deze monitoring een tweetal vraagscenario's bepaald, het referentiescenario en het hoge vraagscenario. Voor de elektriciteitsvraag in het referentiescenario werd voor het jaar 2031 rekening gehouden met 117,9 TWh en in het hoge vraagscenario met 139,8 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 2031 rekening gehouden met amoveringen en conserveringen ter grootte van bijna 6,95 GW, gerekend vanaf 2016, waarvan 1,1 GW kolenvermogen. 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 2031 weer.

Er zijn berekeningen uitgevoerd ter bepaling van het leveringszekerheidsniveau bij een vraag- en aanbod ontwikkeling in 2031, waarbij dezelfde varianten richting geven. Uit de berekeningen met deze uitgangspunten blijkt dat de LOLE vanaf 2019 zal oplopen, waarbij de norm van 4 uren wordt overschreden.

In figuur 16 worden berekeningsresultaten weergegeven op basis van de LOLE-norm en de

bijbehorende capaciteit van de firm vermogenstekorten om de norm niet te overschrijden, in de vorm van equivalente productiecapaciteit per variant en zichtjaar. Analoog aan figuur 14 in paragraaf 4.7 is het firm vermogenoverschot/-tekort gesommeerd met het concrete firm vermogen voor deconservering verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid.



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 2031

In variant C, de gevoeligheidsvariant met een statistisch hogere niet-beschikbaarheid van vermogen, een verminderd opgesteld vermogen en een hoge vraag, is er vanaf 2017 een firm vermogenstekort van 0,7 GW dat oploopt naar 7,6 GW in 2031. Zou in deze variant in zichtjaar 2031 het concreet firm vermogen voor deconservering van 2,2 GW inderdaad worden gedeconserveerd, dan wordt het firm vermogenstekort teruggebracht naar 5,4 GW.

In de inleiding van deze rapportage werd reeds gemeld dat het langetermijnbeeld ten aanzien van zowel het aanbod als de vraag na 2020 behoorlijk onzeker is. Uiteraard geldt deze onzekerheid in een nog veel sterkere mate voor het jaar 2031. Door deze onzekerheden moeten de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse voor het zichtjaar 2031 als indicatief worden beschouwd.

4.11 Regionale leveringszekerheidsanalyses

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. Mede gezien het feit dat er door deze toename van renewables een sterke toename van de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt, is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien.

Daarom werkt TenneT, in aanvulling op de nationale analyses, samen met collega TSO's aan een verdere verbetering van de monitoring van de leveringszekerheid door gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses. Evenals in de vorige editie van dit rapport zijn er ook nu analyses uitgevoerd met een Regionaal model waarin het Nederlandse elektriciteitssysteem samen met een zeer groot deel van de systemen in de ons omringende landen worden beschouwd.

Onderstaand wordt hoofdstuk 4.11.1 een korte beschrijving gegeven van de regionale leveringszekerheidsanalyse methodiek, ontwikkeld in het kader van het Pentalaterale Energieform (PLEF). In hoofdstuk 4.11.2 worden resultaten gepresenteerd van de analyse met het regionale model in het kader van de nationale monitoring leveringszekerheid.

4.11.1 Regionale Analyses - Pentalateral Energyforum

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

In het vervolg daarop is er door de gezamenlijke Penta TSO's een aangepaste robuuste toekomst-vaste methodiek ontwikkeld en een eerste regionale analyse uitgevoerd. In maart 2015 hebben de gezamenlijke TSO's een rapport gepubliceerd waarin de nieuwe methodiek wordt beschreven. In het rapport zijn tevens de resultaten van een Regionale studie, uitgevoerd met behulp van de nieuwe methodiek, beschreven (zie: [link to Regional Adequacy Study](#)). Een belangrijk element van de nieuwe methodiek is het kunnen maken van een betere beoordeling van de waarde van de productie uit wind en zonPV 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 gecorrleerde data van productie uit duurzaam en belasting voor alle Europese landen op basis van het weer gedurende de periode 2000-2012. Daarmee wordt het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen in de gehele regio. Daarnaast is de door de TSO's

gemaakte gemeenschappelijke vraag/aanbod database van de regio een cruciaal element.

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 vraagresponsmodellen en verbetering van de simulatie van uitwisselingsmogelijkheden tussen landen in de Regio op basis van een flow based model.

Inmiddels is de binnen de Penta-regio ontwikkelde methodiek ook voor het eerst toegepast door ENTSO-E op Pan Europese schaal voor de steekjaren 2020 en 2025. Resultaten van deze studie zijn in juli 2016 gepubliceerd (zie: 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.

4.11.2 Resultaten van het Regionale model toegepast op het zichtjaar 2020

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, zijn in het regionale model een groot deel van de Europese elektriciteitsmarkten, met hun onderlinge uitwisselingsmogelijkheden, gemodelleerd. Hierdoor wordt het mogelijk een betere inschatting te maken van de waarde van regionale uitwisselingen tussen markten voor de kwaliteit van de leveringszekerheid in de regio. Aan de invoerzijde is een grote kwaliteitsverbetering gerealiseerd door gebruik te maken van een zogenaamde Pan Europese Klimaat Database, waarmee het mogelijk is om gecorrigeerde chronologische tijdsreeksen te maken van weersafhankelijke parameters, zoals de elektriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen (wind, zon-PV) in de verschillende van Europa op basis van het weer over de periode 2000-2012. Ook wordt rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydrocentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar). De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het zogenaamde PowrSym4 marktsimulatietool, evenals de berekeningen in de basis- en gevoeligheidsvarianten.

In het kader van deze monitoring is het Regionale model opnieuw geactualiseerd met de meest recente beschikbare vraag- en aanbodata uit de ons omringende systemen voor het steekjaar 2020.

Voor het jaar 2020 zijn met het regionale model twee analyses uitgevoerd:

- een analyse op basis van gevoeligheidsvariant A met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis historische statistieken, en;
- een analyse op basis van gevoeligheidsvariant B waarin boven de al aangekondigde amoveringen en conserveringen met een additionele stillegging van een mix van conventioneel vermogen ter grootte van 1,5 GW wordt gerekend.

In de Regionale analyses zijn resultaten voor 13 klimaatjaren 2000-2012 bepaald voor zowel de (denkbeeldige) situatie waarin Nederland niet is gekoppeld met de ons omringende landen als voor de situaties waarin dit wel het geval is. De resultaten in termen van Loss Of Load Expectation (LOLE) zijn

samen gevat in de onderstaande tabel. Daarnaast is een gemiddelde berekend op basis van de aanname dat alle beschouwde klimaatjaren een even grote kans van optreden hebben.

Naast de regionale uitkomsten zijn in de tabel ook de LOLE-resultaten van de nationale analyse voor het klimaatjaar 2012 weergegeven. Voor de nationale analyse is klimaatjaar 2012 gebruikt als representatief gemiddeld klimaatjaar voor Nederland.

Uit de resultaten voor de geïsoleerde gevoeligheidsvariant A blijkt dat de LOLE varieert tussen minimaal 33 uren (klimaatjaar 2000) en maximaal 69 uren (klimaatjaar 2001). Het berekende gemiddelde bedraagt 47 uren.

Het resultaat voor klimaatjaar 2012 (45 uren) ligt dicht bij de uitkomst van het nationale model (51 uren), wat betekent dat het Regionale en het nationale model goed op elkaar aansluiten.

De resultaten voor de variant waarin Nederland is gekoppeld laten zien dat de LOLE voor alle onderzochte klimaatjaren naar nul gaat. Dit betekent dat door de koppeling met het buitenland de leveringszekerheid kan worden opgevangen door import uit omliggende landen ten tijde van schaarste in Nederland.

Ten aanzien van gevoeligheidsvariant B kunnen identieke conclusies worden getrokken. De gemiddelde LOLE over alle klimaatjaren neemt weliswaar toe van 47 uren naar 317 uren. Echter ook in deze variant kan door de sterke koppelingen met het buitenland de LOLE in Nederland tot 0 uren worden gereduceerd.

Tabel 4-9. Resultaten leveringszekerheidsanalyse met gebruikmaking van het regionaal model en vergeleken met het nationale model voor gevoeligheidsvarianten A en B, zichtjaar 2020.

analyse jaar	Gevoeligheidsvariant A					Gevoeligheidsvariant B				
	REGIONAAL MODEL			NATIONAAL MODEL	REGIONAAL MODEL			NATIONAAL MODEL		
	klimaatjaar	LOLE NL geïsoleerd h	LOLE NL gekoppeld h	LOLE h	klimaatjaar	LOLE NL geïsoleerd h	LOLE NL gekoppeld h	LOLE h		
2020	2000	33	0		2000	273	0			
	2001	69	0		2001	371	0			
	2002	51	0		2002	348	0			
	2003	39	0		2003	277	0			
	2004	57	0		2004	352	0			
	2005	43	0		2005	304	0			
	2006	47	0		2006	289	0			
	2007	58	0		2007	343	0			
	2008	40	0		2008	278	0			
	2009	41	0		2009	283	0			
	2010	54	0		2010	363	0			
	2011	37	0		2011	291	0			
	2012	45	0	51	2012	352	0	342		
	Gemiddeld	47				317				

Bijlage 1 Toelichting op de gebruikte gegevens

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

- Energieakkoord voor duurzame groei (SER, september 2013)
- Consultatiedocument KCD2015, (TenneT, februari 2015) <http://www.tennet.eu>
- data ten behoeve van het komende Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2015 ten aanzien van binnenlandse productiemiddelen, elektriciteitsverbruik, groeiverwachtingen van de binnenlandse marktomvang en de transportcapaciteit op de landsgrensoverschrijdende verbindingen (TenneT, april 2015)
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2016 (deel I), (TenneT, 07-07-2016)
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument Net op Zee 2016. (TenneT, 19-05-2016)
- Market Review 2015 (TenneT, 19-05-2016)
- edities van de Rapportage Monitoring Leveringszekerheid 2003 tot 2015 (TenneT, <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>)
- Nationale Energieverkenning (NEV 2015), 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 2015)
- Monitweb: <http://monitweb.energie.nl.aspx>, data NEV2015 (ECN, februari 2016)
- 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)
- gegevens met betrekking tot opgesteld duurzaam productievermogen (CertiQ BV, januari 2016)
- 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 2016)
- Formulieren RNB (vertrouwelijk), gegevens van op het TenneT-net aangesloten regionale netbeheerders elektriciteit over hun prognoses voor de komende jaren (april 2015)
- gegevens 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

Bijlage 2 Ontwikkeling binnenlandse marktomvang

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

In tabel 11 wordt de elektriciteitsbalans van het CBS weergegeven, met daarin het totaal elektriciteitsverbruik in de afgelopen jaren. De voorlopige prognose van het verbruik ter grootte van 113,9 TWh in 2015 is bijna gelijk aan het verbruik in 2014 (114,0 TWh). In 2015 werd 6 TWh meer geproduceerd, met name door de elektriciteitscentrales, waarbij de export groeide (4 TWh) en de import afnam.

Tabel 11. Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik (Bron: CBS; juni 2016)

Electriciteitsbalans; aanbod en verbruik [GWh]		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015*
Aanbod	Totaal aanbod	124.051	118.391	120.926	122.057	119.614	119.112	118.091	118.374
	Totaal productie (bruto)	108.201	113.503	118.150	112.966	102.505	100.875	103.365	109.625
	Electriciteitscentrales	67.570	72.072	75.824	70.555	64.032	63.064	67.534	72.345
	Overige producenten	40.631	41.431	42.326	42.411	38.473	37.811	35.831	37.279
	Invoer	24.966	15.452	15.584	20.621	32.155	33.252	32.854	30.761
	Uitvoer	9.116	10.564	12.808	11.530	15.046	15.015	18.128	22.012
Verbruik	Totaal verbruik	124.051	118.391	120.926	122.057	119.614	119.112	118.092	118.373
	Via het openbare net	102.745	99.031	103.788	104.757	101.848	101.386	99.032	100.912
	Via bedrijfsnetten	17.199	15.110	13.357	13.407	14.052	14.221	15.005	12.983
	Bij de productie	4.107	4.250	3.781	3.893	3.714	3.505	4.055	4.478
Netverliezen	Netverliezen	4.678	4.405	4.464	4.609	4.519	4.508	4.933	4.897
Verbruik (Totaal +/- Bij de productie) in TWh		119,9	114,1	117,1	118,2	115,9	115,6	114,0	113,9

* voorlopige cijfers CBS

In tabel 12 is de ontwikkeling van de binnenlandse marktomvang inclusief netverliezen weergegeven, waarbij te zien is welke verwachtingen in het verleden werden aangenomen. Ook hier is het totaal verbruik minus het verbruik bij de productie het uitgangspunt voor de berekeningen.

Tabel 12: Aannames ten aanzien van de marktomvang

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

Jaar	monitoring 2011-2027		monitoring 2012-2028		monitoring 2013-2029		monitoring 2014-2030		monitoring 2015-2031	
	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	Reference vraag TWh	groei verbruik %	Reference vraag 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	0,83%	118,1	0,87%	118,2	0,87%	118,2	0,87%	118,2	0,87%	118,2
2012	-0,75%	117,2	-2,56%	115,1	-1,92%	115,9	-1,92%	115,9	-1,92%	115,9
2013	1,25%	118,7	-0,50%	114,6	-2,12%	113,4	-0,25%	115,6	-0,25%	115,6
2014	1,50%	120,5	1,00%	115,7	0,75%	114,3	-2,67%	112,5	-2,67%	114,0
2015	1,50%	122,3	1,25%	117,2	1,25%	115,7	0,7%	113,3	-0,14%	113,9
2016	1,50%	124,1	1,25%	118,6	1,25%	117,2	0,1%	113,4	1,0%	115,0
2017	1,50%	126,0	1,25%	120,1	1,25%	118,6	0,1%	113,5	-0,4%	114,5
2018	1,50%	127,9	1,25%	121,6	1,25%	120,1	0,1%	113,7	0,2%	114,7
2019	1,50%	129,8	1,25%	123,1	1,25%	121,6	0,2%	113,8	0,2%	115,0
2020	1,50%	131,8	1,25%	124,7	1,25%	123,1	0,2%	114,0	0,2%	115,3
2021	1,50%	131,8	1,00%	125,9	1,00%	124,4	0,4%	114,5	0,1%	115,4
2022	1,50%	135,8	1,00%	127,2	1,00%	125,6	0,4%	114,9	0,1%	115,6
2023	1,50%	137,8	1,00%	128,4	1,00%	126,9	0,4%	115,4	0,1%	115,8
2024	1,50%	139,8	1,00%	129,7	1,00%	128,1	0,4%	115,8	0,0%	115,8
2025	1,50%	141,9	1,00%	131,0	1,00%	129,4	0,4%	116,3	0,0%	115,8
2026	1,50%	144,0	1,00%	132,3	1,00%	130,7	0,4%	116,7	0,3%	116,1
2027	1,50%	146,2	1,00%	133,7	1,00%	132,0	0,4%	117,2	0,3%	116,5
2028			1,00%	135,0	1,00%	133,3	0,4%	117,7	0,3%	116,9
2029					1,00%	134,7	0,4%	118,1	0,3%	117,2
2030							0,4%	118,6	0,3%	117,6
2031									0,3%	117,9

legenda

100,0	gerealiseerd elektriciteitsverbruik (definitief CBS)
100,0	gerealiseerd elektriciteitsverbruik (schatting CBS)
100,0	prognose elektriciteitsverbruik t/m 2014 (TenneT; mede op basis van BBP-prognoses CPB)
100,0	prognose elektriciteitsverbruik scenario Reference (TenneT; op basis van het NEV)

Bijlage 3 Tabellen achter de grafieken

Vraagontwikkeling (gemiddelde over de klimaatjaren; kleine afwijking met CBS mogelijk vanwege warmtepompen)

Totale vraag (TWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2023	2031
Referentie	113,9	115,0	114,5	114,7	115,0	115,3	115,8	117,9
Hoog	116,9	119,7	120,8	122,2	123,7	125,1	128,9	139,8

Piekvraag (GW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2023	2031
Referentie	18,2	18,3	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,8
Hoog	18,6	19,1	19,2	19,4	19,7	19,9	20,6	23,0
Referentiescenario (Monitoring 2015)	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,4	
scenario Hoog (Monitoring 2015)	18,3	18,4	18,5	18,7	18,8	19,0	20,1	

Piekbelasting per sector in GW (klimaatjaar 2012)

Referentie

sector	2015	2020	2023	2025	2030
Huishoudens	5,1	4,5	4,4	4,3	4,3
Industrie	4,0	4,1	4,2	4,2	4,2
Dienstverlening	7,1	7,3	7,3	7,3	7,6
Overig	1,8	2,0	2,1	2,0	1,9
Elektrisch Vervoer	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5
Warmtepompen	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4
Totaal	18,2	18,4	18,5	18,5	18,9

Hoog scenario

sector	2015	2020	2023	2025	2030
Huishoudens	5,1	4,7	4,3	4,1	3,9
Industrie	4,1	4,4	4,5	4,6	4,7
Dienstverlening	7,4	8,1	8,3	8,5	9,3
Overig	1,9	2,3	2,4	2,4	2,3
Elektrisch Vervoer	0,1	0,2	0,6	0,9	1,5
Warmtepompen	0,1	0,4	0,6	0,8	1,2
Totaal	18,7	20,0	20,8	21,3	22,9

Tabel behorende bij de grafiek Leeftijdscategorie

	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	3358	0	0	0	1250	1110	0	0	0	0	0	5718
gas	5366	2789	1224	4235	847	916	677	654	583	195	116	17601
afval	132	320	0	122	185	36	0	0	80	0	0	875
TOTAAL	8856	3109	1224	4357	2282	2062	677	654	1149	195	116	24680

Tabel behorende bij de grafieken Opgesteld vermogen [GWe]

Opgesteld vermogen [GW]	2015	2016	2017	2020	2023	2031
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Kolen	7,3	5,7	4,6	4,6	4,6	4,6
Gas (operationeel)	15,9	15,5	14,6	12,4	11,9	10,0
Gas (geconserveerd)	4,4	4,6	4,7	6,4	5,9	6,3
Afvalverbranding	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Biomassa/biogas	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Wind op land	2,6	3,1	3,5	4,7	5,8	6,4
Wind op zee	0,2	0,4	0,6	1,9	3,7	6,1
Waterkracht	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Zon-PV	1,0	1,5	2,0	4,7	7,6	15,1
Totaal opgesteld vermogen	33,1	32,4	31,7	36,4	41,4	50,3