

Monitoring

Leveringszekerheid 2019



Monitoring

Leveringszekerheid 2019 (2018-2034)

TenneT TSO B.V.
AOC 2019-108
december 2019

Inhoud

1. Inleiding	4
2. Samenvatting	6
2.1 Conclusie	7
2.2 Onzekerheden in de markt	8
2.3 Regionale analyse leveringszekerheid naast nationale analyse	9
2.4 Advies	10
3. Uitgangspunten voor de leveringszekerheidsanalyse	11
3.1 Analyse indicatoren	12
3.1.1 LOLE indicator	12
3.1.2 ENS indicator	13
3.1.3 Gebruik interconnectie ten tijde schaarste	13
3.2 Gebruikte modellen	14
3.2.1 Onzekerheden	14
3.2.2 Nationaal analyse model	15
3.2.3 Regionaal analyse model	15
3.3 Basisscenario voor het Nederlandse systeem	16
3.3.1 Ontwikkelingen vraagzijde	16
3.3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde	20
3.3.3 Ontwikkelingen import en exportcapaciteit	28
3.4 Scenario's en prognoses	28
4. Resultaten analyse leveringszekerheid	31
4.1 Analyseresultaten nationale model	32
4.1.1 Resultaten Basisscenario	32
4.1.2 Resultaten Basisscenario en prognose 1 (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)	34
4.1.3 Resultaten prognose 2 tot en met 4	36
4.1.4 Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten met de beschikbare import- en exportcapaciteit	38
4.1.5 Reservefactoren	40
4.1.6 Vooruitzicht 2034	40
4.2 Regionale leveringszekerheidsanalyse	40
4.2.1 Onderzochte varianten met het regionale model	40
4.2.2 Hoofresultaten van het regionale model voor zichtjaren 2021, 2025 en 2030	41
4.2.3 Variabiliteit van de tekorten in Nederland	43
4.2.4 Nadere analyse van uren met tekorten in Nederland	44
4.2.5 Hoofdconclusie regionale analyse	46
Bijlagen	47
Bijlage 1 Ontwikkeling binnenlands elektriciteitsverbruik	48
Bijlage 2 Tabellen achter de grafieken	50
Bijlage 3 Uitgangspunten en resultaten studie naar conservering van vermogen	51
Bijlage 4 Bronvermelding gebruikte gegevens	54

1 Inleiding



Het energielandschap verandert. Het aandeel duurzame en niet controleerbare bronnen is de laatste jaren toegenomen en het aandeel stuurbare bronnen afgenomen. Deze trend gaat zich naar alle waarschijnlijkheid in de toekomst voortzetten en zelfs versnellen. Dit terwijl de maatschappij in toenemende mate afhankelijk is van een betrouwbare elektriciteitsvoorziening. Zeker wanneer huidige energiebehoeftes elektrificeren zoals de warmtevoorziening en de mobiliteit.

Om inzicht te geven in de leveringszekerheid voert TenneT jaarlijkse monitoring uit van de korte, middellange en lange termijn leveringszekerheid. Dit is zowel een wettelijke taak, zoals beschreven in de elektriciteitswet¹ en Europese richtlijnen², als ook een handreiking aan andere belanghebbenden. Leveringszekerheid is een veel besproken onderwerp bij de totstandkoming van het Klimaatakkoord geweest en is een belangrijke parameter bij het bepalen van een toekomstig energiesysteem. Om meer inzicht te geven en om deze discussie te voeden heeft TenneT een traject ingezet om in de komende jaren de monitoring te updaten en om meer inzicht te geven in de resultaten.

Deze monitoring geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en middellange termijn, tot een periode van 10 jaren vooruit.

In deze rapportage monitoring leveringszekerheid wordt evenals in de vorige edities, naast het nationale model, voor de internationale analyse gebruik gemaakt van een zogeheten regionaal beoordelingsmodel dat is ontwikkeld samen met Transmission System Operators (TSO's) in de buurlanden. In dit model worden vraag en aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem gesimuleerd.

Hierdoor kan onder andere een verbeterde inschatting worden gemaakt van de impact van de hernieuwbare energieproductie en de daarmee verbonden toenemende weersafhankelijkheid op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen deze Europese regio elkaar kunnen ondersteunen in tijden van schaarste. Het regionale model zal in de komende jaren nog verder worden ontwikkeld en een steeds belangrijkere rol innemen bij de monitoring van de lange termijn leveringszekerheid.

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op het Klimaatakkoord³ en de doorrekening van het ontwerp van het klimaatakkoord⁴.

In dit rapport worden in hoofdstuk 2 de conclusies en het advies op basis van de resultaten van de monitoring weergegeven. In hoofdstuk 3 worden de analyse-indicatoren voor de mate van leveringszekerheid en de uitgangspunten van de regionale (internationale) en de nationale leveringszekerheidsanalyse toegelicht, waarbij een uitgebreide toelichting wordt gegeven op de ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde in Nederland gebaseerd op de beschikbare gegevens medio 2019. De resultaten van de leveringszekerheidsanalyses worden in hoofdstuk 4 weergegeven. De bijlage bevat een toelichting en bronvermelding op de gebruikte gegevens.

¹ TenneT voert vanuit haar wettelijke taak "marktfacilitering" jaarlijks een monitoring van de lange termijn leveringszekerheid uit. De monitoring en de daarvoor benodigde gegevensvergaring wordt uitgevoerd op grond van artikel 16, tweede lid, onderdeel f van de E-wet, waarbij de monitoring van de leverings- en voorzieningszekerheid (artikel 4a, eerste lid, van de elektriciteitswet 1998) is gedefinieerd als een TenneT-taak.

² EU-Richtlijn 2005/89/EG

³ Klimaatakkoord (Rijksoverheid, juni 2019)

<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/klimaatakkoord/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord>

⁴ Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: elektriciteit (PBL, april 2019) https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-elektriciteit_3685.pdf

2 Samenvatting



2.1 Conclusie

Uit deze monitoring blijkt dat in de komende jaren de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland toereikend is. Op middellange en lange termijn (vanaf 2025) ontstaan leveringszekerheidsrisico's door afname van thermisch vermogen en vele onzekerheden op de Europese elektriciteitsmarkt.

In Nederland is in de komende jaren sprake van een afname van het operationeel thermisch productievermogen, veroorzaakt door meerdere plannen om tot het amoveren⁵ van thermisch productievermogen over te gaan alsook door de voornemens om gasgestookt vermogen te conserveren⁶. De voorziene afname van operationeel thermisch vermogen verloopt minder snel ten opzichte van de voorgaande rapportage. De marktomstandigheden voor gasgestookte centrales zijn sinds eind 2016 verbeterd. Marktpartijen hebben in 2016 en 2017 geconserveerd vermogen ter grootte van 1,3 GW in operationele status gebracht. Aanvullend wordt er in 2020 nog eens 1,3 GW gedeconserveerd en teruggebracht in de markt. Ook wordt er een aantal eerder aan TenneT gemelde toekomstige stilleggingen enkele jaren vooruit opgeschoven. Volgens producenten wordt er tot en met 2025 nog 3,9 GW, waaronder 0,6 GW kolengestookt vermogen, definitief stilgelegd.

Ondanks een vraagontwikkeling die wat hoger is dan werd geprognosticeerd in de voorgaande monitoring, is door bovengenoemde positieve ontwikkeling aan de aanbodzijde de leveringszekerheid in Nederland op de middellange termijn (2025) iets verder verbeterd ten opzichte van de analyse van vorig jaar.

Naar verwachting zal er op de middellange tot lange termijn (vanaf 2025) sprake zijn van verdere elektrificatie van de samenleving, een verdere afname van het operationeel conventioneel vermogen in Nederland en een toename van het aandeel hernieuwbaar vermogen met fluctuerende productie. Deze ontwikkelingen zorgen, in combinatie met de vele toenemende onzekerheden

in de Europese energiemarkt, voor grotere risico's voor de leveringszekerheid.

Net als in de monitoring van 2018 wordt voorzien dat bij normale omstandigheden met een prudente inschatting van de beschikbaarheid van de productie-eenheden vanaf 2025 situaties met tijdelijke importafhankelijkheid optreden. Importafhankelijkheid hoeft geen probleem te vormen voor de leveringszekerheid. Ook in het verleden heeft Nederland perioden gekend van importafhankelijkheid zonder dat de leveringszekerheid in gevaar is gekomen. Omgekeerd leidt een nationaal vermogenoverschot niet automatisch tot extra leveringszekerheid. Nederland maakt deel uit van een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt, waarbij het Nederlandse elektriciteitssysteem sterk gekoppeld is met het buitenland. De leveringszekerheid in Nederland wordt daarom mede bepaald door ontwikkelingen in de ons omringende elektriciteitsmarkten. Hierdoor kunnen vraagstukken ten aanzien van de toekomstige leveringszekerheid in Nederland uitsluitend worden beantwoord door analyses in een Europees verband. In dit kader werkt TenneT nauw samen met andere Europese TSO's aan de bouw van regionale modellen en studies betreffende het monitoren van de leveringszekerheid in de regio.

Uit een integrale analyse met het Europees model voor het basisscenario blijkt dat dankzij de koppeling met het buitenland de leveringszekerheid in Nederland op de middellange termijn goed kan blijven. Evenzo levert het Nederlandse productiepark een bijdrage aan de leveringszekerheid in de ons omliggende landen.

Op de middellange tot lange termijn (2025-2030) is in de beschouwde scenario's sprake van momenten van hoge importafhankelijkheid van het Nederlandse systeem. In combinatie met de gebruikte Europese vraag/aanbodverwachtingen volgens het meest recente ENTSO-E 2030 National Trends scenario leidt dit tot behoud van leveringszekerheid in Nederland. Echter, de grote importafhankelijkheid

⁵ amoveren: definitief uit bedrijf nemen van vermogen c.q. slopen van installatie

⁶ conserveren: voorlopig uit bedrijf nemen van vermogen door te conserveren, ook wel mothballing capacity

vormt tegelijkertijd een risico voor de Nederlandse leveringszekerheid wanneer het geïnstalleerd conventioneel thermisch productievermogen in Europa sterker afneemt dan de verwachtingen volgens het hier gebruikte scenario.

De verdere ontwikkeling van vraagrespons (Demand Side Response (DSR)) kan worden gezien als één van de bijdragen aan de toekomstige leveringszekerheid. Als eerste stap heeft TenneT een studie uitgevoerd om een zo goed mogelijk beeld te krijgen van de DSR die nu actief is in de markt. Daarbij is gebruik gemaakt van de uurlijkse vraag- en aanbodbiedingen van de afgelopen jaren op de EPEX beurs. Op basis daarvan is een voorzichtige schatting van 700 MW geïdentificeerd als DSR, die voor leveringszekerheidsanalyses in de komende jaren is gebruikt.

2.2 Onzekerheden in de markt

Voor de langere termijn (na 2025) worden de uitdagingen ten aanzien van de inschatting van de leveringszekerheid groter en meer divers door de vele onzekerheden voor de markt.

Vraagzijde

In de periode 2015-2018 is het binnenlands elektriciteitsverbruik volgens het CBS gegroeid met circa 1 TWh per jaar, resulterend in een (voorlopig vastgestelde) vraag van ruim 118 TWh in 2018. Dit is circa 2 TWh meer dan de vraag waarmee in de vorige monitoring rekening werd gehouden. Het niveau van de maximum vraag per uur bedraagt momenteel ruim 19 GWh/h.

Aan de vraagzijde is er op middellange tot lange termijn sprake van grote onzekerheid. De voorspelbaarheid van het toekomstig elektriciteitsverbruik is door de ontwikkelingen als gevolg van de energietransitie kleiner geworden. In de gebouwde omgeving, industrie en mobiliteit is elektrificatie een middel om te verduurzamen. De omvang hiervan en de snelheid waarmee dit gebeurt zijn lastig in te schatten.

In de analyses voor de leveringszekerheid wordt in het Basisscenario voor de toekomstige vraagontwikkeling uitgegaan van een ontwikkeling overeenkomstig de uitgangspunten van het

Klimaatakkoord. Dit basisscenario houdt rekening met elektrificatie en besparingen wat resulteert in een lichte stijging van het verbruik. Voor 2025 wordt het elektriciteitsverbruik voor het Basisscenario geprognoseerd op 119 TWh. In 2030 op 120 TWh.

Aanbodzijde

De ontwikkeling van de aanbodzijde wordt vooral gekenmerkt door enerzijds een afname van het conventionele thermische productievermogen wegens amovering en conservering (van 23,6 GW in 2017, 22,5 GW in 2019 naar 20,8 GW in 2025, zie voor nadere specificatie tabel 3-2) en anderzijds een toename van investeringen in hernieuwbaar vermogen, zoals wind, zon-PV en biomassa (van 6,4 GW in 2017, 8,9 GW in 2019 naar 23,8 GW eind 2025). De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op de doorrekening van het ontwerp van het Klimaatakkoord.

Er bestaan onzekerheden in de Europese elektriciteitsmarkt ten aanzien van (her)investeringen in met name conventionele productiemiddelen voor elektriciteitsopwekking. Belangrijke oorzaken voor deze onzekerheden zijn onder andere: de beoogde voornemens om CO₂-emissie te reduceren en daarmee de inzet van duurzame productiemiddelen te stimuleren, de uitfasering van nucleaire eenheden in sommige landen, de moeilijke economie van gascentrales en de onzekerheid over de mogelijke ontwikkeling van capaciteitsmarkten in verschillende Europese landen. De Europese markt met het gekoppelde systeem bestaat momenteel uit een hybride marktontwerp, waarbij het ene land een energy-only-markt kent en het andere een systeem hanteert met capaciteitsvergoedingen.

Er is op dit moment ten opzichte van de voorgaande monitoring sprake van een afname van geconserveerd vermogen, waarbij een deel van de installaties terugkeert in de markt en een deel definitief uit bedrijf wordt genomen. Bij conserveren is er de mogelijkheid van deconserveren in de toekomst, maar het is onzeker of en wanneer deconserveren rendabel zal zijn. In de overweging om geconserveerde eenheden weer in bedrijf te nemen, zien producenten zich gesteld voor noodzakelijke herinvesteringen voor groot

onderhoud en aanstaande revisiekosten. Deze kosten drukken de rendabiliteit aanzienlijk in een situatie van lage prijzen en verwachtingen over een laag aantal draaiuren. De verdere toename van productie uit duurzaam vermogen in de Noordwest-Europese markt en meer momenten van lage elektriciteitsprijzen leidt tot lagere bedrijfstijden van met name gasgestookt productievermogen. Producenten kunnen een besluit voor het uit bedrijf nemen van vermogen op korte termijn aankondigen.

De in voorgaande monitoring uitgevoerde analyse (op basis van forward prijzen) naar de positie van gascentrales groter dan 100 MW is geactualiseerd. Het eerder geconstateerde beeld van de verbeterde positie voor gascentrales in 2018 blijft in 2019 ongeveer gelijk, waarmee de kans op conservering op eenzelfde lage niveau blijft en de kans op deconservering groter wordt.

De huidige ontwikkelingen in de markt bevestigen onze analyses betreffende de gunstiger positie van gascentrales. Zo zal geconserveerd thermisch vermogen ter grootte van 1,3 GW medio 2020 terugkomen op de markt. Daarnaast zijn door producenten eerder aangekondigde conserveringen uitgesteld.

TenneT zal de analyses naar mogelijke opties voor het (de-)conserveren van conventioneel productievermogen ook in de komende jaren blijven actualiseren. Zo kan het inzicht behouden blijven in de momentane positie van het gasgestookt vermogen betreffende de kansen om te worden geconserveerd of gedeconserveerd. Inzichten uit de analyse zullen input zijn voor een gevoeligheidsanalyse.

2.3 Regionale analyse leveringszekerheid naast nationale analyse

De monitoring heeft tot doel om inzicht te geven in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en (middel)lange termijn. Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. De totaal opgestelde zon-PV- en windcapaciteit in de landen

van de Penta regio (de BeNeLux, Duitsland, Frankrijk, Oostenrijk en Zwitserland) bedraagt momenteel circa 150 GW. Dit zal naar verwachting in 2025 verder groeien tot 260 GW en daarmee 50% van het totaal opgestelde productievermogen uitmaken. Dit grote aandeel stelt hoge eisen aan het systeem, dat steeds meer flexibel vermogen of andere mogelijkheden vereist om plotselinge grote schommelingen in de momentaan aangeboden hoeveelheid elektriciteit op te vangen zoals opslag en demand side response.

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

In bepaalde momentane situaties kan het systeem kwetsbaarder worden, bijvoorbeeld wanneer er een beperkte beschikbaarheid van conventioneel vermogen is, de zon niet schijnt en er weinig wind is. Dit alles gecombineerd met een koudegolf in Europa kan ertoe leiden dat het productieoverschot sterk reduceert. In zulke gevallen is het bepalend hoe onderlinge ondersteuning tussen landen in de Noordwest-Europese regio uiteindelijk leiden tot een adequate leveringszekerheid. Dit stelt hoge eisen aan het systeem van de markt en ook aan de methode van simuleren.

Aan de hand van de pan-Europese klimaatdatabase (Pan European Climate Database, PECD) kan een uitspraak worden gedaan over de energieproductie uit zon-PV- en windvermogen. De klimaatdatabase bevat gecorreleerde data van productie uit duurzaam en de vraag naar elektriciteit voor alle Europese landen op basis van het weer gedurende de periode 1982-2016. Daarmee wordt het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen in de gehele regio.

Na de eerste publicatie hebben de Penta++ TSO's samengewerkt aan verdere verbeteringen van het regionale model. Daarbij werd vooral aandacht geschonken aan de verdere ontwikkeling van vraagrespons-modellen en verbetering van de simulatie van uitwisselingsmogelijkheden tussen landen in de regio op basis van een flow based

model zoals gebruikt in de Europese marktkoppeling (Central Western Europe Flow Based Market Coupling, CWE FB MC). Een tweede studie, waarin deze verbeterpunten worden geadresseerd, is begin 2018 gepubliceerd⁷.

De PLEF-studies hebben het beeld bevestigd, dat regionale uitwisselingsmogelijkheden aanzienlijk positief bijdragen aan de leveringszekerheid in alle betrokken landen, vanwege goede interconnectie en samenwerking. Momenteel wordt er gewerkt aan de derde PLEF-studie, die in maart 2020 gereedkomt.

Parallel aan de ontwikkelingen in de Penta-regio zijn de ontwikkelde methodieken ook toegepast door ENTSO-E op pan-Europese schaal. Een pan-Europese leveringszekerheidsanalyse, de Mid term Adequacy Forecast (MAF⁸), wordt op jaarlijkse basis uitgevoerd. Resultaten van de eerste studie werden in juli 2016 gepubliceerd en eind 2019 zal editie MAF2019 worden gepubliceerd. De binnen ENTSO-E ontwikkelde databases kunnen door TSO's worden gebruikt ten behoeve van nationale adequacy studies.

De bovengeschetste ontwikkelingen zijn voor TenneT de belangrijkste reden om de internationaal gedragen analysemethode (in het PLEF en bij ENTSO-E) verder door te voeren in de nationale monitoring, waarin de adequaatheid van het systeem van aanbod en elektriciteitsvraag breder onderzocht wordt. De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het PowrSym4 marktsimulatietool.

Voor deze editie van de Monitoring Leveringszekerheid zijn de meest recente Europese modellen die zijn ontwikkeld in het kader van MAF 2019 als basis gebruikt.

2.4 Advies

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

De verdere afname van het conventionele vermogen in Nederland resulteert op de middellange tot lange termijn (2025-2030) in een grotere importafhankelijkheid en daarmee ook tot grotere risico's voor de Nederlandse leveringszekerheid. Daarom is het belangrijk om de ontwikkelingen in het buitenland ten aanzien van nieuwe nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van het conventionele productiepark, bijvoorbeeld uitfasering koleneenheden en sluiting kerncentrales, nauwlettend te blijven volgen. Het is dan ook van blijvend belang dat overheden binnen de Noordwest Europese regio met elkaar deze beleidsvoornemens bespreken en de consequenties daarvan voor leveringszekerheid in de regio (laten) analyseren.

Tenslotte is het noodzakelijk om de consequenties voor de leveringszekerheid als gevolg van de nieuwe regulering in het kader van de Clean Energy Package (CEP) door de Europese Commissie goed te blijven volgen.

⁷ Pentilateral Energy Forum, Support Group 2, 'Generation Adequacy Assessment', January 2018, <http://www.benelux.int/nl/kernthemas/holder/energie/pentilateral-energy-forum>

⁸ Mid-term Adequacy Forecast: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

3 Uitgangspunten voor de leverings- zekerheidsanalyse



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

De monitoring heeft tot doel om inzicht te geven in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en (middel)lange termijn. Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. Dit stelt hoge eisen aan het systeem, dat steeds meer flexibel vermogen of andere mogelijkheden vereist om plotselinge grote schommelingen in de momentaan aangeboden hoeveelheid elektriciteit op te vangen zoals opslag en demand side response. Mede gezien het feit, dat er door deze toename van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen een sterke toename van de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt, is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien. Daarom werkt TenneT, in aanvulling op de nationale analyses, samen met collega TSO's voortdurend aan verdere verbetering van de monitoring van de leveringszekerheid door gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses. Evenals in de twee vorige edities van dit rapport zijn er ook nu analyses uitgevoerd met een regionaal model waar het Nederlandse elektriciteitssysteem met een zeer groot deel van de systemen in de ons omringende landen tezamen wordt beschouwd.

Onderstaand wordt allereerst ingegaan op de gebruikte analyses voor het beoordelen van de leveringszekerheid. Naast de in voorgaande rapporten gebruikte LOLE-methodiek worden in dit rapport de analyse-indicatoren uitgebreid. Vervolgens wordt een beschrijving gegeven van het regionale model op hoofdlijnen. Tenslotte wordt in detail ingegaan op de ontwikkelingen binnen Nederland betreffende de elektriciteitsvraag en het aanbod van productievermogen, alsook de ontwikkeling van de import- en exportcapaciteit.

3.1 Analyse indicatoren

In de monitoring wordt voor de beoordeling van de leveringszekerheid hoofdzakelijk gebruik gemaakt van de zogeheten LOLE-methode. De LOLE-methode wordt internationaal breed toegepast ter bepaling van de adequaatheid van elektriciteits-

systemen. Daarnaast wordt een indicatie afgegeven over de marges in de vorm van vermogenstekorten (missing capacity) en de reservefactoren.

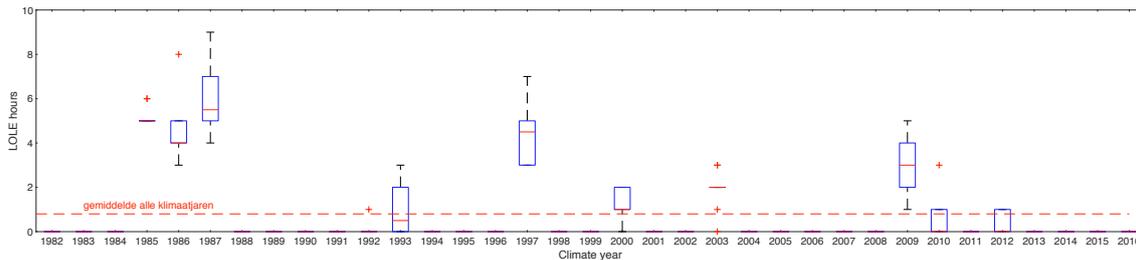
Om meer inzicht te geven in de resultaten en recht te doen aan het probabilistische karakter van deze studie worden ook andere indicatoren geïntroduceerd. Een aantal van deze aanvullende inzichten is enkel interessant om situaties waarin leveringszekerheidsproblemen zich voordoen nader te beschouwen en worden ook dusdanig ingezet. De indicatoren worden in deze monitor berekend voor de situatie met en zonder import en export.

3.1.1 LOLE-indicator

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

De gehanteerde LOLE-norm voor de beoordeling van het Nederlandse systeem bedraagt 4 uren.

De verwachtingswaarde voor LOLE geeft één getal om meerdere simulaties samen te vatten. De verschillende simulaties kunnen echter een grote spreiding tonen. Om een beter beeld te geven van de spreiding toont het voorbeeldfiguur per klimaatjaar een zogenaamde box plot van de uren met schaarste. Figuur 3-A laat zien hoe de LOLE wisselt per klimaatjaar en daarnaast ook wat de mate van spreiding is binnen individuele klimaatjaren. Het figuur toont voor één scenario door middel van een box plot de kwartielen van de LOLE, gesorteerd per klimaatjaar. Elke box plot geeft van onder naar boven de volgende waarden aan: de minimale waarde, het 1e kwartiel, de mediaan, het 3e kwartiel, de maximale waarde (zonder uitschieters) en de uitschieters.



Figuur 3-A. LOLE in Nederland per klimaatjaar (voorbeeld)

3.1.2 ENS indicator

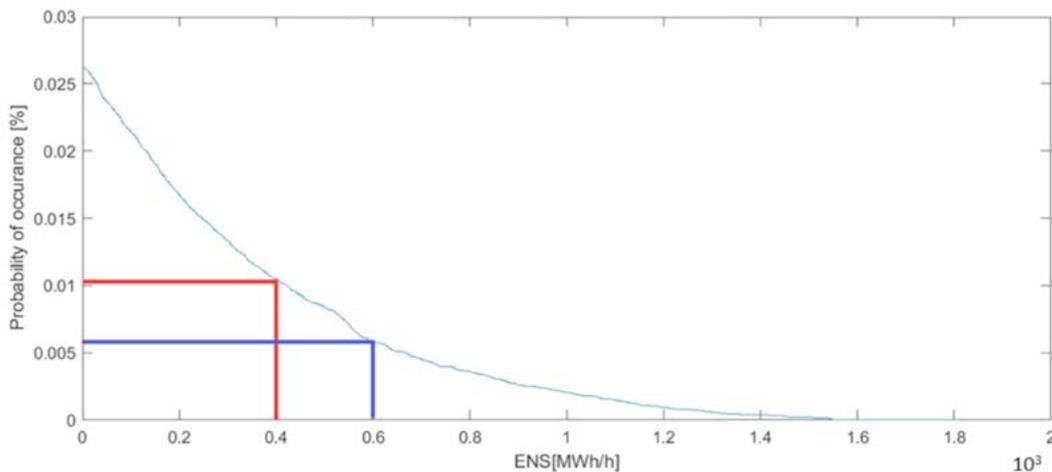
Waar LOLE een indicator is van het aantal uren waarop er schaarste optreedt, wordt hiermee geen inzicht gegeven in de omvang van de schaarste. Met andere woorden: hoeveel schiet de aanbodzijde te kort om te voorzien in de elektriciteitsvraag. De (E)ENS (Expected Energy Not Served) toont hoeveel energie niet geleverd kan worden bij een bepaalde elektriciteitsvraag per periode. De ENS-indicator wordt beschouwd als een kwantitatieve aanvulling op de LOLE-indicator en deze twee parameters samen genereren meerwaarde in de beoordeling van de leveringszekerheid. Net als de LOLE kunnen ook de ENS indicatoren door middel van box plots worden gevisualiseerd.

Daarnaast is het bij de ENS ook interessant om per scenario te bekijken wat de kans van voorkomen is om een bepaalde hoeveelheid energievraag niet te kunnen voorzien voor één uur. Zo toont Figuur 3-B dat de kans dat 400 MWh of meer van de energievraag niet kan worden voorzien ca. 0,01% is. De

kans dat er 600 MWh of meer niet kan worden voorzien is in dit voorbeeld net iets groter dan 0,005%. De maximale niet geleverde energie in één uur in dit voorbeeld bedraagt circa 1550 MWh.

3.1.3 Gebruik interconnectie ten tijde schaarste

Een oorzaak van een schaarsteprobleem is vaak niet direct en eenduidig aan te wijzen. Om meer 'gevoel' te krijgen voor de oorzaak van schaarste problemen wordt in dit rapport ingezoomd op de benutting van de grensoverschrijdende verbindingen tijdens de momenten van tekorten (schaarste) in Nederland. Figuur 3-C beschouwt voor één scenario alleen die uren waarin in Nederland sprake is van schaarste (ENS). In de figuur is procentueel aangegeven wat tijdens die uren de mate is waarin import vanuit een ander direct met Nederland verbonden land een bijdrage levert aan het Nederlandse schaarste probleem. De mate van ondersteuning vanuit een land is weergegeven als percentage van de maximale beschikbare importcapaciteit. Een lage



Figuur 3-B. ENS per uur versus kans op gebeurtenis



Figuur 3-C. Percentage van maximale beschikbare importcapaciteit in een scenario tijdens schaarste in Nederland (voorbeeld)

bijdrage uit een land duidt erop dat er vaak sprake is van gelijktijdige schaarste en dat een oplossing voor het Nederlandse schaarste probleem waarschijnlijk niet kan worden bereikt door verhoging van transportcapaciteit.

Omgekeerd duidt een hoge bijdrage erop dat extra transportcapaciteit de schaarste in Nederland verder zou kunnen verlagen. Zo toont het voorbeeld dat tijdens uren met tekorten in Nederland de interconnectie van Duitsland naar Nederland gemiddeld 20% is belast en de verbinding van Noorwegen naar Nederland bijna 92%.

3.2 Gebruikte modellen

Voor de leveringszekerheidsanalyse wordt in de monitoring met twee modellen gewerkt: het nationale model en het regionale model. Het nationale model beschouwt Nederland als zijnde een geïsoleerd land zonder interconnecties met het buitenland. De resultaten tonen in hoeverre Nederland zelfvoorzienend is. Aangezien Nederland deel uitmaakt van een

geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt en met een grote interconnectiecapaciteit is verbonden met de ons omringende landen, is het noodzakelijk om de leveringszekerheidsanalyses in een internationale context uit te voeren.

Zo hoeven tekorten op nationale basis (“importafhankelijkheid”) niet te resulteren in extra risico’s voor de leveringszekerheid als er in de omringende systemen voldoende overschotten (reserves) beschikbaar zijn. Daarenboven moet ten tijde van die tekorten voldoende netcapaciteit beschikbaar zijn om de overschotten te transporteren naar het land met de tekorten. Andersom hoeft een nationaal overschot niet automatisch te betekenen dat er geen risico’s voor de leveringszekerheid kunnen optreden. Door de sterke koppeling tussen de marktgebieden in Europa kunnen tekorten in één marktgebied worden “geëxporteerd” en resulteren in gezamenlijke gelijktijdige tekorten in meerdere marktgebieden.

3.2.1 Onzekerheden

Om de gevolgen van de onzekerheden op de uitkomsten van de analyse te kwantificeren is,

evenals bij de voorgaande monitoring, naast het basisscenario een aantal gevoeligheidsvarianten beschouwd met alternatieve aannames ten aanzien van parameters die onzeker zijn en tegelijkertijd een grote invloed hebben op de uitkomsten. De zichtperiode is middellange en lange termijn (2019-2030), waarbij de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse in de laatste zichtjaren zeer onzeker en indicatief zijn.

In dit rapport worden verschillende onzekerheden beschouwd en geanalyseerd. Deze onzekerheden zijn gerelateerd aan de uitval van centrales en transportmiddelen, het weer, de opgestelde vermogens en de elektriciteitsvraag.

Uitval gerelateerde onzekerheid

In de analyse wordt rekening gehouden met uitval gerelateerde onzekerheden met behulp van een zogenaamde Monte-Carlo-methodiek. Daarbij wordt de analyse uitgevoerd voor een groot aantal simulaties met per simulatie een ander uitvalscenario.

Weergerelateerde onzekerheid

De weer-gerelateerde onzekerheden worden gemodelleerd door een kwantificering op basis van klimaatjaren. Daarbij wordt gebruik gemaakt van de Pan European Climate Database (PECD) van ENTSO-E, waarmee het mogelijk is om gecorreleerde chronologische tijdsreeksen te maken van de weersafhankelijke parameters (electriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen) per marktgebied in Europa op basis van historische weerdata over de periode 1982-2016 (35 klimaatjaren). Daarbij wordt ook rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydrocentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar) in deze jaren.

Opgestelde vermogens en elektriciteitsvraag gerelateerde onzekerheid

De onzekerheid over vraag en aanbod komt voort uit de onzekerheid over de toekomst. Om deze onzekerheid te vangen wordt er gewerkt met meerdere scenario's en meerdere prognoses. In het hoofdstuk over de scenario's en prognoses wordt hier verder op ingegaan.

Simulaties door onzekerheden te combineren

Voor de analyses worden de uitval en weergerelateerde onzekerheden gecombineerd. Elk scenario wordt gecombineerd met verschillende klimaatjaren en met verschillende trekkingen voor onvoorziene uitval van productie- en transportmiddelen. Na het doorrekenen van voldoende simulaties kan tenslotte een verwachtingswaarde voor de Loss Of Load Expectation worden bepaald door het combineren van de uitkomsten van alle individuele simulaties. De probabilistische simulatieberekeningen met het nationale en regionale model zijn uitgevoerd met de marktsimulatietool PowrSym4.

3.2.2 Nationaal analyse model

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

3.2.3 Regionaal analyse model

Voor de regionale analyse wordt gebruik gemaakt van de meest recente modellen, ontwikkeld voor MAF- en PLEF-studies. Dit model is mede door TenneT ontwikkeld. De laatste beschrijving van het model is te vinden in het rapport MAF2018, dat eind 2018 is gepubliceerd. Dit model bevat onder andere gecorreleerde data van productie uit duurzame bronnen en de elektriciteitsvraag voor alle Europese landen op basis van het weer in een groot aantal historische jaren. Hiermee is het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weers-omstandigheden gerelateerde gebeurtenissen in de gehele regio. In 2019 is een belangrijke verbetering in het model doorgevoerd om de complexiteit van de condities waarmee hydrocentrales te maken hebben beter te modelleren per gebied.

Momenteel wordt er gewerkt aan de derde PLEF-studie, die in maart 2020 gereedkomt. Het door TenneT gebruikte model voor de regionale analyse omvat naast Nederland en de overige PLEF++ landen (donkerblauw) het gehele gekoppelde Europese elektriciteitssysteem (zie figuur 3-1).



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

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

3.3 Basisscenario voor het Nederlandse systeem

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

3.3.1 Ontwikkelingen vraagzijde

In deze paragraaf wordt beschreven welke uitgangspunten worden gehanteerd voor de inschatting van de ontwikkeling van de jaarlijkse elektriciteitsvraag (energie in TWh) binnen de

zichtperiode van de analyse in deze monitoring, middellange (2020-2026) en lange termijn (2026-2030). Er bestaat grote onzekerheid ten aanzien van de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van een zo lange zichtperiode. De voorspelbaarheid van het toekomstig elektriciteits-verbruik is door de ontwikkelingen als gevolg van de energietransitie kleiner geworden. In de gebouwde omgeving, industrie en mobiliteit is elektrificatie een middel om te verduurzamen. De omvang hiervan en de snelheid waarmee dit gebeurt, zijn lastig in te schatten. Om de impact op de hoogte van de elektriciteitsvraag in te schatten wordt steeds meer gewerkt met gegevens van kennisinstituten.

Sectoraal vraagmodel

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

In het sectoraal vraagmodel wordt gerekend met gegevens van elektrische auto's, zoals aantallen en verschillende scenario's van laadprofielen. Er wordt een toename van elektrische auto's voorzien van 150.000 nu naar 1.500.000 in 2030.

Verder worden voor de huishoudens 830.000 full-electric en 520.000 hybride warmtepompen voorzien.

Voor de modellering van de ontwikkeling van warmtepompen in woningen werd gebruik gemaakt van basisgegevens over klimaat (temperatuur, wind) van de jaren 1982 tot en met 2016, efficiency van apparaten, gebruiksfactoren en verbruiksprofielen. De genoemde sectoren en toepassingen worden ieder met een specifiek belastingprofiel gemodelleerd.

Ontwikkeling van DSR

De impact van de ontwikkeling op de elektriciteitsmarkt ten aanzien van opslag, *demand side response*, *power to gas* of *power to heat* zijn eveneens gemodelleerd afhankelijk van de scenario's. Vraagresponse (*demand side response* of DSR) is

de algemene term voor de reactie van elektriciteitsverbruikers op (hogere) elektriciteitsprijzen. Sommige marktpartijen zullen hun belasting verminderen in geval van hogere prijzen op de markt. In de huidige markt is er nog sprake van beperkte DSR-volumes. De verdere ontwikkeling van DSR wordt gezien als één van de belangrijke oplossingen die een bijdrage kunnen leveren aan de toekomstige leveringszekerheidsproblemen. TenneT werkt aan een verdere verbetering van de DSR-modellering in haar leveringszekerheidsanalyses en zal de uitkomsten van de DSR-studies gebruiken voor de komende editie van de Monitoring Leveringszekerheid.

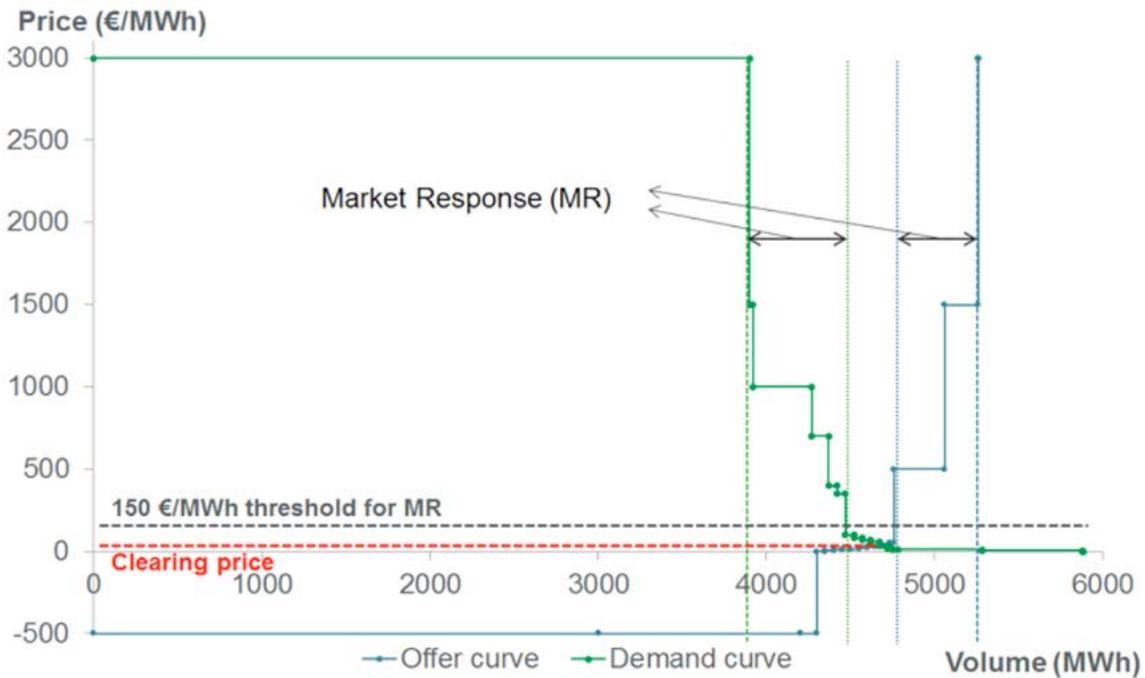
In de vorige monitoring heeft TenneT zich voor- genomen om op basis van de uurlijkse vraag- en aanbod biedingen op de beurs (EPEX) van de afgelopen jaren een inschatting te maken van de hoeveelheid *demand response* die deelneemt in de markt. Hiervoor is gekeken naar de prijs sensitieve volumes die aangeboden worden, zowel aan de vraag als aanbodzijde, op de dag vooruit markt. De biedingen op de EPEX-beurs zijn gelimiteerd op een minimum en maximum prijs respectievelijk -500 €/MWh en 3.000 €/MWh. Prijs-sensitieve biedingen zijn alle biedingen boven het minimum en onder het maximum.

Data voor deze analyse komt van de zogenaamde aggregated curves gepubliceerd door EPEX. Individuele biedingen van marktpartijen voor vraag en aanbod worden geaggregeerd en beschouwd als vertegenwoordiging voor beschikbare flexibele bronnen. Flexibele volumes op de aggregated curves geven mogelijk een onderschatting van de totale flexibele volumes aangeboden, doordat zogenaamde slimme biedingen zijn uitgesloten van deze curves. Slimme biedingen geven marktpartijen de mogelijkheid biedingen afhankelijk te maken over verschillende uren. De volumes voor grensoverschrijdende capaciteit wordt op de aggregated curves ingevoegd in het insensitieve gedeelte van de aanbodcurve of de vraagcurve als Nederland respectievelijk exporteert of importeert.

Onder *Market Response* (MR) wordt verstaan de respons gedurende periodes van hoge prijzen en MR dient als proxy voor *Demand Side Response*. Het MR volume is de som van de prijs-sensitieve biedingen boven de 150 €/MWh en onder de 3.000 €/MWh op de vraagcurve en de aanbodcurve

Tabel 3-1. Gedrag bij aanbod en vraag

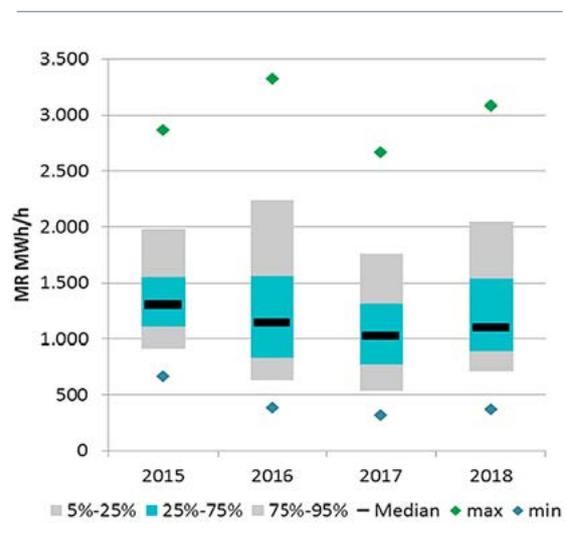
	Buy / demand curve	Sell / offer curve
Generation	Buy back sold electricity to avoid generation	Sell electricity to be generated
Demand	Buy electricity to be consumed	Sell bought electricity to avoid consumption



Figuur 3-2. Market Response vraag- en aanbodcurve

(zie figuur 3-2). Hier ligt de aanname aan ten grondslag dat de marginale opwekkosten onder de 150 €/MWh liggen. In dat geval vertegenwoordigt het MR volume uitsluitend flexibele vraagbiedingen.

De resultaten van de MR volumes voor de jaren 2015 tot en met 2018 zijn weergegeven in figuur 3-3. Voor elk jaar zijn de MR volumes van alle uren weergegeven door het minimale en maximale volume in dat jaar weer te geven met daartussenin een box met de mediaan en de 5%, 25%, 75% en 95% percentielen. Voor 2018 betekent dit dat in 95% van alle uren er 700 MW of meer MR aangeboden was op de dag vooruit markt, en in 5% van alle uren 2.000 MW of meer MR. TeneT beschouwt deze 700 MW MR een redelijke en lage (conservatieve) schatting om te gebruiken als proxy



Figuur 3-3. Market Response resultaten

voor DSR in de leveringszekerheidsanalyses van deze monitoring. Dit is op basis van deze analyse en gesprekken met markt partijen gestoeld, waarbij het aannemelijk lijkt dat er in schaarste situaties meer vermogen beschikbaar is dan dagelijks wordt geboden op *day ahead market* (DAM).

Om verbeterde kwantitatieve inzichten te verkrijgen over de volumes en aard van flexibiliteit in het Nederlandse elektriciteit systeem heeft TenneT meerdere onderzoeken gedaan. Deze analyse over MR is daar onderdeel van. Voor meer informatie zie de **TenneT flexibility monitor**.

Ontwikkeling elektriciteitsvraag

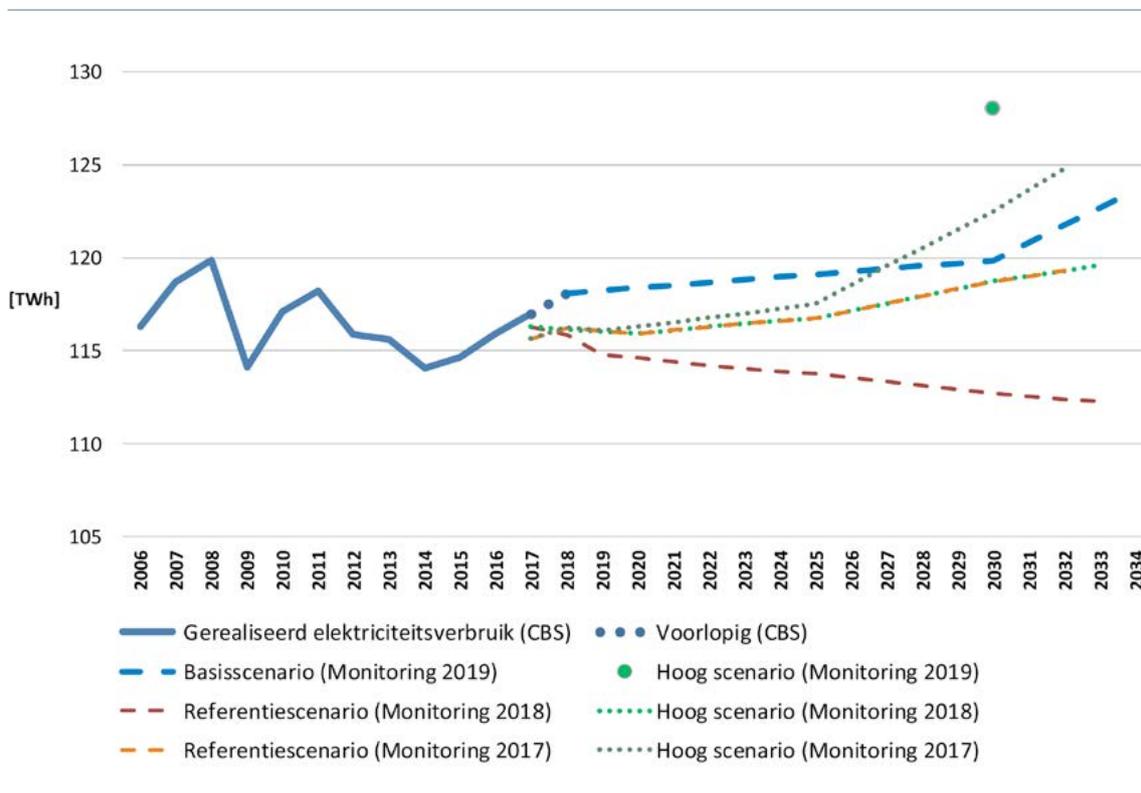
Voor de monitoring wordt tevens gebruik gemaakt van de laatste data van het CBS, het Klimaat-akkoord, de Nationale Energieverkenningen 2017 en doorrekening van het Ontwerp Klimaatakkoord 2019 door het PBL en CPB, waarbij de ontwikkelingen per sector zijn ingeschat en op basis waarvan het totaal van het elektriciteitsverbruik in Nederland in de toekomst wordt bepaald. Voor het cijfermateriaal van de jaarlijkse elektriciteitsvraag geldt dat als basis gebruik is gemaakt van de CBS-cijfers die medio

2019 beschikbaar waren. Dit betreft de definitieve cijfers tot en met 2016 en de (nader) voorlopige cijfers over de jaren 2017 en 2018.

Het binnenlands elektriciteitsverbruik in 2018 is volgens het CBS voorlopig vastgesteld op 118,1 TWh. Eerder werd reeds 117,5 TWh gepubliceerd. Het elektriciteitsverbruik in 2017 werd vastgesteld op 117,0 TWh, dat eveneens een bijgestelde waarde is (116,3 TWh) ten opzichte van aanvankelijk gepubliceerd in 2018. In de periode 2015-2018 is het elektriciteitsverbruik gegroeid met 1 TWh per jaar.

In Bijlage 1 van dit rapport is de vernieuwde Elektriciteitsbalans van het CBS opgenomen, met daarin de elektriciteitsproductie en het elektriciteitsverbruik.

In de analyses voor de leveringszekerheid wordt in het Basisscenario voor de toekomstige vraagontwikkeling uitgegaan een ontwikkeling overeenkomstig de uitgangspunten van het Klimaat-akkoord. Dit scenario houdt rekening met elektrificatie en besparingen wat resulteert in een lichte stijging van het verbruik, als uitkomst van de



Figuur 3-4. Gerealiseerd en geprognosticeerd elektriciteitsverbruik in Nederland

toepassing van het ENTSO-E load-model. Dit model is met modelexperts en de ervaringen van de TSO's ontwikkeld voor ENTSO-E. Voor 2025 wordt het elektriciteitsverbruik voor het Basisscenario geprognosticeerd op 119 TWh. In 2030 resulteert dit in een verbruik van 120 TWh.

De toekomstige elektriciteitsvraag in het Basisscenario in deze Monitoring ligt in de gehele periode boven de prognose uit de vorige Monitoring. Dat is hoofdzakelijk te verklaren door het hogere gerealiseerde elektriciteitsverbruik en doordat rekening is gehouden met het Klimaatakkoord voor 2030. Daarnaast werden de parameters en het load-model geoptimaliseerd, opdat toekomstig elektriciteitsverbruik beter kan worden gemodelleerd.

Figuur 3-4 toont de gerealiseerde en geprognostieerde ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag. Het gerealiseerde verbruik dat hoger uitpakt dan eerder werd voorzien bepaalt ook de hoger gelegen projecties van de prognoses van het elektriciteitsverbruik op de korte en (middel)lange termijn. Het geprognosticeerde elektriciteitsverbruik in het Basis-scenario (blauwe streepjes) ligt in de figuur dan ook hoger dan de lijnen die de prognoses van het elektriciteitsverbruik uit vorige edities van de monitoring representeren. In deze monitoring is wederom een scenario met een hoge vraag op de lange termijn beschouwd. Dit scenario is gebaseerd op de aannames in het zogeheten FSI scenario, wat in het figuur is te zien als het Hoog scenario (Monitoring 2019) (grote groene stip). Verdere toelichting van het FSI scenario wordt bij paragraaf 3.4 gegeven.

3.3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde

Belangrijk uitgangspunt in alle geanalyseerde varianten is dat op voorhand alle geconserveerde installaties in het productiepark alsook de door producenten voorziene uitbedrijfnemingen door conservering of amovering buiten de dataset zijn gelaten voor de berekeningen.

De ontwikkelingen van het aanbod van productie- vermogen voor elektriciteitsopwekking wordt in het kader van de monitoring leveringszekerheid in kaart gebracht door TenneT. Jaarlijks stellen elektriciteits- producenten 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 elektriciteits- opwekking. In aanvulling op deze verplichting uit hoofde van de Netcode heeft ten behoeve van deze monitoring TenneT met een aantal producenten nader contact over de interpretatie van de aangeleverde specifieke productiedata en de duiding van (niet-) beschikbaarheid van vermogen in de toekomst. Bij het kwantificeren van het aanbod voor de monitoring is rekening gehouden met de gegevens van de producenten, welke voor september 2019 aan TenneT zijn gemeld.

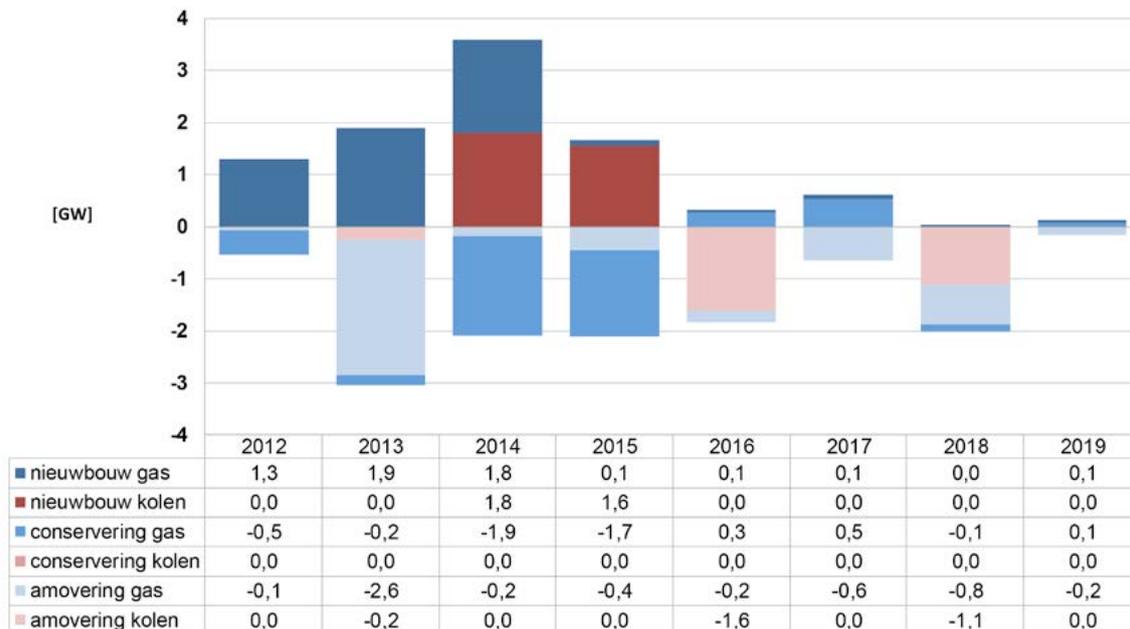
In de komende paragrafen wordt de ontwikkeling omschreven van thermische elektriciteitsopwekking en elektriciteitsopwekking door hernieuwbaar vermogen.

Thermisch productievermogen elektriciteitsopwekking

Sinds de oplevering van nieuwe kolencentrales rond 2013 is aan het thermisch productievermogen voor elektriciteitsopwekking in Nederland weinig conventioneel vermogen toegevoegd. In de periode 2009-2019 werd 8,5 GW conventioneel vermogen definitief uit bedrijf genomen en in de hausse van nieuwbouwplannen in deze jaren werd 12,3 GW nieuwbouw van thermisch vermogen gerealiseerd. 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. Een klein aantal kleinschalige projecten zijn gemeld voor nieuwbouw van elektriciteitsproductie na 2019, zoals (bio)gasgestookt vermogen in de tuinbouwsector.

Daarnaast werd een deel van met name het groot- schalig productiepark stilgelegd voor conservering van opgesteld gasgestookt vermogen, waaronder ook zeer nieuwe productie-eenheden. Begin 2015 was het geconserveerd gasvermogen 4,4 GW. In de jaren daarna werden conserveringen ongedaan gemaakt ter grootte van 1,6 GW; enerzijds door vermogen te deconserveren, anderzijds door vermogen definitief stil te leggen voor ontmanteling.

Volgens opgave van producenten is er begin 2019 2,8 GW gasgestookt vermogen geconserveerd, waarvan is aangekondigd dat 1,3 GW in 2020 weer terug op de markt komt.



Figuur 3-6. Mutaties opgesteld conventioneel vermogen in GW per 1 januari in de periode 2012-2019

Opmerkingen bij Figuur 3-6:

- de mutatie bij een jaar geeft de ontwikkeling weer ten opzichte van het vorige kalenderjaar;
- negatief getal bij conservering betekent: er werd per saldo geconserveerd;
positief getal bij conservering betekent: er werd per saldo gedeconserveerd.

Geconserveerd vermogen kan in principe binnen een bepaalde tijdperiode beschikbaar komen om aan de elektriciteitsvraag te voldoen, maar niet eerder nadat producenten hun (her)investeringsbeslissing hebben genomen. Van een ouder deel van het geconserveerd vermogen is het de vraag of deconservering haalbaar is. Gezien het onvoorziene karakter van dergelijke beslissingen plus de prudente benadering bij de analyse van de leveringszekerheid is met het potentieel van geconserveerd vermogen op voorhand geen rekening gehouden. Indien een producent concreet een deconservering heeft aangekondigd, dan wordt dit in de berekeningen wel meegenomen.

Het door nieuwbouw of deconservering in een bepaald jaar gereedgekomen operationele vermogen wordt in de beoordeling van de leveringszekerheid pas meegenomen per 1 januari van het kalenderjaar daaropvolgend.

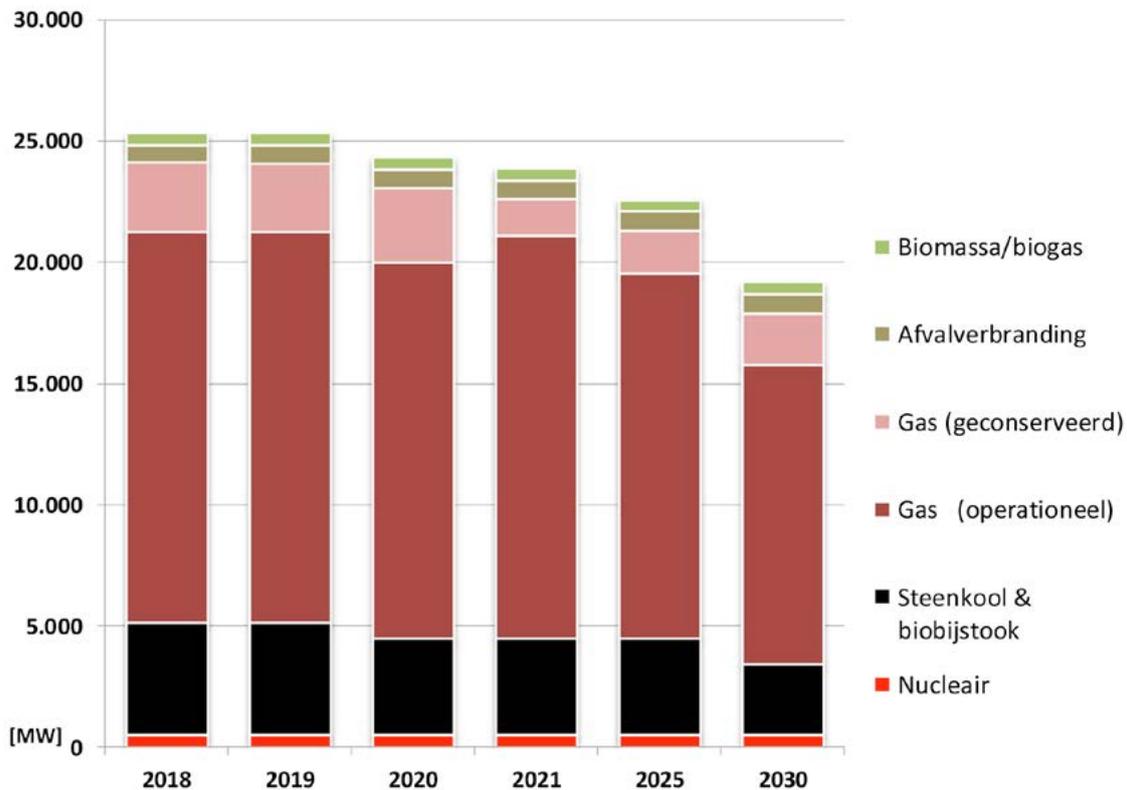
Figuur 3-6 illustreert de mutaties in het opgestelde conventionele productievermogen elektriciteit in de

periode van 1 januari 2012 tot en met 1 januari 2019. Vooral vanaf 2012 is er sprake van aanzienlijke wijzigingen in zowel nieuwbouw, amovering als conservering van productievermogen.

Verwachte ontwikkeling conventioneel productievermogen elektriciteit vanaf 2019

De voorziene afname van operationeel thermisch vermogen is minder groot ten opzichte van de voorgaande rapportage, omdat een aantal gemelde toekomstige stilleggingen enkele jaren vooruit zijn opgeschoven. De belangrijkste te verwachten mutaties van het conventioneel productievermogen in de vanaf 2019 zijn onderstaand weergegeven.

- In 2020 en 2021 wordt er circa 0,8 GW gasgestookt vermogen definitief stilgelegd, waarvan reeds 0,4 GW in de mottenballen zat. Aanvang 2020 wordt er een kolengestookte centrale definitief gesloten en ontmanteld (0,6 GW)
- Voor 2020 tot en met 2022 voorzien producenten uitbedrijfname wegens conservering ter grootte van 0,6 GW.



Figuur 3-7. Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2018 tot 2030 volgens opgave door producenten

- In de periode 2023 tot en met 2026 zijn elektriciteitsproducenten voornemens om aanvullend 2,4 GW gasgestookt vermogen te amoveren.
- Eind 2018 werd het besluit genomen om relatief nieuw gasgestookt vermogen ter grootte van 1,3 GW uit de mottenballen te halen. Verwacht wordt dat dit vermogen medio 2020 weer operationeel zal zijn; in deze monitoring wordt dat vermogen meegenomen per 1 januari 2021.
- In de periode 2020 tot 2026 is een aantal nieuwbouwplannen voor aan te sluiten klein thermisch vermogen bij TenneT bevestigd ter grootte van 0,1 GW. 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.
- Bedrijven zullen wkk-vermogen zo lang mogelijk inzetten tot het moment van het eind van de technische levensduur. Afhankelijk van de marktsituatie en de economische omstandigheden

- zal een besluit vallen tot herinvesteringen in wkk-vermogen, dan wel tot investeringen in alternatieve en innovatieve oplossingen om aan de eigen energievraag en de eventuele CO₂-vraag te voldoen. Op basis van een analyse van de tuinbouwsector wordt verwacht, dat een deel van het wkk-park in de periode 2024 tot en met 2030 wordt geamoveerd (0,7 GW), waarbij sprake is van het bereiken van de door weinig draaiuren reeds eerder verlengde technische levensduur.
- In 2030 wordt gerekend met de afname van operationeel kolengestookt vermogen (1,1 GW) volgens opgave van producenten.

De vertaling van bovenstaande ontwikkelingen vanaf 2018 ten aanzien het opgesteld operationeel vermogen van thermische eenheden worden in figuur 3-7 per brandstofsoort weergegeven. Het bijstoken van biomassa in kolencentrales is niet separaat weergegeven in de figuur, maar is onderdeel van vermogen in de categorie 'Steenkool & biobijstook'. De categorie 'Gas' bevat fossiele methaangassen en overige fossiele brandstoffen.

Conservering van vermogen

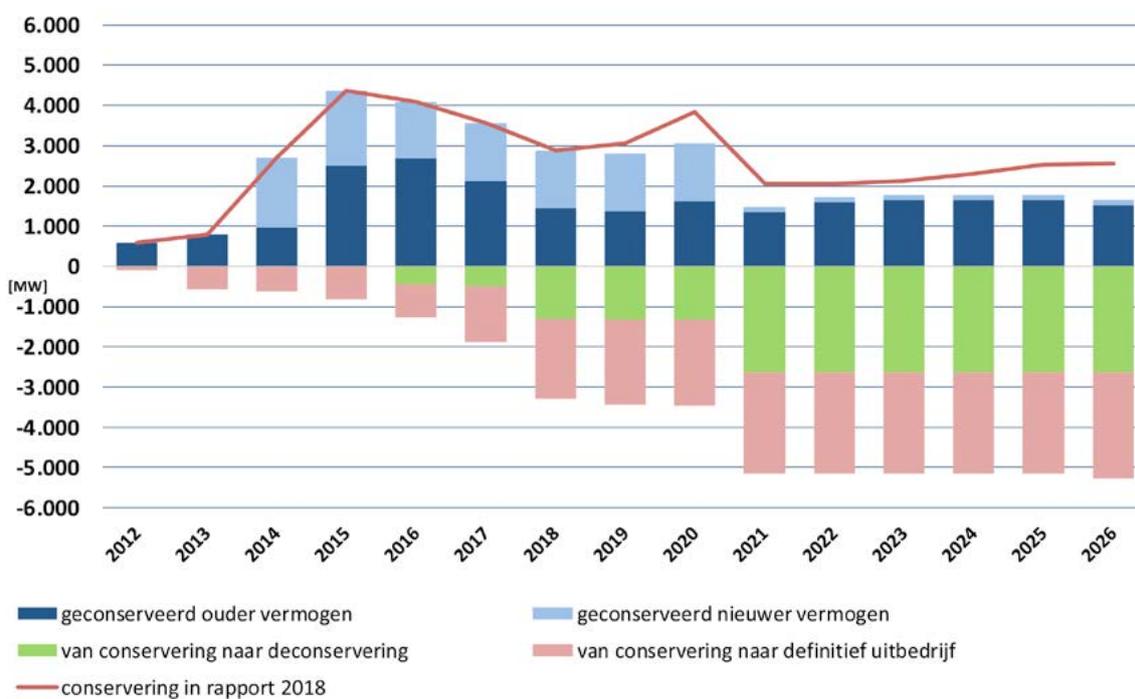
In figuur 3-7 wordt ook de omvang van het geconserveerd en het voorgenomen te conserveren gasgestookt vermogen in Nederland weergegeven, zoals dat bij TenneT gemeld is in 2019. In figuur 3-8 wordt het saldo van geconserveerd vermogen nader beschouwd. Aanvang 2019 is het geconserveerd vermogen 2,8 GW en zal tot aan 2026 afnemen tot 1,7 GW en richting 2030 weer oplopen op basis van huidige inschattingen van producenten.

In figuur 3-8 wordt het geconserveerd vermogen in het verleden en het voorgenomen te conserveren vermogen afgebeeld door de beide blauwe staafjes. In navolging van het deconserveren van gasgestookt vermogen in 2016 en 2017 (1,3 GW) wordt volgens opgave van producenten verwacht, dat nog eind 2020 eens 1,3 GW is gedeconserveerd, zie hiervoor (groene staafjes). Andere ontwikkelingen die leiden tot een lagere hoeveelheid geconserveerd vermogen zijn: de ontmanteling van oudere centrales die in de mottenballen stonden (roze staafjes) en de wijziging van plannen voor conservering, zoals deze TenneT werden gemeld.

De rode lijnen in de figuur vertegenwoordigen de hoeveelheid geconserveerd vermogen zoals dat werd gekwantificeerd in de vorige drie edities van de monitoring: er is sprake van zowel een verschuiving van de voziene conserveringen naar latere kalenderjaren als een vermindering van de omvang van de voziene conserveringen.

Het is de vraag of het geconserveerd vermogen in de toekomst in aanmerking komt voor mogelijke deconservering. Eind 2018 is gebleken, dat er inderdaad ruimte was voor beslissingen om te deconserveren (groene staafjes). Er is in de reguliere data-uitvraag aan producenten verder geen concrete informatie aan TenneT aangereikt, dat er vermogen in de periode na 2021 zal worden gedeconserveerd. Producenten geven wel aan dat deconserveren tot de mogelijkheden behoort bij gunstige marktomstandigheden.

Verschillende elektriciteitsproducenten, bedrijven in de industrie en tuinbouwbedrijven hebben aangegeven dat hun prognoses ten aanzien van het opgesteld en operationele vermogen sterk afhangen van een



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

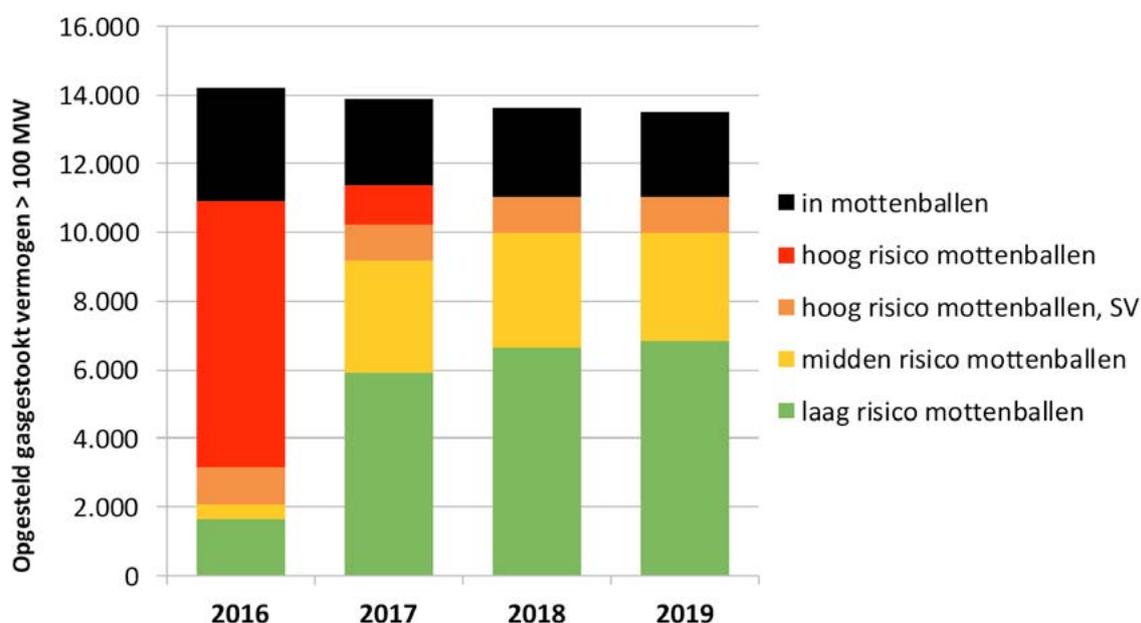
aantal factoren op de middellange termijn. Investeringsbeslissingen voor nieuw- of ombouw van centrales worden genomen op basis van eigen portfolio en strategieën om het verdienmodel levensvatbaar te houden. Daarbij spelen ook andere factoren een grote rol: de economische vooruitzichten, beschikbaarheid van adequate techniek en personeel, het verkrijgen van nodige vergunningen, de ontwikkelingen op het gebied van duurzame energie, de lokale omstandigheden, ontwikkelingen in de wetgeving en het politieke beleid met heffingen en subsidies en tenslotte de prijsontwikkelingen op de markten. Voor deconserveren gelden dezelfde afwegingen en factoren als bij nieuwbouw. De benodigde tijd om centrales te deconserveren verschilt onderling zeer, variërend van twee weken tot vele maanden, tot enkele jaren vanwege revisie en ombouw. Producenten hebben aangegeven dat in geval van diepe conservering er meer tijd nodig is om een centrale te deconserveren, met name door het in bepaalde situaties opnieuw moeten aantrekken van personeel in samenhang met de kosten die gemaakt moeten worden voor een groot onderhoud.

Analyse naar conservering van vermogen

De analyse naar de positie van gasvermogen groter dan 100 MW met het heat map model⁹ op basis van forward-prijzen is voor deze monitoring uitgevoerd met vernieuwde informatie. De conclusie is dat de kans op conservering is van operationeel vermogen gemiddeld genomen gelijk is gebleven ten opzichte van de monitor van 2018. Voor de komende jaren kan een stijgende CO₂-prijs in een bewegende markt echter een ander beeld geven.

Figuur 3-9 laat zien dat de kans dat gasgestookt vermogen wordt geconserveerd in 2019 weinig is veranderd ten opzichte van 2018. De categorie “hoog risico mottenballen, SV” heeft betrekking op eenheden die zonder de te leveren stadsverwarming een moeilijker business case hebben nog te blijven draaien.

Aanvankelijk was er een gestage stijging te zien van de elektriciteitsprijzen in 2018, zoals weergegeven in de marktanalyse van TenneT (Annual Market Update 2018¹⁰). De ontwikkeling van de gemiddelde forward-prijzen tot drie jaren vooruit laten een daling



Figuur 3-9. Ontwikkeling risico van de kans op “mottenballen” van gasgestookt vermogen

⁹ Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation -In support of “Monitoring Leveringszekerheid” Report, Resultaten van het onderzoek naar conserveringen deels vertrouwelijk (UMS Group, september 2017)

zien ten opzichte van de settlements van de forwards in dezelfde periode in 2018, op basis van data gepubliceerd door Quandl.com¹¹. Ook zijn in deze periode de gasprijzen gedaald. De grootste ontwikkeling maakt de CO₂-prijs door, die de lijn omhoog doorzet naar een niveau met volatiele prijzen van ruim boven de 24 euro per megaton. Forward prijzen, de gasprijs en de CO₂-prijs zijn belangrijke drivers van de rentabiliteit van gascentrales.

In 2018 hebben de verbeterde marktvooruitzichten er toe geleid dat er 1,3 GW zal worden gedeconserveerd medio 2020, nadat sinds eind 2016 enkele geconserveerde conventionele eenheden ook in operationele status zijn gebracht (1,3 GW). In 2019 is tevens besloten dat een voorziene conservering van een gasgestookte eenheid in 2020 niet doorgaat (0,4 GW). Ook werd aangekondigd, dat een aantal voorgenomen conserveringen na 2020 van oudere gasgestookte eenheden ter grootte van 0,7 GW een aantal jaren later zullen worden geconserveerd.

De uitkomsten van de analyses blijken goed in overeenstemming met de door producenten aangegeven modi van gasgestookte eenheden in de data-uitvraag. De door producenten opgegeven data in het kader van leveringszekerheid blijven leidend voor de uitgangspunten van de monitoring.

Zon-PV en windvermogen

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op de uitgangspunten en de doorrekening van het Ontwerp van het Klimaatakkoord¹² 2019.

Zon-PV

Het opgesteld zon-PV vermogen is volgens het CBS in 2018 verder gegroeid tot 4,3 GW. Aangenomen wordt dat ook in de komende jaren de groei van zon-PV zal aanhouden, gezien de verleende subsidieaanvragen en de vele plannen voor

investerings in zonnepanelen in weiden en op daken. Uitgangspunt is dat zon-PV uitkomt op 6,9 GW in 2020, 11,9 GW in 2025 en doorgroeit naar 25 GW in 2030 conform het Ontwerp van het Klimaatakkoord.

Windvermogen op land

In 2019 is volgens het CBS het windvermogen in Nederland licht toegenomen tot 3,4 GW (voorlopige waarde). In de monitoring werd gerekend met 3,7 GW, omdat de CBS-publicatie na het rekenmoment lag. Verder wordt in de monitoring leveringszekerheid uitgegaan van de doorrekening van het Ontwerp van het Klimaatakkoord door het PBL, wat neerkomt op 4,5 GW in 2020, 6,0 GW in 2025 en 7,8 GW in 2030.

Windvermogen op zee

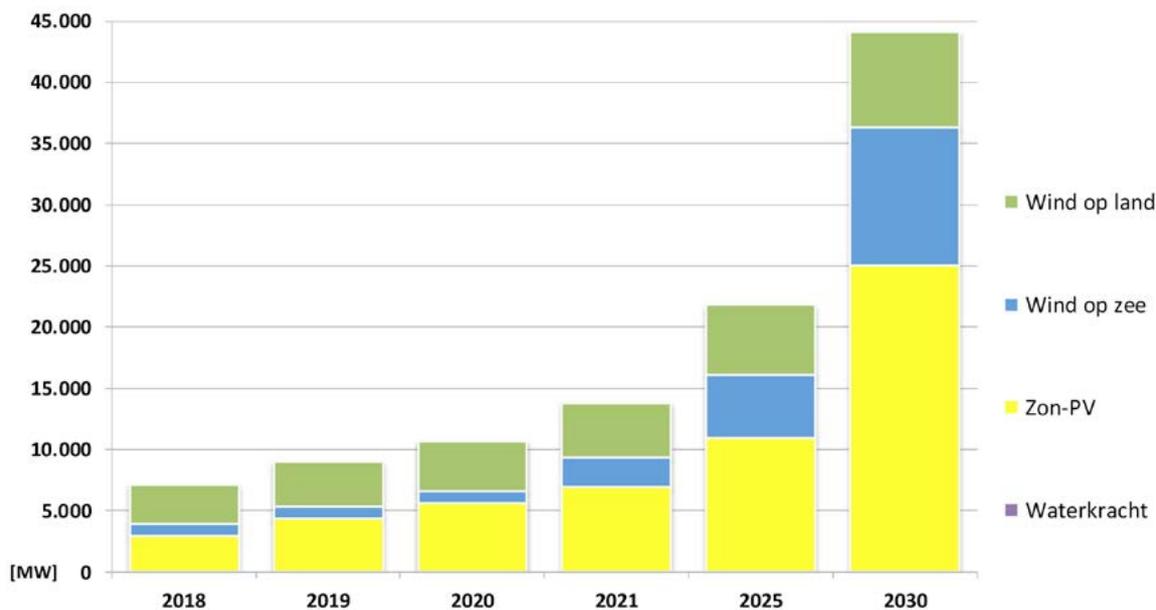
De meest recente toevoeging van wind op zee was in 2016. Toen werden twee windparken met een totaal vermogen van 0,6 GW ten noorden van de Waddeneilanden in bedrijf genomen. Het totaal offshore windvermogen komt hiermee op 1,0 GW. Identiek aan de Structuurvisie Wind op land heeft de Nederlandse overheid met de Rijksstructuurvisie Wind op Zee het ruimtelijk kader vastgesteld voor verdere realisatie van offshore windparken. Basis voor deze monitoring vormen de planning en het voorgenomen tenderschema windenergie op zee zoals in de Kamerbrief van het Ministerie van EZK is gestuurd naar de Tweede Kamer ter uitvoering van het Klimaatakkoord. Voor deze doelstelling heeft de overheid een aantal locaties in de Noordzee aangewezen voor de ontwikkeling van nieuwe windparken. Realisatie van de windgebieden Borssele (1,4 GW plus extra verruiming 0,7 GW), Hollandse Kust en IJmuiden Ver (3,5 GW resp. 4,0 GW) en ten noorden van de Waddeneilanden (0,7 GW) leidt dan tot 5,9 GW in 2025 en 11,3 GW in 2030.

In figuur 3-10 wordt de ontwikkeling van het opgesteld vermogen van zon-PV, waterkracht en

¹⁰ Annual Market Update 2018 - Electricity market insights (TenneT, maart 2019) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/Annual_Market_Update_2018_-_Final.pdf

¹¹ Sources: <https://www.quandl.com/data/ICE-Intercontinental-Exchange-Futures-Data?keyword=Dutch%20Power%20Peak%20DPA>, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures>

¹² Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: elektriciteit (PBL, april 2019) https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-elektriciteit_3685.pdf



Figuur 3-10. Ontwikkeling van het opgesteld vermogen van waterkracht, zon-PV en windvermogen

windvermogen weergegeven. Dit zijn de uitgangspunten voor deze monitoring vanaf 2018 tot en met 2030, waarbij de projectie in 2030 wordt beschouwd als operationeel aan het eind van 2030 daar waar alle andere gegevens zijn gebaseerd op de situatie per 1 januari van een kalenderjaar.

Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen

Tabel 3-2 geeft een overzicht van de ontwikkeling van het opgestelde vermogen, waarbij de waarden bij het vermelde jaar geldig zijn per 1 januari. In deze monitoring is gekozen voor een zekere conservatieve benadering ten aanzien van het beschikbaar komen van vermogen binnen een bepaald kalenderjaar, om zo rekening te houden met de grote mate van onzekerheid van de beschikbaarheid van dit vermogen.

De inbedrijfname van nieuw productievermogen in de loop van een toekomstig kalenderjaar wordt door TenneT in het eerstvolgende jaar meegenomen in de monitor. Vermogen waarvan producenten aangeven dat het buiten bedrijf wordt genomen, wordt niet meer meegenomen in de berekeningen in het gehele kalenderjaar waarin het vermogen is stilgelegd.

Het binnenlandse aanbod is in tabel 3-2 onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel

vermogen. Met niet-operationeel vermogen wordt vermogen bedoeld dat is geconserveerd. Het operationeel vermogen is nader uitgesplitst naar de som van het zon-PV-, 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/water en totaal. Daarbij is de categorie thermisch verder uitgesplitst in nieuw, geconserveerd en geamoveerd vermogen. Een positief getal in de categorie “mothball” geeft aan dat er in betreffend tijdvlak meer vermogen is gedeconserveerd dan er is geconserveerd.

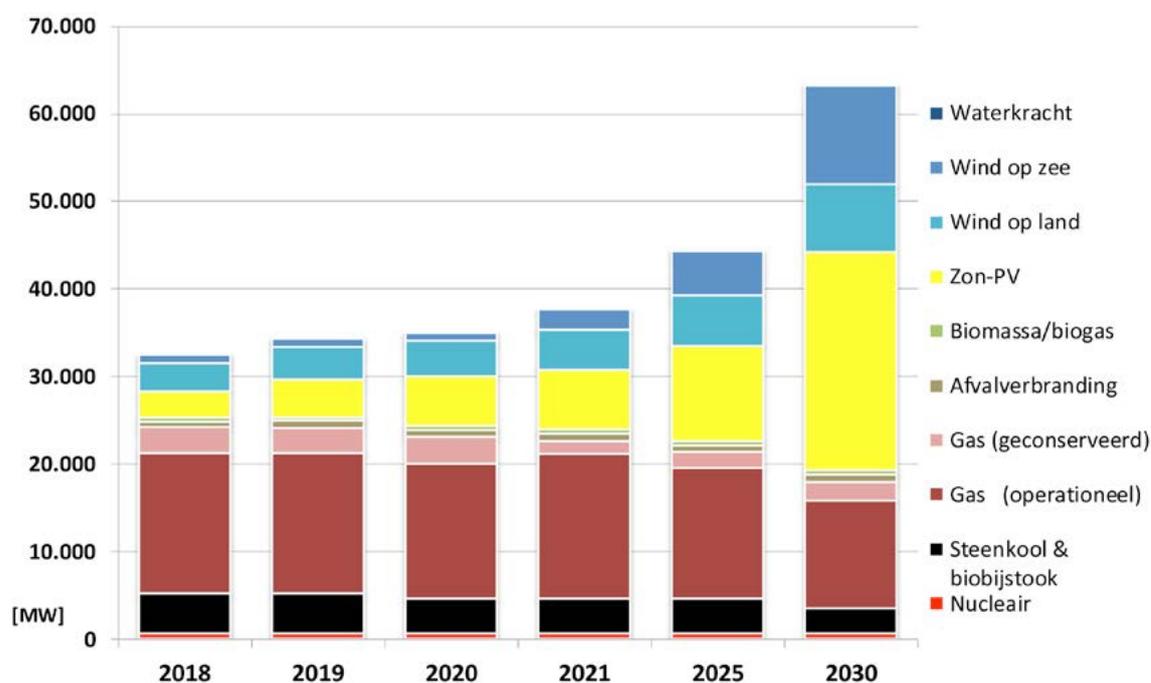
Ten opzichte van de vorige monitoring rapportage (2018) is het thermisch operationeel vermogen op de middellange termijn (2020 en 2025) niet verder verminderd. Het niet-operationeel vermogen neemt na 2020 niet meer toe, evenals in de vorige monitoring, maar in 2030 wordt in het basisscenario rekening gehouden met sluiting van oudere gascentrales en de sluiting van een kolencentrale (1,1 GW).

Tabel 3-2

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/water	thermisch proces		thermisch proces (nuclear, fossiel, waste)				zon-PV/ wind/water	totaal
					nieuw	mothball	amovering	saldo	saldo	saldi
	GW	GW	GW		GW	GW	GW	GW	GW	GW
2017	30,0	6,4	23,6	3,6	0,2	0,6	-0,6	0,1	1,5	1,6
2018	29,6	7,1	22,4	2,9	0,0	0,7	-1,9	-1,2	0,7	-0,5
2019	31,5	9,0	22,5	2,8	0,2	0,1	-0,2	0,1	1,8	1,9
2020	31,9	10,7	21,2	3,1	0,1	-0,3	-1,1	-1,3	1,7	0,5
2021	36,2	13,8	22,4	1,5	0,0	1,6	-0,5	1,1	3,1	4,3
2023	39,5	17,8	21,7	1,8	0,0	-0,3	-0,5	-0,7	4,0	3,3
2025	42,6	21,8	20,8	1,8	0,0	0,0	-0,9	-0,9	4,0	3,1
2026	43,7	23,8	19,9	1,7	0,0	0,1	-1,0	-0,9	2,0	1,1
2030	61,1	44,1	17,0	3,2	0,0	-1,5	-1,3	-2,8	20,3	17,5

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 2.



Figuur 3-11 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (MW) in de periode 2018 tot 2030

3.3.3 Ontwikkelingen import en exportcapaciteit

De beschikbare interconnectiecapaciteit is afhankelijk van specifieke omstandigheden van het moment waaronder de weersomstandigheden en netveiligheidsaspecten. Onderstaande dient in dat licht te worden gezien.

Interconnectie met België

In de monitoring is rekening gehouden met een transportcapaciteit tussen België en Nederland van 1,7 GW. Met de inpassing van een vierde dwars-regeltransformator in België en aanvullend aan Nederlandse zijde station Rilland wordt een aanvullende verruiming van de interconnectiecapaciteit met België voorzien voor importen in 2021 ter grootte van 0,7 GW. Idem voor exporten per 2022. Volgens de huidige plannen zal na 2025 de import-/exportcapaciteit met België worden vergroot tot in totaal 3,4 GW.

Interconnectie met Duitsland

Door de realisatie van de verbinding Doetinchem-Wesel in 2018 met een capaciteit van 1,5 GW bedraagt vanaf zichtjaar 2019 de import-/exportcapaciteit van Nederland en Duitsland 3,95 GW. De capaciteit van de Nederlands-Duitse interconnector Meeden-Diele wordt 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. Door interne verzwaringen van het Nederlandse 380 kV net zal de AC-import-/exportcapaciteit met Duitsland verder toenemen met 150 MW in 2021 en 600 MW rond 2023. Hierdoor is de import-/exportcapaciteit tussen Nederland en Duitsland in zichtjaar 2025 uitgebreid naar 5,0 GW.

Uitbreiding overzeese interconnectie

TenneT en de Deense netbeheerder Energinet.dk hebben eind 2019 de DC-interconnector tussen beide landen in bedrijf genomen. Deze *Cobra Cable* heeft een capaciteit van 0,7 GW en 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. Er wordt in de analyse met

deze kabel van 0,7 GW gerekend vanaf zichtjaar 2020.

Tezamen met de andere DC-interconnectoren NorNed-kabel (0,7 GW vanaf 2008) en de BritNed-kabel (1,0 GW vanaf 2011) bedraagt in zichtjaar 2022 de totale bruto landgrens-overschrijdende transportcapaciteit voor import en export 9,2 GW, voor 2025 9,8 GW en voor 2026 zelfs 10,8 GW.

In tabel 3-3 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 productieoverschot uit windcapaciteit.

3.4 Scenario's en prognoses

Naast het basisscenario met de prognose op basis van de data-uitvraag zijn een aantal andere prognoses beschouwd met alternatieve aannames ten aanzien van relevante parameters die onzeker zijn en tegelijkertijd een grote invloed hebben op de uitkomsten.

De zichtperiode is middellange en lange termijn (tot aan 2030), waarbij de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse in het zichtjaar 2030 slechts indicatief zijn.

Daarnaast is er ook een tweede scenario genaamd 'Fundament voor systeem integratie' doorgerekend met het Regionale analysemodel.

Belangrijk uitgangspunt in alle geanalyseerde scenario's is dat op voorhand alle door de producenten opgegeven geconserveerde en te conserveren installaties in het productiepark buiten de dataset zijn gelaten voor de berekeningen ten behoeve van de analyse naar de leveringszekerheid.

Basisscenario met de prognoses

- **Het Basisscenario** is gebaseerd op de uitgangspunten zoals beschreven in hoofdstuk 3.3:

Tabel 3-3

Beschikbare import/export capaciteit							
Verbinding	België	Duitsland	Noorwegen	Groot-Brittannië	Denemarken	Totaal nominaal 1)	Totaal na reducties 2)
	AC	AC	DC	DC	DC		
Jaar	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
2018	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5
2019	1,7	4,0	0,7	1,0	0,0	7,4	6,8
2020	1,7	4,3	0,7	1,0	0,7	8,4	7,8
2021	1,7	4,3	0,7	1,0	0,7	8,4	7,8
2023	2,4	4,4	0,7	1,0	0,7	9,2	8,6
2025	2,4	5,0	0,7	1,0	0,7	9,8	9,1
2026	3,4	5,0	0,7	1,0	0,7	10,8	10,0
2030	3,4	5,0	0,7	1,0	0,7	10,8	10,0
2034	4,4	5,0	0,7	1,0	0,7	11,8	11,0

1) zonder reducties

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

“Uitgangspunten voor de leveringszekerheid-sanalyse”. In het basisscenario worden de niet-beschikbaarheden van productiemiddelen gebruikt zoals deze door de producenten in het kader van deze monitoring zijn opgegeven voor alle tijdvakken. Het Basisscenario is voor wat betreft de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen gebaseerd op het Klimaatakkoord. De ontwikkeling van het thermisch productie-vermogen is gebaseerd op de uitvraag aan producenten. Daarbij is er vanaf 2030 sprake van circa 2.9 GW operationele kolencentrales die dan biomassa verstoffen.

- **Basisscenario prognose 1** betreft een gewijzigde aanname ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen. Omdat de opgegeven niet-beschikbaarheden van het basisscenario na 2018 lager zijn ingeschat dan de historisch gerealiseerde waarden, is geanalyseerd wat de gevoeligheid deze van parameter is op de uitkomsten. Hiervoor is een slechtere beschikbaarheid, ofwel een hogere niet-beschikbaarheid, van de productiemiddelen op de lange termijn verondersteld dan in het basisscenario.

- **Basisscenario prognose 2** is gebaseerd op het Klimaatakkoord en is één van de beoogde scenario's in het IP2020 (Investeringsplan van TenneT, publicatiedatum 1 juli 2020). Prognose 2 is gelijk aan prognose 1, behalve dat vanaf 2030 in prognose 2 de kolencentrales (2.9 GW) niet meer operationeel zijn. N.B. In deze centrales wordt er dus ook geen alternatieve brandstof, zoals biomassa, verstoekt.
- **Basisscenario prognose 3** is gebaseerd op de uitgangspunten in prognose 2, behalve dat er in prognose 3 nog 2 GW aan kolencentrales operationeel zijn in 2030, die dan biomassa verstoffen.
- **Basisscenario prognose 4** is gebaseerd op prognose 2, zij het dat in prognose 4 tevens een reductie van het operationeel gasgestookt vermogen wordt verondersteld grootte van 1,6 GW van 2020 tot 2030 en 0,8 GW vanaf 2030.
- **Basisscenario prognose 5** is gebaseerd op prognose 2, zij het dat in prognose 5 tevens een verminderde beschikbaarheid van operationeel

nucleair productievermogen in de omliggende landen wordt verondersteld. Deze aannames zijn in overeenstemming met de laatste PLEF-studie. Deze prognose wordt enkel op regionale basis geanalyseerd.

Scenario 'Fundament voor Systeem Integratie'

- **Het scenario 'Fundament voor Systeem Integratie' (FSI)** beschouwt een toekomst waarin zowel vraag als aanbod een vlucht neemt en systeemintegratie een eerste vorm krijgt. Dit is ook één van de beoogde scenario's in het IP2020. Hierin neemt de vraag toe doordat er een grote toename is van full-electric warmtepompen tot ca. 1,2 miljoen en circa 0,6 miljoen hybride warmtepompen en 2 miljoen elektrische auto's. Verder neemt de vraag toe doordat er voor 4,8 GW aan power to heat staat opgesteld en 3,5 GW aan power to gas. Van de power to heat

en power to gas is respectievelijk 3,8 en 3,5 GW flexibel. Dit wil zeggen dat de vraag er alleen is wanneer de prijs voldoende laag is. In geval van schaarste situaties blijft er dan 1 GW aan *power to heat* over.

Qua duurzaam aanbod groeit wind op zee in dit scenario door tot 14,6 GW, wind op land tot 8,1 GW en zon-PV tot 34,3 GW. Het thermische vermogen is gelijk aan het Basisscenario prognose 1 behalve dat er 1,4 GW aan gascentrales overgaan van stoken op aardgas naar het stoken op waterstofgas; en dat er 1,4 GW aan kolencentrales blijft draaien op 100% biomassa. Het scenario gaat ook uit van meer flexibiliteit. Er is hierbij van uitgegaan dat de 'elektrische voertuigen 'slim' laden en dat er een totaal van 6 GW aan batterijen opgesteld staat met een capaciteit van 14 GWh. Deze prognose wordt alleen op regionale basis geanalyseerd.

4 Resultaten analyse leveringszekerheid



In dit hoofdstuk worden de uitkomsten van de leveringszekerheidsanalyses gepresenteerd op basis van zowel het nationale en het regionale model per scenario als in Hoofdstuk 3 beschreven.

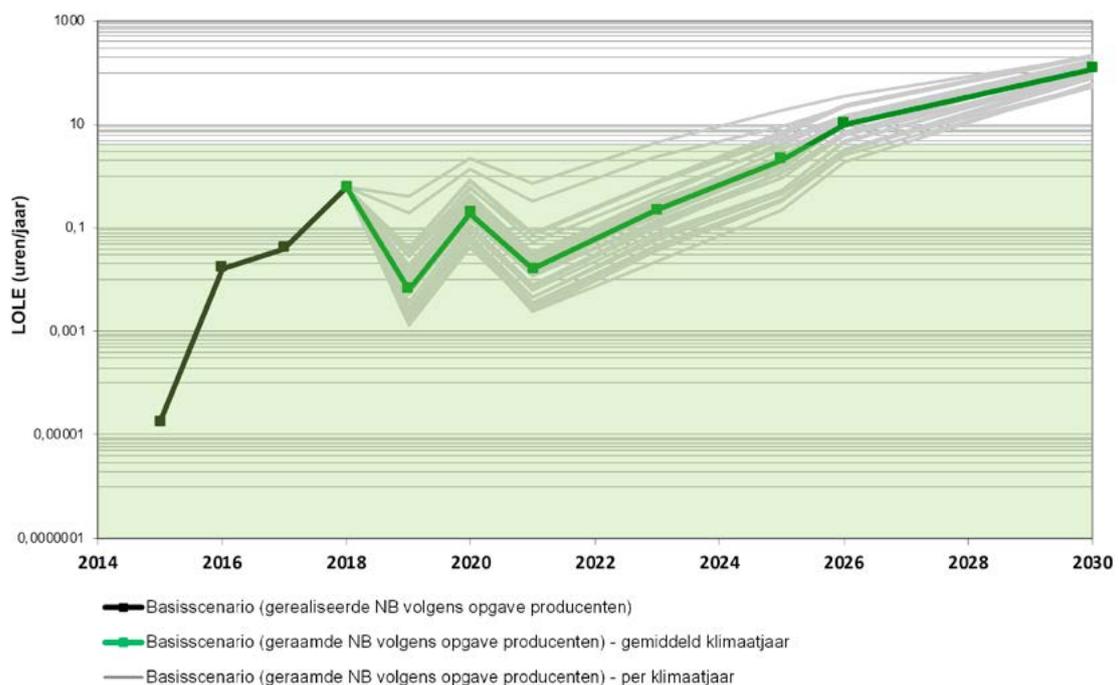
4.1 Analyseresultaten nationale model

Het nationale model is gebaseerd op de aanname dat Nederland geen interconnecties gebruikt. Per scenario wordt de berekende LOLE-waarde in uren per jaar gepresenteerd. Daaruit kan worden opgemaakt of er sprake is van een vermogenstekort (als de LOLE-waarde de gehanteerde norm van 4 uur per jaar overschrijdt) of een overschot (de LOLE-waarde is kleiner dan de gehanteerde norm). Daarnaast worden er per scenario capaciteitswaarden gepresenteerd die de mate van het tekort of het overschot 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 overschot geven de waarden aan hoeveel capaciteit er maximaal uit het systeem kan worden verwijderd (of verkocht naar omliggende systemen), zodat nog precies aan de norm van 4 uren per jaar wordt voldaan.

De overschotten en tekorten worden als zogenaamde *firm* capaciteitswaarden gepresenteerd. Een *firm* waarde representeert een overschot 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 eenheids grootte van de beschouwde productiemiddelen. Zo geldt bijvoorbeeld dat er voor grootschalig thermisch productievermogen, afhankelijk van het type, circa 1,15 à 1,30 MW equivalente productiecapaciteit nodig is per 1,00 MW *firm* capaciteit.

4.1.1 Resultaten Basisscenario

Het Basisscenario is voornamelijk gebaseerd op de door producenten opgegeven gerealiseerde en geprognosticeerde niet-beschikbaarheid (NB) van productiemiddelen. In figuur 4-1 zijn de resultaten



Figuur 4-1. Hoofresultaat Basisscenario monitoring 2018-2030

Tabel 4-1

Hoofresultaten Basisscenario monitoring, realisatie 2015-2018 en prognose 2019-2030 met niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen volgens de opgave van producenten

Jaar	elektriciteitsvraag TWh	niet-operationeel vermogen GW	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. opgaven h	firm vermogens-tekort GW
			totaal GW	zon-PV/ wind/hydro GW	thermisch (beh. waste) GW	overige (o.a. waste) GW		
2015	114,6	4,4	28,8	4,0	23,8	1,1	0,00	-3,9
2016	115,9	4,1	28,4	4,9	22,4	1,1	0,02	-1,8
2017	117,0	3,6	30,0	6,4	22,4	1,1	0,04	-1,7
2018	118,1	2,9	29,6	7,1	21,3	1,2	0,60	-0,8
2019	118,2	2,8	31,5	9,0	21,3	1,3	0,01	-2,2
2020	118,4	3,1	31,9	10,7	20,0	1,3	0,19	-1,2
2021	118,5	1,5	36,2	13,8	21,1	1,3	0,02	-2,0
2023	118,8	1,8	39,5	17,8	20,4	1,3	0,22	-1,2
2025	119,1	1,8	42,6	21,8	19,5	1,3	2,05	-0,3
2026	119,3	1,7	43,7	23,8	18,6	1,3	10,02	0,5
2030	119,9	3,2	61,1	44,1	15,8	1,3	119,24	3,0

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen

van het basisscenario van de monitoring 2018-2030 weergegeven. In de figuur is het voldoen aan de gehanteerde 4-uursnorm met een groen vlak aangegeven. De groene lijn representeert de gemiddelde berekende LOLE-waarden. De grijze lijnen representeren de variatie over de 35 gehanteerde klimaatjaren. Het zwarte deel van de lijn representeert de berekende gerealiseerde waarden voor de periode 2015-2018. De groene lijn vertegenwoordigt de LOLE na 2018 als uitkomst van de markt simulaties op basis van de geprognosticeerde data.

Uit figuur 4-1 kan worden opgemaakt dat er gedurende de beschouwde periode tot en met 2025 geen sprake is van een situatie van vermogenstekorten: het binnenlandse vermogen is toereikend om aan de gehanteerde LOLE-norm van 4 uren per jaar te voldoen. Daarna wordt de norm overschreden in 2026 (10 LOLE-uren) oplopend naar 119 LOLE-uren in 2030. Door een gestage stijging van het elektriciteits-

verbruik en de vermindering van het operationeel thermische vermogen neemt de LOLE toe.

Tabel 4-1 geeft in aanvulling op de in figuur 4-1 gepresenteerde berekeningsuitkomsten nadere informatie over de ontwikkeling van de binnenlandse vraag en aanbod in dit basisscenario. Het binnenlandse aanbod is daarbij onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Het operationele vermogen is nader uitgesplitst naar thermisch vermogen (met uitzondering van waste¹³), zon-PV-, waterkracht- en windvermogen en overig vermogen (hoofdzakelijk waste).

Uit Tabel 4-1 blijkt dat de LOLE oploopt van 0,01 uren in 2019 tot 2,5 uren in 2025. Het bijbehorende firm vermogenoverschot (firm negatief vermogenstekort) slinkt in deze periode van 2,2 GW naar 0,3 GW. Dit komt voornamelijk doordat het thermisch operationeel vermogen afneemt en de elektriciteits-

¹³ waste: dit is een internationale categorie van opgesteld vermogen voor het opwekken van elektriciteit met als brandstof het afval en de kleinschalige biomassa.

vraag gematigd stijgt. De enorme toename van opwekvermogen uit met name zon-PV- en windvermogen heeft - zolang opslag onvoldoende mogelijk is - bij het bepalen van de leveringszekerheid een geringe bijdrage door het intermitterend karakter en beperkt aantal zonuren. Vanaf 2026 is er sprake van een situatie met een firm vermogenstekort ter grootte van 0,5 GW vanwege de LOLE van 10 uur in dat jaar. In 2030 daalt het thermisch vermogen verder en nemen de capaciteiten van zon-PV en wind verder toe bij een hogere elektriciteitsvraag. De LOLE in 2030 is 119 uren met een firm vermogenstekort van 3,0 GW. Deze uitkomsten zijn berekend met het nationale model zonder import en export. In paragraaf 4.2 staan de uitkomsten van het regionale model waarbij import en export wel zijn meegenomen. De LOLE is daar 0.

4.1.2 Resultaten Basisscenario en prognose 1 (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)

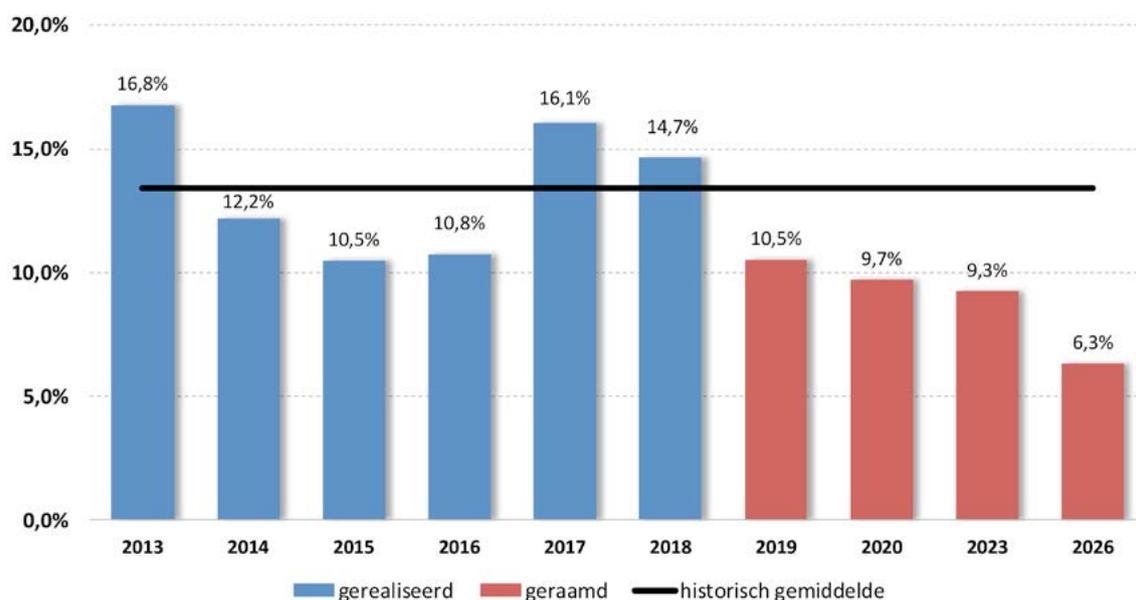
Een belangrijk uitgangspunt voor de berekeningen vormen de aannames die worden gedaan ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen als gevolg van storingen, onderhoud en revisies. Deze hebben een grote invloed op de uitkomsten; immers een hogere niet-beschikbaarheid heeft tot gevolg dat minder

vermogen beschikbaar is om te voorzien in de vraag. TenneT vraagt elektriciteitsproducenten om niet-beschikbaarheidscijfers van de afzonderlijke productiemiddelen ter beschikking te stellen. De in het verleden gerealiseerde en de door producenten geprognosticeerde niet-beschikbaarheid in uren per jaar zijn verwerkt in figuur 4-2.

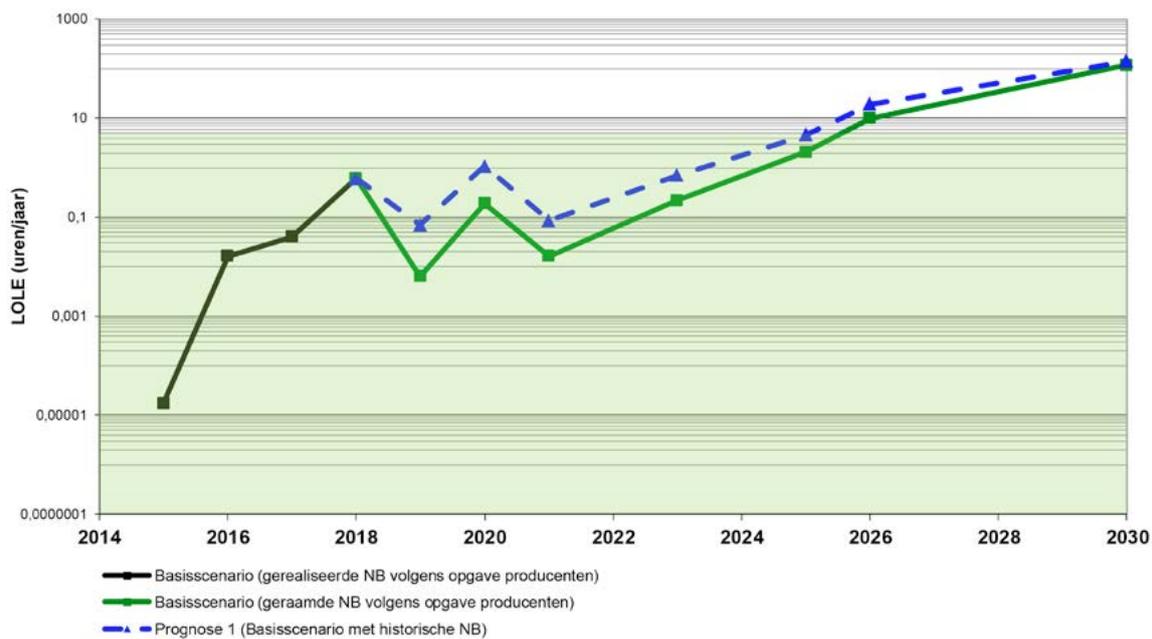
De zwarte lijn geeft het langjarig historische gemiddelde van de niet-beschikbaarheid van productievermogen weer (13,4%). Het valt op dat de ramingen van de producenten een relatief lage gemiddelde niet-beschikbaarheid kennen. De ramingen van niet-beschikbaarheid van productievermogen in 2013, 2017 en 2018 zijn hoger dan het historische gemiddelde.

Prognose 1 is bepaald op basis van historische gemiddelde niet-beschikbaarheidscijfers voor alle zichtjaren; dit geldt ook voor de andere prognoses.

In aanvulling op de eerder gepresenteerde hoofdresultaten in de basisvariant zijn in figuur 4-3 met de blauwe stippellijn de LOLE-resultaten weergegeven van Basisscenario prognose 1, de variant met beschikbaarheden op basis van historische gerealiseerde waarden. Deze LOLE-resultaten zijn vanaf 2018 vanzelfsprekend ongunstiger omdat rekening wordt gehouden met een minder gunstige raming van de niet-beschik-



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



Figuur 4-3. Resultaten Basisscenario prognose 1 (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)

Tabel 4-2

Resultaten monitoring, realisatie 2014-2017 en prognose 2018-2025 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis historische statistieken (gevoeligheidsvariant A)								
Jaar	elektriciteitsvraag TWh	niet-operationeel vermogen GW	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. opgaven h	firm vermogens-tekort GW
			totaal GW	zon-PV/ wind/hydro GW	thermisch (beh. waste) GW	overige (o.a. waste) GW		
2015	114,6	4,4	28,8	4,0	23,8	1,1	0,00	-3,9
2016	115,9	4,1	28,4	4,9	22,4	1,1	0,02	-1,8
2017	117,0	3,6	30,0	6,4	22,4	1,1	0,04	-1,7
2018	118,1	2,9	29,6	7,1	21,3	1,2	0,60	-0,8
2019	118,2	2,8	31,5	9,0	21,3	1,3	0,07	-1,5
2020	118,4	3,1	31,9	10,7	20,0	1,3	1,07	-0,6
2021	118,5	1,5	36,2	13,8	21,1	1,3	0,09	-1,6
2023	118,8	1,8	39,5	17,8	20,4	1,3	0,70	-0,8
2025	119,1	1,8	42,6	21,8	19,5	1,3	4,58	0,1
2026	119,3	1,7	43,7	23,8	18,6	1,3	18,99	1,0
2030	119,9	3,2	61,1	44,1	15,8	1,3	142,07	3,3

baarheid van vermogen ten opzichte van die volgens producenten (*groene curve*).

Tabel 4-2 toont de resultaten van prognose 1, waarin een minder groot overschot optreedt als gevolg van de variabele met een hogere niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen. De LOLE in zichtjaar 2023 is met 0,7 uren binnen de 4-uursnorm per jaar gebleven. Er is sprake van een negatief *firm* vermogenstekort ofwel een vermogensoverschot van 0,8 GW, tegenover een *firm* vermogenoverschot van 1,2 GW in de basisvariant. Door een verdere afname van het thermisch vermogen in zichtjaar 2026 ten opzichte van 2019 ontstaat er in prognose 1 een LOLE van 18,99 uren per jaar. Het *firm* vermogenstekort is dan 1,0 GW geworden.

4.1.3 Resultaten prognose 2 tot en met 4

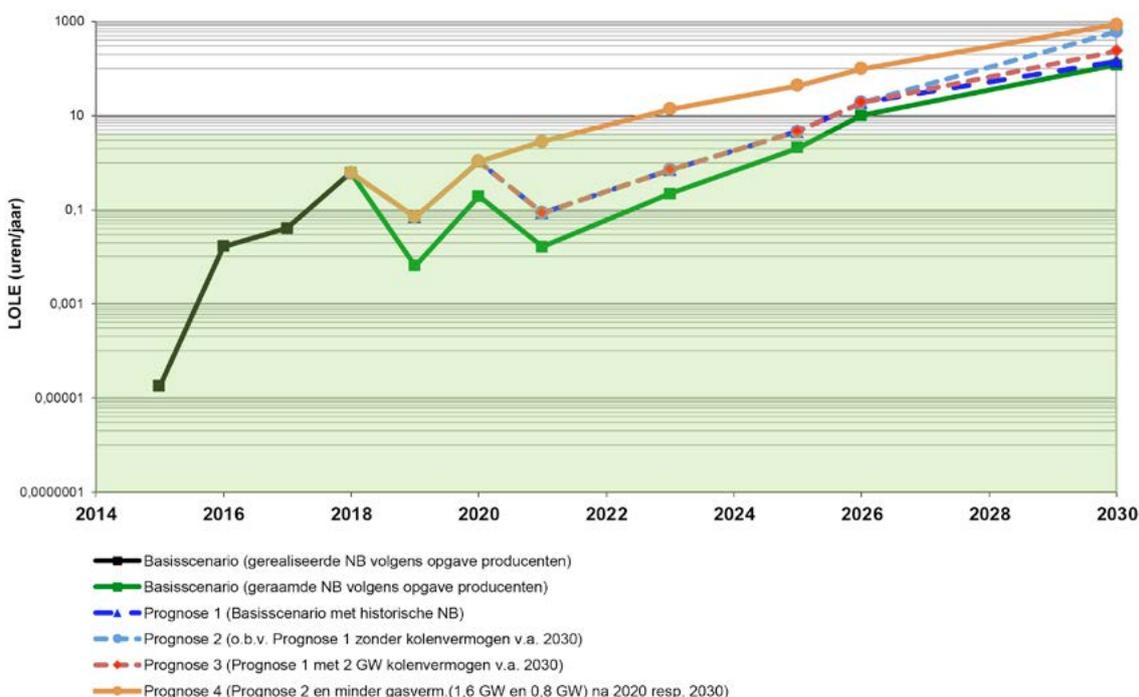
Prognose 2 tot en met 4 zijn gebaseerd op prognose 1 met de historisch gemiddelde niet-beschikbaarheid van productievermogen.

- *Prognose 2*: in 2030 zijn de kolencentrales niet operationeel;

- *Prognose 3*: in 2030 is er 2GW aan operationele kolencentrales die dan biomassa verstoffen;
- *Prognose 4*: vanaf 2020 tot 2030 is 1,6 GW gasgestookt vermogen niet operationeel; in 2030 is 0,8 GW gasgestookte vermogen niet operationeel en in 2030 zijn de kolencentrales niet operationeel.

In Figuur 4-4 worden de resultaten van de LOLE van het Basisscenario en de Prognoses weergegeven. In de prognoses 2 en 3 wordt de overschrijding van de 4 uren LOLE norm in 2025 duidelijk in Figuur 4-4. Prognose 4 laat vanaf 2023 een overschrijding van deze norm zien. Tabel 4-3 toont de ontstane vermogenstekorten.

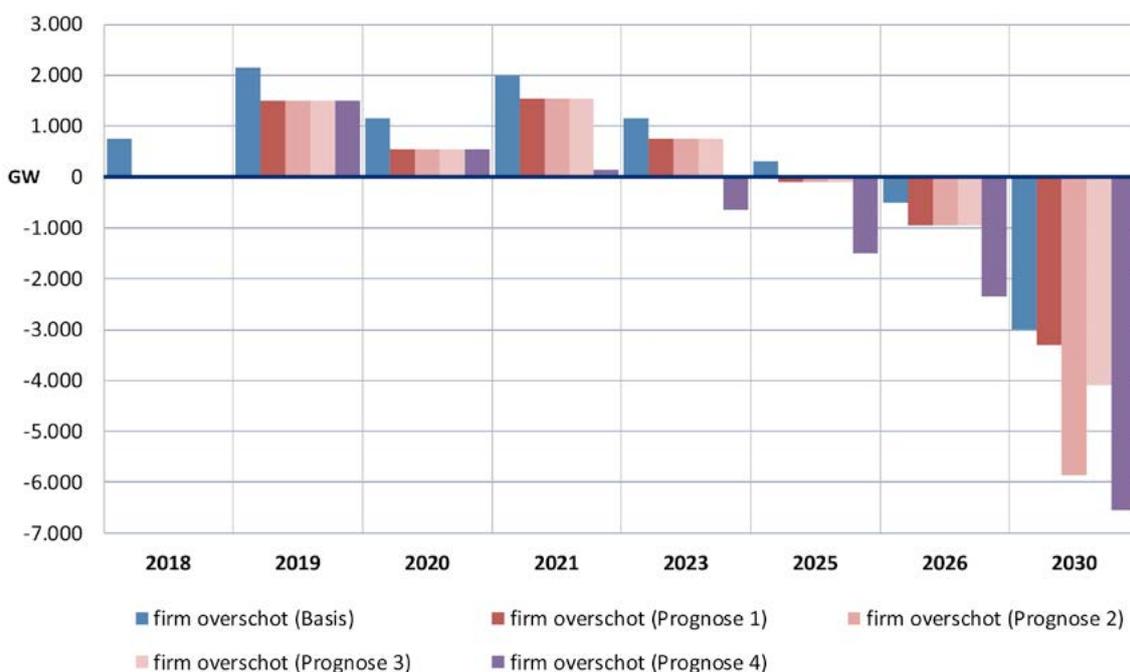
Figuur 4-5 geeft de resultaten van het Basisscenario en de prognoses 1 tot en met 4 grafisch weer in de vorm van *firm* vermogensoverschotten tot en met het zichtjaar 2030. In deze grafiek worden de berekende overschotten of tekorten afgezet tegen een deel van het potentieel vermogen dat voor deconservering in aanmerking komt, zoals door producenten werd gerapporteerd.



Figuur 4-4. Resultaten Basisscenario en de Prognoses

Tabel 4-3

Resultaten Basisscenario Prognose 2 tot en met 4						
Jaar	Prognose 2		Prognose 4		Prognose 4	
	LOLE NB o.b.v. opgaven	firm vermogens-tekort	LOLE NB o.b.v. opgaven	firm vermogens-tekort	LOLE NB o.b.v. opgaven	firm vermogens-tekort
	h	GW	h	GW	h	GW
2015	0,00	-3,9	0,00	-3,9	0,00	-3,9
2016	0,02	-1,8	0,02	-1,8	0,02	-1,8
2017	0,04	-1,7	0,04	-1,7	0,04	-1,7
2018	0,60	-0,8	0,60	-0,8	0,60	-0,8
2019	0,07	-1,5	0,07	-1,5	0,07	-1,5
2020	1,07	-0,6	1,07	-0,6	1,07	-0,6
2021	0,09	-1,6	0,09	-1,6	2,78	-0,2
2023	0,70	-0,8	0,70	-0,8	13,56	0,7
2025	4,58	0,1	4,58	0,1	43,42	1,5
2026	18,99	1,0	18,99	1,0	99,70	2,4
2030	605,58	5,9	235,47	4,1	856,30	6,6



Figuur 4-5. Firm vermogenoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm voor het Basisscenario en de Prognoses 1 tot en met 4

In het Basisscenario is een vermogenstekort te zien in 2026, waarbij de LOLE boven de 4 uren is gekomen. De resultaten van de doorrekening van de prognoses 1 tot en met 3 geven aan dat tot en met 2023 zich er geen problemen voordoen zonder gebruik van importcapaciteit, waar prognose 4 een vermogenstekort heeft van 0,7 GW bij een LOLE van 13,7 uren.

De scenario's die voor 2030 zijn doorgerekend leveren veel LOLE op (meer dan 235 uren) met grote vermogenstekorten. De analyse met het Regionale model zal het nut van de interconnectie capaciteiten aantonen, zie paragraaf 4.2.

4.1.4 Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten met de beschikbare import- en exportcapaciteit

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

In Tabel 4-4 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 productieoverschot uit windcapaciteit.

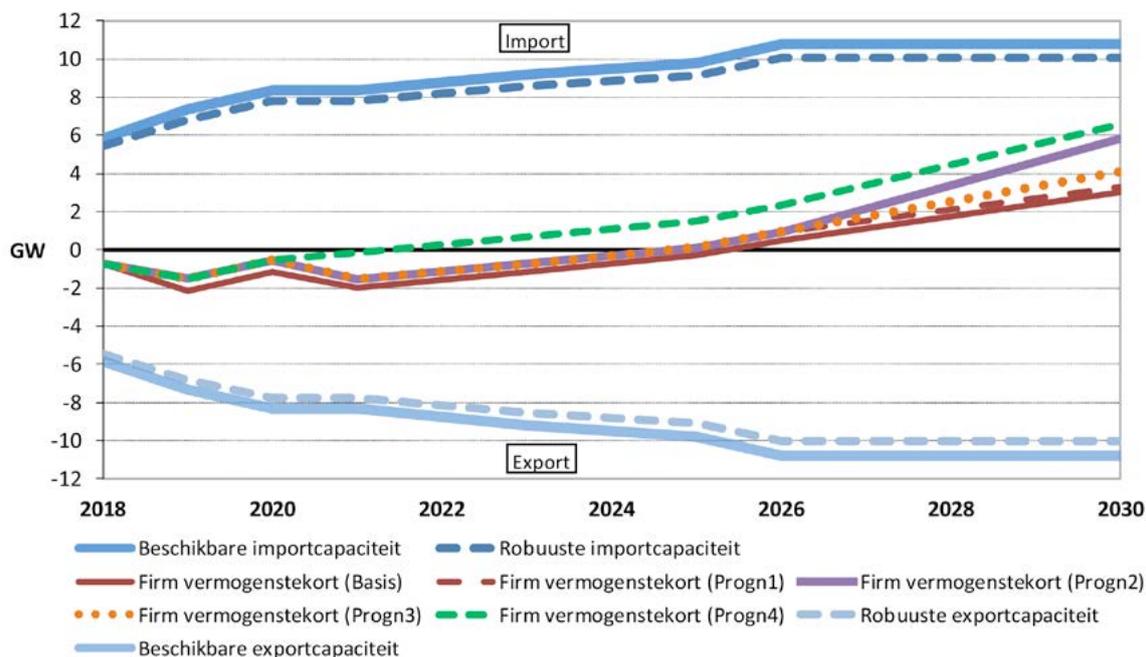
In zowel Tabel 4-4 als in Figuur 4-6 worden de beschikbare import- en exportcapaciteiten na reducties vergeleken met de optredende *firm* vermogenstekorten/-overschotten in de doorgerekend basisscenario en de prognoses 1 tot en met 4. Het beslag op de import/export capaciteit wordt berekend door het *firm* vermogenoverschot/tekort te delen door de interconnectiecapaciteit na reducties. Dit geeft de mate waarin bij overschot/tekort de interconnectiecapaciteit toereikend is voor import of export weer.

Tabel 4-4

Beschikbare import/export capaciteit en maximaal beslag daarop in de berekeningsvarianten												
Verbinding	België	Duitsland	Noorwegen	Gr.-Britt.	Denemarken	Totaal nominaal 1)	Totaal na reducties 2)	maximaal beslag op import/export capaciteit (%)				
	AC	AC	DC	DC	DC	GW	GW	basis	Progn. 1	Progn. 2	Progn. 3	Progn. 4
Jaar	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW					
2018	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5	-14 %	-14 %	-14 %	-14 %	-14 %
2019	1,7	4,0	0,7	1,0	0,0	7,4	6,8	-31 %	-22 %	-22 %	-22 %	-22 %
2020	1,7	4,3	0,7	1,0	0,7	8,4	7,8	-15 %	-7 %	-7 %	-7 %	-7 %
2021	1,7	4,3	0,7	1,0	0,7	8,4	7,8	-26 %	-20 %	-20 %	-20 %	-2 %
2023	2,4	4,4	0,7	1,0	0,7	9,2	8,6	-13 %	-9 %	-9 %	-9 %	8 %
2025	2,4	5,0	0,7	1,0	0,7	9,8	9,1	-3 %	1 %	1 %	1 %	16 %
2026	3,4	5,0	0,7	1,0	0,7	10,8	10,0	5 %	9 %	58 %	9 %	23 %
2030	3,4	5,0	0,7	1,0	0,7	10,8	10,0	30 %	33 %	33 %	41 %	65 %

1) zonder reducties

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



Figuur 4-6. Vergelijking vermogenoverschot/-tekort van het Basisscenario en de Prognoses 1 tot en met 4 met de beschikbare import- en exportcapaciteit

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

In Figuur 4-6 zijn de maximale capaciteiten voor importen en exporten weergegeven met blauwe lijnen. De gestippelde blauwe lijnen geven wat de maximale capaciteiten zijn, indien er rekening wordt gehouden met reducties ten gevolge van storingen, revisies en loop flows vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit (robuuste import-/exportcapaciteit). Het Nederlands vermogenoverschot hoeft niet per definitie voor exportdoeleinden te worden aangewend. Uiteindelijk bepaalt de markt de mate waarin het beschikbare potentieel via de beschikbare internationale transportcapaciteit daadwerkelijk zal worden gebruikt voor export. Evenzo is het aan de markt om te bepalen of de binnenlandse vermogenstekorten aanleiding vormen om importcapaciteiten te gebruiken, dan wel opgesteld vermogen te deconserveren of de elektriciteitsvraag te reduceren.

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.

4.1.5 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 4-5 geeft een overzicht van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden.

4.1.6 Vooruitzicht 2034

In de EU-Richtlijn 2005/89/EG is voorgeschreven dat de zichtperiode van de nationale monitoring rapportages zich uitstrekt tot 15 jaren (2034). In het kader van deze monitoring zijn analyses uitgevoerd

Tabel 4-5

Reservefactoren 2018-2030								
Jaar	niet-operationeel vermogen GW	operationeel vermogen		beschikbare import-capaciteit GW	piekvraag GW	reservefactor		
		totaal GW	w.v. zon-PV, wind, hydro GW			1)	2)	3)
2018	2,9	29,6	7,1	5,5	19,1	1,55	1,25	1,53
2019	2,8	31,5	9,0	6,8	19,1	1,65	1,27	1,63
2020	3,1	31,9	10,7	7,8	19,2	1,67	1,22	1,63
2021	1,5	36,2	13,8	7,8	19,2	1,89	1,31	1,72
2023	1,8	39,5	17,8	8,6	19,3	2,04	1,30	1,75
2025	1,8	42,6	21,8	9,1	19,4	2,20	1,30	1,77
2026	1,7	43,7	23,8	10,0	19,7	2,22	1,25	1,76
2030	3,2	61,1	44,1	10,0	19,8	3,09	1,31	1,82

voor een zichtperiode tot 2030. Omdat we geen trendbreuken verwachten tussen 2030 en 2034 zijn de gepresenteerde resultaten betreffende de ontwikkeling van de langere termijn leveringszekerheid in 2030 ook representatief voor 2034. In deze rapportage is daarom geen aparte analyse voor 2034 uitgevoerd.

4.2 Regionale leveringszekerheidsanalyse

In dit hoofdstuk worden de resultaten van de analyses met het regionale model gepresenteerd, waarin het Nederlandse elektriciteitssysteem samen met de omringende systemen wordt beschouwd.

Waar in het nationale model alleen de vraag en het aanbod binnen Nederland worden beschouwd, zijn het regionale model 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 leveringszekerheid in de regio en landen binnen de regio. De regionale analyse geeft het beste weer hoe de elektriciteitsmarkt daadwerkelijk functioneert. Aan de invoerzijde van het model is een grote kwaliteitsverbetering gerealiseerd door gebruik

te maken van een zogenaamde Pan European Climate Database. Hiermee is het mogelijk om gecorreleerde chronologische tijdsreeksen te maken van weersafhankelijke parameters, zoals de elektriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen (wind, zon-PV) in de verschillende landen van Europa op basis van het weer over de periode 1982-2015. Ook wordt rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydrocentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar) en het betreffende land. De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het markt simulatietool PowrSym4. Een uitgebreidere beschrijving van het regionale model is opgenomen in hoofdstuk 3.2.3.

4.2.1 Onderzochte varianten met het regionale model

In het regionale model worden de ontwikkelingen van het Nederlandse systeem gecombineerd met de meest actuele modellen betreffende de ontwikkeling van het Europese elektriciteitssysteem. Dit zijn momenteel de modellen die de Europese TSO's hebben gebouwd voor ENTSO-E ten behoeve van de 'Midterm Adequacy Forecast 2019' (MAF2019) voor jaren 2021 en 2025 en het 'Ten Year Network Development Plan 2020' (TYNDP 2020) voor het jaar 2030. In de voorgaande editie van de monitoring

werd naast de Base Case een zogenaamde Low Carbon gevoeligheidsvariant geanalyseerd, waarin een versneld beleid ter vermindering van CO₂-emissies in de Europese lidstaten wordt verondersteld. In deze variant was sprake van een aanzienlijke afname van geïnstalleerd conventioneel thermisch productievermogen, vooral door uitbedrijfsname van (bruin)kolencentrales. Omdat een versnelde uitfasering van kolen in Duitsland al is voorzien in het basisscenario (gebaseerd op de meest actuele MAF2019 modellen voor het buitenland) is in deze monitoring geen extra gevoeligheid met nog minder kolen beschouwd.

Het regionale analysemodel is gebruikt voor drie zichtjaren: één voor de korte termijn (2021), één voor de middellange termijn (2025) en één voor de lange termijn (2030). Onderstaand worden resultaten van verschillende varianten in de drie zichtjaren gepresenteerd. Eerst worden de resultaten van de hoofdresultaten gepresenteerd waarbij de uitkomsten in termen van Loss Of Load Expectation (LOLE) worden vergeleken met de uitkomsten van de Nationale analyse (hoofdstuk 4.1), waarin Nederland geïsoleerd werd beschouwd. Deze vergelijking geeft inzicht in de mate waarin de leveringszekerheid wordt vergroot door bijstand vanuit de omringende systemen. Vervolgens wordt,

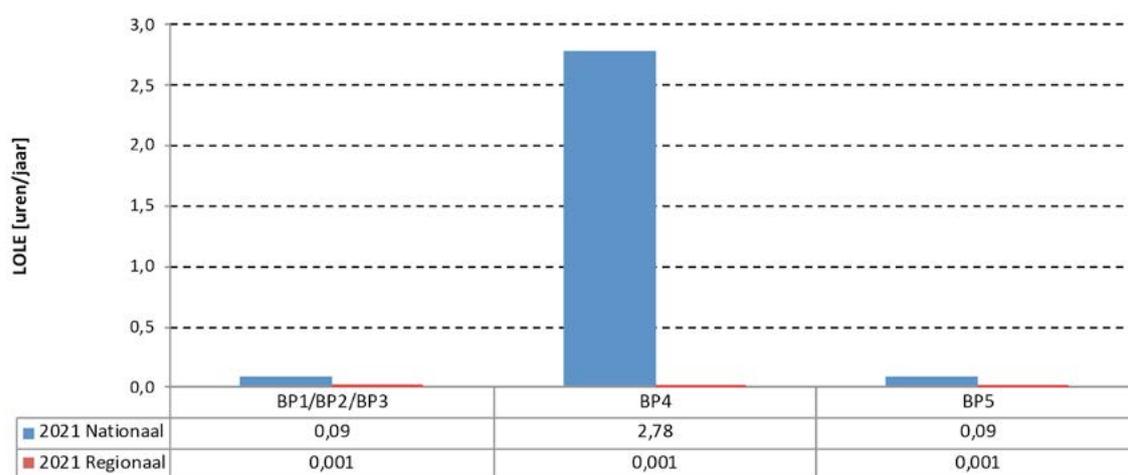
ter illustratie, voor één van de geanalyseerde varianten ingezoomd op de uren waarop sprake is van ENS. Daarbij zal worden ingegaan op variabiliteit van de tekorten, de grootte van de tekorten per uur en de mate van ondersteuning vanuit de omringende systemen ten tijde van de tekorten.

4.2.2 Hoofddresultaten van het regionale model voor zichtjaren 2021, 2025 en 2030

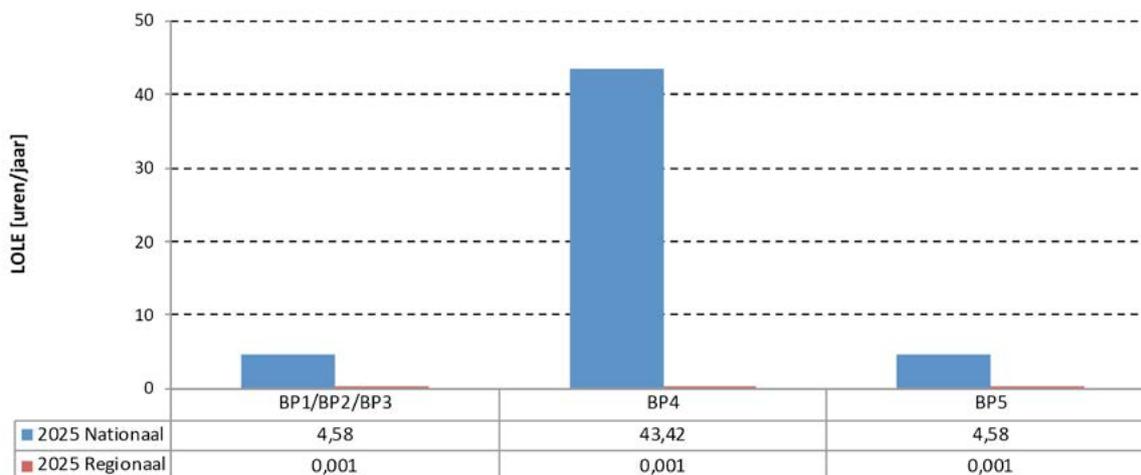
Vergelijking LOLE in nationale en regionale analyses in zichtjaren 2021 en 2025

In de figuren 4-7 en 4-8 zijn de uitkomsten van de regionale analyse in termen van LOLE voor berekeningsjaren 2021 en 2025 weergegeven en vergeleken met de resultaten van het nationale model met de (denkbeeldige) situatie waarin Nederland niet is gekoppeld met de ons omringende landen. De weergegeven LOLE-resultaten representeren verwachtingswaarden op basis van het klimaat in de periode 1982-2016, waarbij aan alle jaren een gelijk gewicht is toegekend.

Uit de analyses met het regionale analysemodel blijkt dat in alle beschouwde varianten, zowel in 2021 als in 2025, de LOLE die zou optreden als Nederland geïsoleerd wordt beschouwd in het gekoppelde Europese systeem 0 is.



Figuur 4-7. Vergelijking LOLE in Nederland op basis van berekeningen met nationaal en regionaal model, Basisscenario, prognoses 1 t/m 5, zichtjaar 2020



Figuur 4-8. Vergelijking LOLE in Nederland op basis van berekeningen met nationaal en regionaal model, Basisscenario, prognoses 1 t/m 5, zichtjaar 2025

In zichtjaar 2021 is er in geen van de varianten sprake van importafhankelijkheid.

In 2025 is er vooral in prognose 4, waarin een reductie van het operationeel gasgestookt vermogen wordt verondersteld met 1.6 GW, sprake van importafhankelijkheid met een LOLE niveau van 43 uur. Door ondersteuning vanuit de omringende systemen is de LOLE 0.

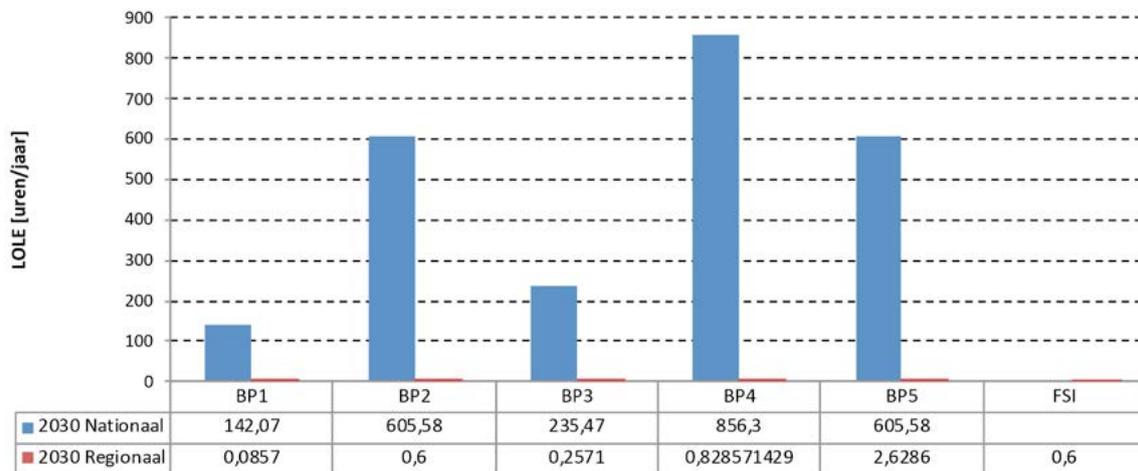
Ten opzichte van de monitoring 2018 is er sprake van een verbetering van de LOLE niveaus in het Regionale model. Dit wordt met name veroorzaakt door veranderingen in vraag/aanbod veronderstellingen die zijn gebruikt in het meest recente Europese model (MAF2019). Ook is in dit model sprake van een verdere verbetering van de modellering van Europese hydro centrales, waardoor een grotere flexibiliteit mogelijk is gebleken dan oorspronkelijk werd verondersteld.

Vergelijking LOLE in nationale en regionale analyses in zichtjaar 2030

Figuur 4-9 laat een vergelijking zien van de LOLE niveaus voor de analysevarianten in 2030 in nationale en regionale analyses.

In 2030 is er in alle varianten sprake van een hoge importafhankelijkheid. Deze is het grootst in prognose 4, waarin ten opzichte van de prognose 1 alle koleneenheden (2.9 GW) uit bedrijf zijn en daarboven ook nog 0.8 GW gasvermogen is stilgelegd. Met een LOLE niveau van 856 uur bedraagt de importafhankelijkheid circa 6.6 GW (zie ook tabel 4.5). Ook in dit scenario blijft dankzij importen de LOLE onder het criterium van 4 uren per jaar, op een niveau van 0.8 uur. De ondersteuning is mogelijk dankzij de goede inter-connectie met 5 verschillende landen waarover het Nederlandse systeem beschikt.

In de regionale analyse treedt het hoogste LOLE niveau voor Nederland op in prognose 5 waarin een verminderde beschikbaarheid van nucleair vermogen in het buitenland gedurende de winterperiode is verondersteld. Hoewel de Nederlandse importafhankelijkheid in deze prognose lager is dan in prognose 4, treden hier toch de hoogste LOLE waarden op. Dit toont de risico's die kunnen optreden door importafhankelijkheid, waarbij gebeurtenissen in het buitenland grote impact kunnen hebben op de Nederlandse leveringszekerheid.



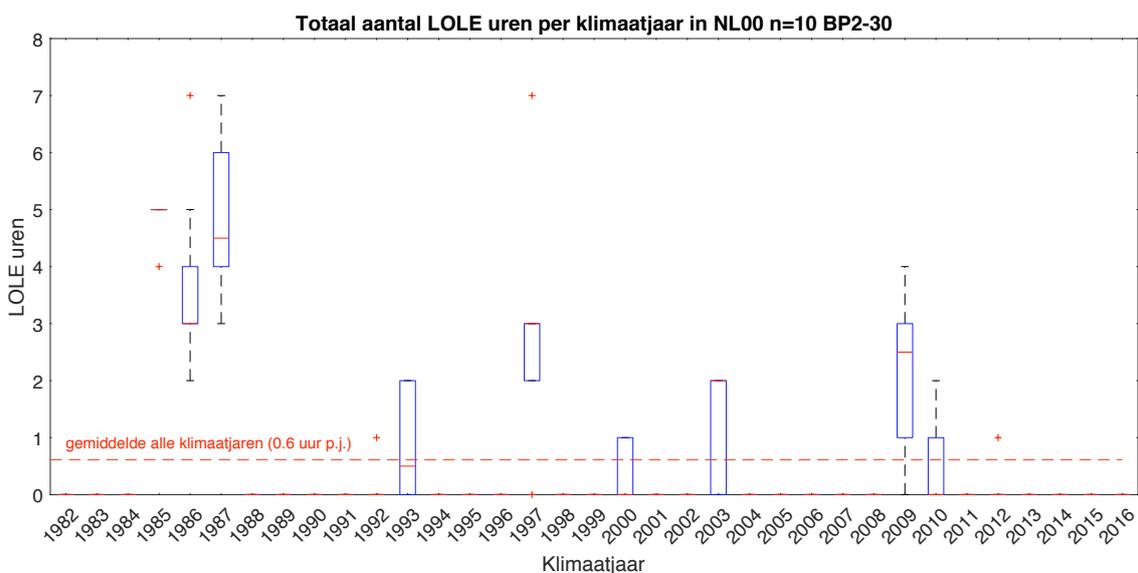
Figuur 4-9. Vergelijking LOLE in Nederland op basis van berekeningen met nationaal en regionaal model, Basisscenario, prognoses 1 t/m 5, en FSI scenario, zichtjaar 2030

4.2.3 Variabiliteit van de tekorten in Nederland

De bovenbeschreven hoofdresultaten geven een overzicht van de verwachtingswaarden van de LOLE in Nederland in de verschillende onderzochte varianten. Deze verwachtingswaarden geven per onderzochte variant met één getal het gemiddelde

LOLE niveau weer van honderden onderliggende systeemssimulaties. De uitkomsten van de verschillende simulaties kunnen echter een grote spreiding hebben. Figuur 4-10 illustreert dit voor het Basisscenario, prognose 2.

Hoewel de gemiddelde LOLE zich met een waarde van 0.6 uur onder het vastgestelde criterium van



Figuur 4-10. Spreiding van LOLE in Nederland per klimaatjaar in het Basisscenario, prognose 2, zichtjaar 2030 (Regionaal model)

4 uur per jaar bevindt, varieert de LOLE in de individuele simulaties tussen 0 en 7 uur. In 11 van de 35 klimaatjaren is er sprake van tekorten. In de overige 24 klimaatjaren is de LOLE 0 uur. Deze verschillen worden veroorzaakt door de wisselende weercondities (wind/zon/temperatuur/neerslag) in de beschouwde klimaatjaren in Nederland en de ons omringende landen. In de 11 klimaatjaren met tekorten is er per klimaatjaar sprake van een zekere LOLE spreiding. Dit wordt veroorzaakt door de verschillende uitvalscenario's voor productie en transportmiddelen die per klimaatjaar zijn beschouwd. Het maximale LOLE niveau bedraagt 7 uur. Dit treedt op in klimaatjaar 1987.

4.2.4 Nadere analyse van uren met tekorten in Nederland

In dit hoofdstuk wordt op twee verschillende manieren nader ingezoomd op die uren waarin in het Nederlandse systeem tekorten optreden in de regionale analyse nadat uitwisseling met buitenland heeft plaatsgevonden. Dit is enerzijds bedoeld om een beeld te geven van de grootte van de optredende tekorten per uur en anderzijds om een inschatting te maken van de mate van ondersteuning die kan worden ontvangen vanuit de omringende systemen

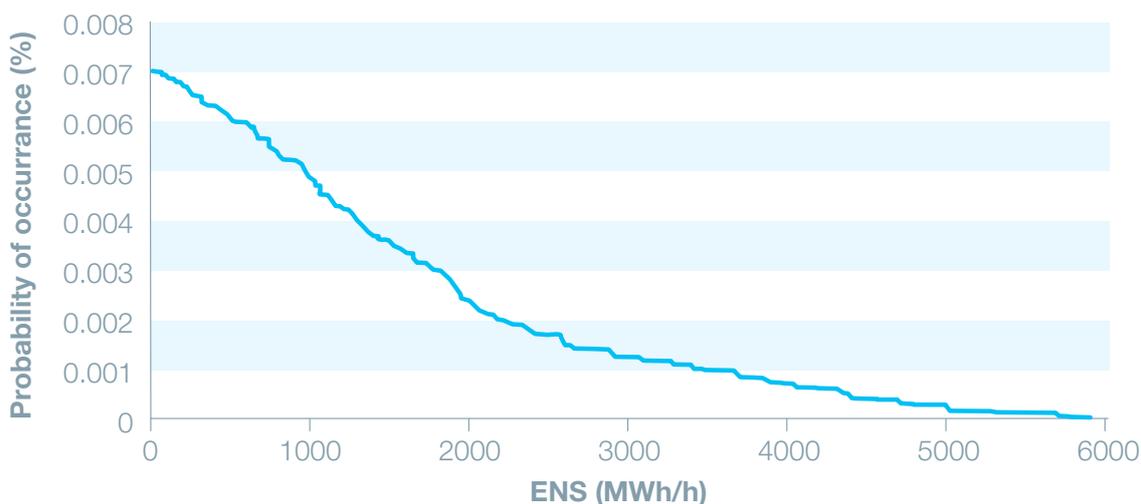
ten tijde van de tekorten. E.e.a. wordt geïllustreerd aan de hand van de optredende tekorten in het Basisscenario, prognose 2.

Grootte van tekorten

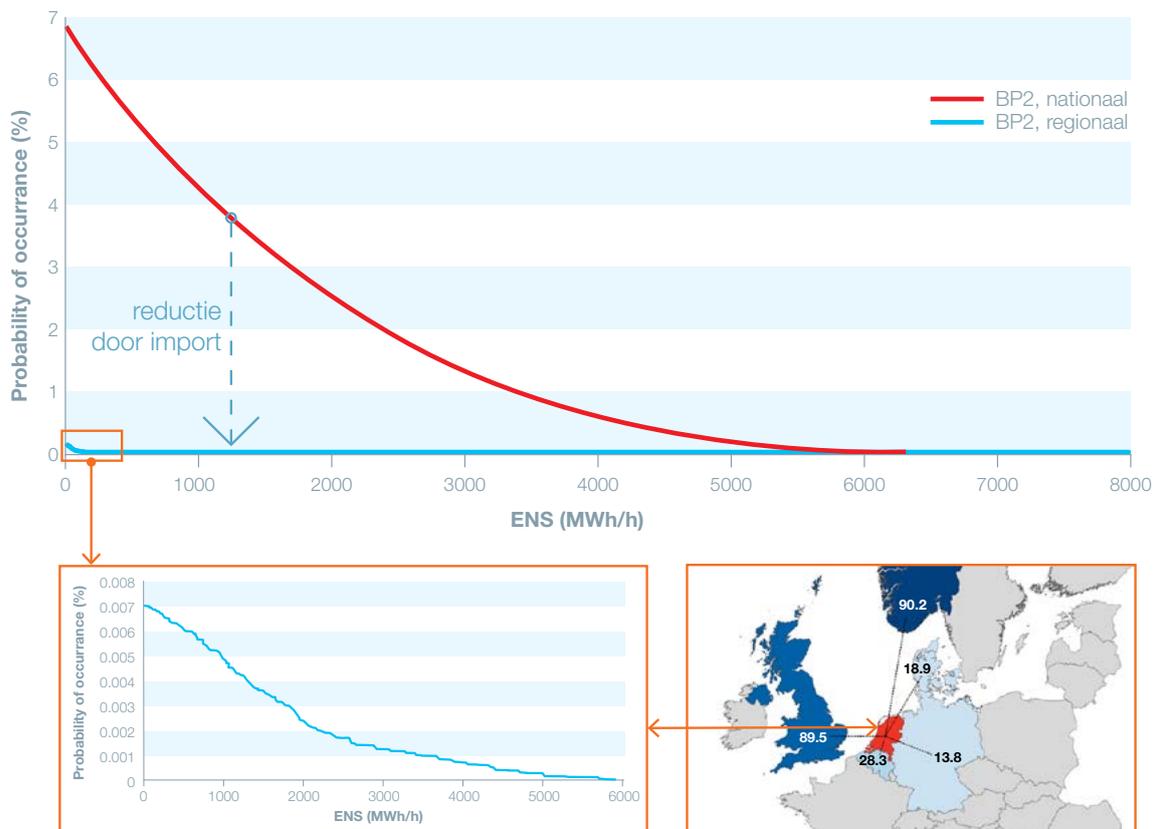
Figuur 4-11 geeft voor het Basisscenario, prognose 2 aan wat de kans van voorkomen is om een bepaalde hoeveelheid energievraag niet te kunnen voorzien gedurende één uur (ENS/uur). De figuur geeft aan dat de uurlijkse tekorten zich bevinden in de range 0-6000 MWh/h. De kans op ENS bedraagt circa 0.007% per jaar (snijpunt met verticale as). Dit komt overeen met circa 0.6 uren per jaar (LOLE = 0.6 uur). Het maximale tekort in deze prognose bedraagt bijna 6000 MWh/h (snijpunt met de horizontale as). De kans op een tekort groter dan 2000 MWh/h bedraagt circa 0.002% per jaar (=0.2 uur per jaar).

Ondersteuning vanuit het buitenland tijdens tekorten in Nederland

Hoofdstuk 4.2.2 liet zien dat de grote tekorten die optreden voor zichtjaar 2030 als Nederland geïsoleerd wordt beschouwd bijna geheel kunnen worden opgevangen door ondersteuning vanuit omliggende systemen via de interconnectie. Dit



Figuur 4-11. Gesorteerde kansverdeling uurlijkse ENS in het Basisscenario, prognose 2, zichtjaar 2030 (Regionaal model)



Figuur 4-12. Gesorteerde kansverdeling uurlijkse ENS in het Basisscenario, prognose 2, zichtjaar 2030, nationaal model en regionaal model (uitvergroot)

wordt nogmaals geïllustreerd door Figuur 4-12, waarin in de bovenste grafiek de kans op ENS voor het Basisscenario, prognose 2 voor zowel de geïsoleerde (nationale) als de gekoppelde (regionale) variant zijn weergegeven. De grafiek linksonder toont een uitvergroting van de ENS-kans voor de gekoppelde (regionale) variant.

Dankzij ondersteuning vanuit het buitenland via de interconnectie wordt de kans op ENS in Nederland verkleind van circa 6.9% naar 0.007%. In termen van LOLE betekent dit dat de interconnectie zorgt voor een afname van 606 uur LOLE naar 0.6 uur LOLE.

Om 'gevoel' te krijgen voor de oorzaak van de resterende schaarste (gedurende 0.007 % van de tijd) is rechtsonder in Figuur 4-12 ingezoomd op de benutting van de grensoverschrijdende verbindingen tijdens de uren met ENS in Nederland. In de figuur is procentueel aangegeven wat tijdens die uren de mate is waarin import vanuit een ander direct met

Nederland verbonden land een bijdrage levert aan het Nederlandse schaarste probleem. De mate van ondersteuning vanuit een land is weergegeven als percentage van de maximale beschikbare importcapaciteit.

Uit de resultaten blijkt dat ten tijde van schaarste in Nederland de verbindingen vanuit Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk een hoge benuttingsgraad hebben van rond de 90%. De verbindingen vanuit Duitsland, België en Denemarken hebben relatief lage benuttingsgraden van respectievelijk 14%, 28% en 19%. Dit betekent dat transporten vanuit de laatstgenoemde landen naar Nederland ten tijde van schaarste in Nederland maar beperkt plaatsvinden, omdat grotere transporten ook zouden leiden tot tekorten in deze landen zelf.

Er is dus tijdens deze uren vaak sprake van gelijktijdige schaarste in Nederland samen met Duitsland, België en Denemarken. Verdere versterking van de verbindingen naar die landen zal

daarom de tekorten in Nederland nauwelijks verminderen. Een versterking van de verbindingen naar Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk zou de tekorten in Nederland wel kunnen verminderen.

4.2.5 Hoofdconclusie regionale analyse

Op basis van de regionale analyse kan worden geconcludeerd dat het gekoppelde systeem zowel op de korte alsook op de middellange termijn in Nederland in voldoende mate voor leveringszekerheid kan zorgen. Op de middellange tot lange

termijn (2025-2030) is in de beschouwde scenario's sprake van een hoge importafhankelijkheid van het Nederlandse systeem. In combinatie met de vraag/aanbodverwachtingen in Europa volgens het meest recente ENTSO-E 2030 National Trends scenario leidt dit tot voldoende leveringszekerheid in Nederland. Echter, de grote importafhankelijkheid vormt tegelijkertijd een risico voor de Nederlandse leveringszekerheid wanneer het geïnstalleerd conventioneel thermisch productievermogen elders in Europa sterker afneemt dan nu wordt verwacht.

Bijlagen



Bijlage 1 Ontwikkeling binnenlands elektriciteitsverbruik

In onderstaande tabel (B-1) wordt de vernieuwde elektriciteitsbalans van het CBS weergegeven. Hierin wordt meer informatie over de elektriciteitsproductie en de in- en uitvoer van elektriciteit gegeven, op basis waarvan het binnenlandse elektriciteitsverbruik wordt bepaald¹⁴.

Tabel B-1. Elektriciteitsbalans, aanbod en verbruik in GWh

Bron: CBS [27-09-2019]

Onderwerp	2015	2016	2017*	2018*
Bruto productie	110388	115213	117260	113534
<u>Eigen verbruik bij elektr. productie</u>	4487	4181	3795	3416
<u>Netto productie Netto productie, totaal</u>	105902	111032	113465	110118
Netto productie Kernenergie	3862	3750	3278	3396
Netto productie Brandstoffen Brandstoffen, totaal	91907	96122	95895	92270
<i>Netto productie Brandstoffen Kolen</i>	40150	37659	32616	28807
<i>Netto productie Brandstoffen Olieproducten</i>	1297	1241	1154	1266
<i>Netto productie Brandstoffen Aardgas</i>	44762	51491	56755	56450
<i>Netto productie Brandstoffen Biomassa</i>	4302	4248	3926	4018
<i>Netto productie Brandstoffen Ov. (niet-hernieuwb.)</i>	1396	1484	1443	1729
Netto productie Waterkracht	93	100	61	72
Netto productie Windenergie Windenergie, totaal	7550	8170	10569	10549
Netto productie Windenergie Windenergie op land	6420	5901	6869	6919
Netto productie Windenergie Windenergie op zee	1130	2269	3700	3630
Netto productie Zonnestroom	1109	1602	2204	3201
Netto productie Overige bronnen	1382	1288	1459	630
<u>Invoer Invoer, totaal</u>	30760	24258	22458	26755
Invoer België	1023	3029	2170	1776
Invoer Denemarken	0	0	0	0
Invoer Duitsland	23961	16892	15116	20914
Invoer Verenigd Koninkrijk	8	140	191	188
Invoer Noorwegen	5768	4197	4981	3877
<u>Uitvoer Uitvoer, totaal</u>	22012	19343	18952	18785
Uitvoer België	13428	9965	10251	10784
Uitvoer Denemarken	0	0	0	0
Uitvoer Duitsland	339	1337	1362	735
Uitvoer Verenigd Koninkrijk	8233	7761	7224	6932
Uitvoer Noorwegen	12	281	114	334
Distributieverliezen	5264	5434	5414	5414
Netto verbruik (CBS berekening)	109386	110513	111557	112674

*) voorlopige cijfers

Verbruik t.b.v. Monitoring Leveringszekerheid (TenneT)	114650	115947	116971	118088
[Netto verbruik + Distributieverliezen]				

¹⁴ CBS data: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/84575NED/table?ts=1572525243721>

Volgens het CBS zijn de cijfers tot en met 2016 definitief en de data van 2017 en 2018 kennen een voorlopig karakter.

TenneT hanteert voor de binnenlandse elektriciteitsvraag in de monitoring de CBS-gegevens als volgt: de som van het netto elektriciteitsverbruik plus de netverliezen ofwel de netto productie plus het saldo van de uitwisselingen (saldo in- en uitvoer). In de voorgaande edities van de monitoring werd de binnenlandse vraag gebaseerd op de toen uitgegeven "oude" Elektriciteitsbalans, waarbij uiteindelijk dezelfde grootte van de elektriciteitsvraag werd gebruikt, alleen berekend via een andere benadering, namelijk: het "Totaal verbruik" minus het verbruik "Bij de productie" (netto verbruik).

Het CBS heeft voorlopig vastgesteld dat het netto elektriciteitsverbruik in 2018 uitkomt op 112,7 TWh. In de monitoring wordt rekening gehouden met het

electriciteitsverbruik inclusief de distributie- of netverliezen (5,4 TWh). Dat kan ook bepaald worden door de de netto productie en het saldo van de in- en uitvoer van elektriciteit te sommeren. Het resulteert in een elektriciteitsverbruik van 118,1 TWh. Dit is volgens het CBS voorlopig vastgesteld. Eerder in 2019 werd door CBS 117,5 TWh gepubliceerd. Het elektriciteitsverbruik in 2017 werd vastgesteld op 117,0 TWh, dat eveneens een bijgestelde waarde is (116,3 TWh) ten opzichte van aanvankelijk gepubliceerd in 2018. In de periode 2015-2018 is het elektriciteitsverbruik gegroeid met 1 TWh per jaar.

In tabel B-2 is de ontwikkeling van de binnenlandse marktomvang inclusief netverliezen weergegeven, waarbij te zien is welke verwachtingen in het verleden werden aangenomen. Ook hier is het totaal verbruik minus het verbruik bij de productie het uitgangspunt voor de berekeningen.

Tabel B-2 Aannames ten aanzien van de marktomvang

Jaar	monitoring 2014-2030		monitoring 2015-2031		monitoring 2016-2032		monitoring 2017-2033		Hoge vraag TWh	monitoring 2018-2034	
	groeiverbruik %	vraag TWh	groeiverbruik %	vraag TWh	groeiverbruik %	Reference vraag TWh	groeiverbruik %	Reference vraag TWh		groeiverbruik %	Reference vraag TWh
2010	2,6%	117,1	2,6%	117,1	2,6%	117,1	2,6%	117,1	117,1	2,6%	117,1
2011	0,9%	118,2	0,9%	118,2	0,9%	118,2	0,9%	118,2	118,2	0,9%	118,2
2012	-1,9%	115,9	-1,9%	115,9	-1,9%	115,9	-1,9%	115,9	115,9	-1,9%	115,9
2013	-0,3%	115,6	-0,3%	115,6	-0,3%	115,6	-0,3%	115,6	115,6	-0,3%	115,6
2014	-2,7%	112,5	-1,4%	114,0	-1,4%	114,0	-1,4%	114,0	114,0	-1,4%	114,0
2015	0,7%	113,3	-0,1%	113,9	-0,1%	113,9	0,5%	114,7	114,7	0,5%	114,6
2016	0,1%	113,4	1,0%	115,0	1,5%	115,6	1,1%	115,9	115,9	1,1%	115,9
2017	0,1%	113,5	-0,4%	114,5	0,0%	115,6	0,3%	116,3	116,3	0,9%	117,0
2018	0,1%	113,7	0,2%	114,7	0,5%	116,2	-0,4%	115,8	116,2	1,0%	118,1
2019	0,2%	113,8	0,2%	115,0	-0,1%	116,1	-0,9%	114,8	116,0	0,1%	118,2
2020	0,2%	114,0	0,2%	115,3	-0,1%	115,9	-0,2%	114,6	115,9	0,1%	118,4
2021	0,4%	114,5	0,1%	115,4	0,1%	116,1	-0,2%	114,4	116,1	0,1%	118,5
2022	0,4%	114,9	0,1%	115,6	0,1%	116,2	-0,2%	114,2	116,3	0,1%	118,7
2023	0,4%	115,4	0,1%	115,8	0,1%	116,4	-0,2%	114,0	116,5	0,1%	118,8
2024	0,4%	115,8	0,0%	115,8	0,1%	116,6	-0,1%	113,9	116,6	0,1%	119,0
2025	0,4%	116,3	0,0%	115,8	0,1%	116,7	-0,1%	113,8	116,7	0,1%	119,1
2026	0,4%	116,7	0,3%	116,1	0,3%	117,1	-0,2%	113,5	117,1	0,1%	119,3
2027	0,4%	117,2	0,3%	116,5	0,3%	117,5	-0,2%	113,3	117,5	0,1%	119,4
2028	0,4%	117,7	0,3%	116,9	0,3%	117,9	-0,2%	113,1	117,9	0,1%	119,6
2029	0,4%	118,1	0,3%	117,2	0,3%	118,3	-0,2%	112,9	118,3	0,1%	119,7
2030	0,4%	118,6	0,3%	117,6	0,3%	118,7	-0,2%	112,7	118,7	0,1%	119,9
2031			0,3%	117,9	0,2%	119,0	-0,1%	112,5	119,0	0,8%	120,8
2032					0,2%	119,3	-0,1%	112,4	119,3	0,8%	121,7
2033							-0,1%	112,3	119,6	0,8%	122,7
2034										0,8%	123,6

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

Bijlage 2

Tabellen achter de grafieken

Tabel B-3: Tabel behorende bij figuur 'Gerealiseerd en geprognosticeerd elektriciteitsverbruik'

Totale vraag (TWh)	2018	2019	2020	2025	2030
Basisscenario	118,1	118,2	118,4	119,1	119,9
Hoog	-	-	-	122,1	125,0
Referentie (Monitoring 2018)	115,8	114,8	114,6	113,8	112,7
Hoog (Monitoring 2018)	116,2	116,0	115,9	116,7	118,7
Piekvraag (GW)	2018	2019	2020	2025	2030
Referentie	19,1	19,1	19,2	19,4	19,8
Hoog	-	-	-	20,0	20,6
Referentie (Monitoring 2018)	18,5	18,4	18,3	18,2	18,1
Hoog (Monitoring 2018)	18,6	18,5	18,5	18,6	18,9

Tabel B-4: Tabel behorende bij de figuren over opgesteld vermogen

Opgesteld vermogen [GW]	2018	2019	2020	2021	2025	2030
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Steenkool & biobijstook	4,6	4,6	4,0	4,0	4,0	2,9
Gas (operationeel)	16,1	16,1	15,5	16,6	15,0	12,3
Gas (geconserveerd)	2,9	2,8	3,1	1,5	1,8	2,1
Afvalverbranding	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Biomassa/biogas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Wind op land	3,2	3,7	4,1	4,5	5,7	7,8
Wind op zee	1,0	1,0	1,0	2,4	5,2	11,3
Waterkracht	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zon-PV	2,9	4,3	5,6	6,9	10,9	25,0
Totaal opgesteld vermogen	32,4	34,3	35,0	37,7	44,4	63,3

De gegevens representeren het kalenderjaar per 1 januari; van zon-PV en wind 2030 per 31 december.

Bijlage 3 Uitgangpunten en resultaten studie naar conservering van vermogen

Ten behoeve van de monitoring heeft TenneT in 2017 een externe analyse laten uitvoeren naar mogelijke opties voor het (de)conserveren van conventioneel productievermogen onder uiteenlopende marktomstandigheden met inachtneming van de kosten voor groot onderhoud voor gasgestookte eenheden. Een onafhankelijke consultant (UMS Group) heeft een analyse naar de relevante kosten en zogenaamde value drivers voor gascentrales groter dan 100 MW uitgevoerd op basis van hun expertise en openbare gegevens. De resultaten werden individueel gevalideerd door de betreffende producenten, op basis waarvan een model werd ontwikkeld voor TenneT om de aanbodzijde in het kader van de leveringszekerheid

in bepaalde scenario's beter in te schatten. Aan de hand van een matrix met de verschillende modi van 'preservation' (status van conservering; zie bijlage 3) kunnen de individuele gasgestookte eenheden worden ingedeeld naar diepte van conservering, herstarttijd, kosten en risico's. Op basis van de ontwikkeling van de marktprijzen, zoals de forward spark spread en het moment dat groot onderhoud benodigd is, kan met het model een overzicht worden verkregen over de kansen op enerzijds het herstarten van een geconserveerde eenheid en anderzijds het conserveren van een operationele eenheid. Inzichten uit de analyse zijn gebruikt voor het ontwikkelen van de gevoeligheidsanalyse. Zie de toelichting op de volgende bladzijden.

Background: Operating & Preservation Modi of plants

Preservation modus determines restart time & costs

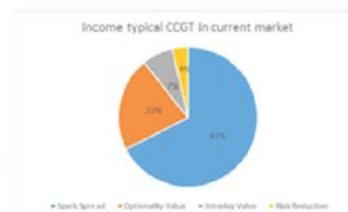
Modus	Description	Time horizon	Restart	Costs In (mln€)	Cost Out (mln€)	Monthly costs (*)	Key Risks
0-Wet	Normal operation (including weekend stops)	days	hour	n.a.	Hot starts fuel costs	BAU (~1 mln€, excluding fuel & carbon)	n.a.
1-Wet	"prolonged weekend stop". Preservation under steam.	weeks	hours	Only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

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

© UMS Group Inc., All Rights Reserved

Additional Considerations

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



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

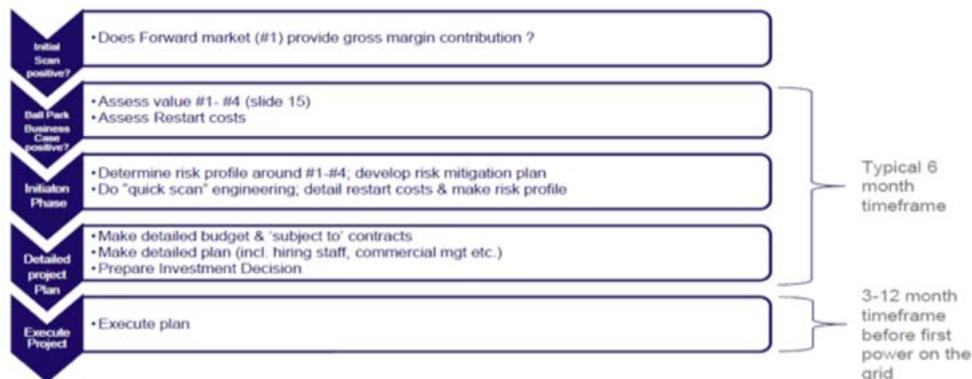
Background on Risk for Preservation

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

Considerations in decision for Re-start

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

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



Bijlage 4

Bronvermelding gebruikte gegevens

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

- Formulieren elektriciteitsproductie (vertrouwelijk), gegevens productiemiddelen en elektriciteitsproductie inclusief de vooruitzichten ten aanzien van de door producenten beheerde of te beheren binnenlandse productiemiddelen elektriciteit (TenneT, juni-sep. 2019)
- Ontwerp van het Klimaatakkoord (Rijksoverheid, december 2018) <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2018/12/21/ontwerp-klimaatakkoord>
- Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: elektriciteit (PBL, april 2019) https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-elektriciteit_3685.pdf
- Klimaatakkoord (Rijksoverheid, juni 2019) <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/klimaatakkoord/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord>
- Kamerbrief over de 'Voortgang uitvoering routekaart wind op zee 2030' (Min.v. EZK, juni 2019) <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/04/05/kamerbrief-over-de-voortgang-uitvoering-routekaart-windenergie-op-zee-2030>
- Nationale Energieverkenning (NEV 2017), 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/\(oktober 2017\)](https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/(oktober%202017)), <https://www.pbl.nl/publicaties/nationale-energieverkenning-2017>
- Tabellenbijlage NEV 2017 (PBL, 2018) <http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/data/pbl-2017-nationale-energieverkenning-2017-tabellenbijlage.ods>)
- Monitweb: <http://monitweb.energie.nl.aspx>, data NEV (ECN, april 2018)
- Security of Supply monitor – market incentives study (Frontier Economics, september 2018)
- Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation -In support of “Monitoring Leveringszekerheid” Report, Resultaten van het onderzoek naar conserveringen deels vertrouwelijk (UMS Group, september 2017)
- Resultaten van het onderzoek naar conserveringen (vertrouwelijk), (oktober 2019)
- Annual Market Update 2018 - Electricity market insights (TenneT, maart 2019) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/Annual_Market_Update_2018_-_Final.pdf
- Market Review 2017 (TenneT, april 2017) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2017_Market_Review_TenneT.pdf
- data opgesteld duurzaam productievermogen (vertrouwelijk) (CertiQ BV, juni 2019)
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017 (deel II “Investerings Net op Land 2018-2017”), TenneT, 06-12-2017: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_KCD2017_Deel_II.pdf
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017 (deel III “Investerings Net op Zee 2018-2027”), TenneT, 06-12-2017: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_KCD2017_Deel_III.pdf
- data ten behoeve van het komende Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2017 ten aanzien van binnenlandse productiemiddelen, elektriciteitsverbruik, groeiverwachtingen van de binnenlandse marktomvang en de transportcapaciteit op de landsgrensoverschrijdende verbindingen (TenneT, juni 2017)

- edities van de rapportages Monitoring Leveringszekerheid 2003 tot en met 2017 (TenneT, <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>)
- Monitor Wind op Land 2017, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (31 maart 2018)
- Structuurvisie Windenergie op Land (brief aan Tweede Kamer 33612, nr. 49, april 2014)
- Rijksstructuurvisie Wind op zee (Ministerie van Infrastructuur en Milieu en het Ministerie van Economische Zaken, september 2014)
- data van de gerealiseerde en geschatte binnenlandse vraag en aanbod van elektriciteit, de productiemiddelen elektriciteit, van de sectoren en de elektriciteitsbalans (CBS, 2019) <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/37823wkk/table?ts=1573064408294>
- Formulieren RNB (vertrouwelijk), gegevens van op het TenneT-net aangesloten regionale netbeheerders elektriciteit over hun prognoses voor de komende jaren (juni 2019)
- “Sterke stijging aantal volledig elektrische auto’s”, CBS (25-05-2018) <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2018/21/sterke-stijging-aantal-volledig-elektrische-auto-s>
- Plan van aanpak 2011-2015 “Elektrisch rijden in de Versnelling”, RVO.nl (<http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers>)
- Consultatie marktspelers en stakeholders (vertrouwelijk)
- Mid-term Adequacy Forecast 2017 report (ENTSO-E, 2018) (<https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>)
- Generation Adequacy Assessment report 2015, Pentalateral Energy Forum, Support Group 2, http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_REPORT.pdf
- 2nd PLEF Generation Adequacy Assessment report 2018 (Pentalateral Energy Forum, Support Group 2, januari 2018) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/English/2018-01-31_-_2nd_PLEF_GAA_report.pdf
- WKK Barometer ‘Marktpositie WKK voorjaar 2019’ (BlueTerra Energy Experts, maart 2019)



TenneT TSO B.V.
December 2019

Telefoon: (0800) 836 63 88
Email: communicatie@tennet.eu

Of bezoek de website www.tennet.eu

