

Monitoring Leveringszekerheid 2020



Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2020 (2019-2035)

TenneT TSO B.V.

Versie: definitief 24-11-2020
ESP-MA 2020-003
December 2020

Voorwoord

TenneT analyseert jaarlijks de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland en kijkt of er op elk moment voldoende aanbod van elektriciteit is om aan de vraag te voldoen.

De Europese elektriciteitsmarkt is in beweging en aan het veranderen. Volgens de afspraken uit het Klimaatakkoord komt in 2030 circa 70% van de elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. Het gebruik van kolen voor de productie van elektriciteit in Nederland is per 2030 niet meer mogelijk. Decentrale opwek neemt snel in omvang toe. Aan de vraagkant zien we de elektrificatie in de gebouwde omgeving, de mobiliteit en in de industrie zich gestaag ontwikkelen. Daarnaast zien we 'demand side response' (DSR) ontwikkelen: de mogelijkheid om de elektriciteitsvraag snel op of af te schroeven om in te kunnen spelen op de steeds grotere weersafhankelijkheid van de productie. Om seizoens- en weerfluctuaties te dekken moet opslag een grotere rol gaan spelen, net als CO₂-vrij regelbaar vermogen.

Dit monitoringsrapport laat zien dat de Nederlandse leveringszekerheid tot 2030 op orde is. Vanaf 2025 wordt Nederland voor leveringszekerheid wel afhankelijker van importen, door afname van zowel gas- als biomassa- en kolenvermogen. Op basis van huidige gegevens is in het buitenland voldoende elektriciteitsproductievermogen beschikbaar voor export naar Nederland. De vele onzekerheden in de Europese elektriciteitsmarkt die ontstaan door de energietransitie kunnen dat beeld echter beïnvloeden.

TenneT wil de transitie voortstuwen met behoud van leveringszekerheid van elektriciteit. Deze leveringszekerheid hangt op langere termijn meer af van de ontwikkelingen van nieuwe technologieën op gebied van conversie, elektrificatie, vraagsturing en CO₂-vrij regelbaar vermogen. Ook neemt het belang van goede interconnectie met omliggende landen toe naarmate de productie meer afhankelijk wordt van het weer. Het is daarom cruciaal dat Nederland het beleid -dat invloed heeft op de beschikbare productiecapaciteit voor elektriciteit- met omliggende landen bespreekt en afstemt om ook op de lange termijn de leveringszekerheid te blijven garanderen en de klimaatdoelstellingen te realiseren.

Maarten Abbenhuis
COO TenneT



Executive summary (NL)

Conclusie

Tot 2025 is de leveringszekerheid in Nederland binnen de norm. Er is in deze periode voldoende productiecapaciteit in Nederland om de nationale elektriciteitsvraag te dekken. Uit analyse op basis van een Europees model blijkt dat dankzij TenneT's transportverbindingen met het buitenland er ook in extreme scenario's geen overschrijding te verwachten is van de norm van 4 uur per jaar (tekort aan elektriciteitsaanbod ten opzichte van de vraag).

Vanaf 2025 neemt in Nederland het aantal gascentrales af. Daarenboven wordt gerekend met een afname van biomassa-/kolenvermogen in 2028 en 2030. Ook zal het elektriciteitsverbruik toenemen. Hierdoor groeit de afhankelijkheid van het buitenland voor de leveringszekerheid. Op basis van huidige gegevens is in het buitenland voldoende elektriciteitsproductievermogen beschikbaar voor export naar Nederland. Het gemiddelde tekort overschrijdt daardoor ook in 2030 niet de norm van 4 uur. In individuele historische weerjaren kan het aantal uur met een tekort wel boven de 4 uur per jaar uitkomen.

Door het toenemende belang van import en export voor de leveringszekerheid van Nederland en de ons omringende landen is het cruciaal dat Nederland beleid, dat invloed heeft op de beschikbare productiecapaciteit voor elektriciteit, met omringende landen bespreekt en afstemt om gezamenlijk tekorten te voorkomen.

In de komende jaren zal Monitoringsmethodiek verder worden ontwikkeld. Het betreft onder

andere: de introductie van de *Flow-Based* capaciteitsberekeningsmethodiek om de uitwisselingsmogelijkheden tussen marktgebieden te simuleren, de ontwikkeling van een methodiek om de flexibiliteitsvereisten van het systeem te bepalen en een methodiek om de economische levensvatbaarheid van vraag en aanbodmiddelen in een toekomstig systeem te analyseren. In deze rapportage worden eerste aanzetten gegeven betreffende deze methodiekontwikkelingen.

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. In dit kader zijn de voorgenomen verhogingen van interconnectiecapaciteiten van belang. Daarnaast 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.

Loss Off Load Expectation (LOLE) per scenario in Nationaal en Europees model (NL/Eur) - (uren/jaar) (Nederlandse leveringszekerheidsnorm: gemiddelde LOLE van 4 uren/jaar)

| Scenario | 2021 | | 2025 | | 2030 | |
|---|------|------|-------|------|------|------|
| | NL | Eur | NL | Eur | NL | Eur |
| BS1 Basisscenario, Prognose 1 | 0,07 | 0,00 | 12,81 | 0,00 | 453 | 0,10 |
| BS2 Basisscenario, Prognose 2 (-0,7 GW bio vanaf 2030) | | | | | 598 | 0,13 |
| BS3 Basisscenario, Prognose 3 (-1,6 GW gas vanaf 2021) (-0,7 GW bio vanaf 2030) | 1,84 | 0,00 | 72,34 | 0,01 | 1123 | 0,32 |

Executive summary (EN)

Conclusion

Until 2025 generation adequacy in the Netherlands will meet the standard. During this period there is sufficient production capacity in the Netherlands to cover the national electricity demand. Analysis based on a European model shows that, thanks to TenneT's interconnections with neighboring countries, the standard of 4 hours per year (shortage of electricity supply compared to demand) is not expected to be exceeded, even in extreme scenarios.

From 2025 onwards, the number of gas-fired power stations in the Netherlands will decline. In addition, a decrease in biomass/coal capacity is expected in 2028 and 2030. Electricity consumption will also increase. This will increase dependence on foreign countries for security of supply. Based on current data, sufficient electricity production capacity is available abroad for export to the Netherlands. As a result, even in 2030 the average shortage will not exceed the 4 hour standard. In individual historical weather years, the number of hours with shortage may exceed 4 hours per year.

Due to the increasing importance of imports and exports for the security of supply of the Netherlands and our neighbouring countries, it is crucial that the Netherlands discusses and coordinates policy that affects the available production capacity for electricity with neighbouring countries in order to jointly prevent shortages.

Monitoring methodology will be further developed in the coming years. These include: the introduction of the Flow-Based Capacity Calculation Methodology to simulate the exchange possibilities between market areas, the development of a methodology to determine the flexibility requirements of the system and a methodology to analyse the economic viability of supply and demand resources in a future system. In this report first approaches are given concerning these methodological developments.

Advice

The results of the monitoring of security of supply in the short to medium term do not give TenneT any direct reason to advise the government to take measures to guarantee security of supply in the Netherlands in the short to medium term.

In the medium to long term (2025-2030), the further decline in conventional capacity in the Netherlands will result in greater import dependency and thus greater risks for the Dutch security of supply. In this context, the planned increases in interconnection capacities are important. In addition, it is important to keep a close eye on developments abroad with respect to new national policy plans that may lead to a decrease in conventional production, such as the phasing out of coal units and the closure of nuclear power plants. It is therefore of continuing importance that governments within the Northwest European region discuss these policy intentions with each other and analyse the consequences for security of supply in the region.

Loss Off Load Expectation (LOLE) by scenario in National and European model (NL/Eur) - (hours/year)

(Dutch adequacy standard: average LOLE of 4 hours/year)

| Scenario | 2021 | | 2025 | | 2030 | |
|---|------|------|-------|------|------|------|
| | NL | Eur | NL | Eur | NL | Eur |
| BS1 Base scenario, Forecast 1 | 0.07 | 0.00 | 12.81 | 0.00 | 453 | 0.10 |
| BS2 Base scenario, Forecast 2 (-0.7 GW bio from 2030) | | | | | 598 | 0.13 |
| BS3 Base scenario, Forecast 3 (-1.6 GW gas from 2021) (-0.7 GW bio from 2030) | 1.84 | 0.00 | 72.34 | 0.01 | 1123 | 0.32 |

Inhoud

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Inleiding | 8 |
| 2 | Methodologie | 10 |
| 2.1 | Analyse indicatoren | 11 |
| 2.1.1 | LOLE-indicator | 11 |
| 2.1.2 | (E)ENS indicator | 12 |
| 2.1.3 | Gebruik interconnectie ten tijde van schaarste | 12 |
| 2.2 | Gebruikt model | 13 |
| 2.2.1 | Opbouw van Europese model | 13 |
| 2.2.2 | Modelering van interconnectie met Flow based market koppeling | 14 |
| 2.3 | Analyse van onzekerheden en gevoeligheidsanalyses | 14 |
| 2.3.1 | Uitval gerelateerde onzekerheid | 14 |
| 2.3.2 | Weer-gerelateerde onzekerheid | 14 |
| 2.3.3 | Opgestelde vermogens en elektriciteitsvraag gerelateerde onzekerheid | 15 |
| 2.3.4 | Simulaties door onzekerheden te combineren | 15 |
| 3 | Marktontwikkeling, scenario's en prognoses | 16 |
| 3.1 | Ontwikkeling binnenlandse elektriciteitsvraag | 17 |
| 3.2 | Ontwikkeling binnenlands aanbod | 18 |
| 3.3 | Flexibiliteit | 25 |
| 3.4 | Ontwikkeling van de import- en exportcapaciteit | 27 |
| 3.5 | Ontwikkelingen in het buitenland | 29 |
| 3.6 | Scenario's en prognoses | 29 |
| 3.6.1 | Basis-scenario BS0 | 29 |
| 3.6.2 | Basisscenario, prognose 1 (BS1) | 30 |
| 3.6.3 | Basisscenario, prognose 2 (BS2) | 30 |
| 3.6.4 | Basisscenario, prognose 3 (BS3) | 30 |
| 3.6.5 | FSI scenario | 30 |
| 4 | Resultaten analyse | 31 |
| 4.1 | Analyseresultaten nationale model | 32 |
| 4.1.1 | Resultaten Basisscenario | 33 |
| 4.1.2 | Resultaten Basisscenario en prognose 1 (niet-beschikbaarheid van productie-eenheden op basis van historisch gemiddelde) | 34 |
| 4.1.3 | Resultaten prognose 2 en 3 | 35 |
| 4.1.4 | Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten met de beschikbare import- en exportcapaciteit | 37 |
| 4.1.5 | Reservefactoren | 38 |
| 4.1.6 | Vooruitzicht 2035 | 39 |
| 4.2 | Resultaten Europees model | 39 |
| 4.2.1 | Resultaten scenario BS 1 | 39 |
| 4.2.2 | Resultaten scenario BS 2 | 39 |
| 4.2.3 | Resultaten scenario BS 3 | 42 |
| 4.2.4 | Overzicht van de resultaten van alle Europese scenario's | 43 |
| 4.2.5 | Hoofdconclusie Europees model | 43 |
| 4.3 | Het belang van interconnectie | 44 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 5 | Nieuwe ontwikkelingen | 47 |
| 5.1 | Gevoeligheidsanalyse flow-based capaciteitsberekening | 48 |
| 5.2 | Langetermijn impact van weerafhankelijke bronnen | 49 |
| 5.2.1 | Impact van hernieuwbare bronnen op flexibiliteitseisen | 49 |
| 5.2.2 | Impact van hernieuwbare bronnen op thermische draaiuren | 51 |
| 6 | Conclusies en advies | 52 |
| 6.1 | Conclusies | 53 |
| 6.2 | Advies | 54 |
| 7 | Bijlagen | 55 |
| 7.1 | Bijlage 1 Marktontwikkelingen binnenland | 56 |
| 7.2 | Bijlage 2 Tabellen achter de grafieken | 57 |
| 7.3 | Bijlage 3 Uitgangpunten en resultaten studie naar conservering van vermogen | 57 |
| 7.4 | Bijlage 4: Flow-based marktkoppeling in de praktijk en in simulatie | 61 |
| 7.4.1 | Flow-based marktkoppeling in de praktijk | 61 |
| 7.4.2 | Simulatie van flow-based marktkoppeling | 61 |
| 7.4.3 | Voorbeeld impact flow-based capaciteitsberekening | 63 |
| 7.5 | Bijlage 5 Bronvermelding gebruikte gegevens | 65 |

1 Inleiding

Het energielandschap verandert. Het aandeel duurzame en weersafhankelijke 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 deels 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 een wettelijke taak, zoals beschreven in de elektriciteitswet¹ en Europese richtlijnen². Daarnaast wil TenneT marktpartijen ook inzicht bieden in de ontwikkeling van de leveringszekerheid. 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 een nationaal model een Europees beoordelingsmodel gebruikt. Dit model voor de internationale analyse is ontwikkeld samen met Transmission System Operators (TSO's) in de buurlanden op basis van een Europees afgesproken methodologie. 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 Europese model zal in de komende jaren nog verder worden ontwikkeld en een steeds belangrijkere rol innemen bij de monitoring van de lange termijn leveringszekerheid.

Er is in deze Monitor geen rekening gehouden met de COVID-19 crisis, omdat op het moment van de totstandkoming van dit rapport het nog onduidelijk is wat de impact ervan op de ontwikkeling van vraag en aanbod volumes op korte en middellange termijn is.

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op het Klimaatakkoord³ en de Klimaat- en Energieverkenning 2019⁴ van het PBL. In dit rapport worden in hoofdstuk 2 de methodologie; de analyse en modellen die worden gebruikt 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 2020. De resultaten van de leveringszekerheidsanalyses worden in hoofdstuk 4 weergegeven. Hoofdstuk 5 gaat in op nieuwe ontwikkeling van de monitoringsmethodiek in de komende jaren. In hoofdstuk 6 staan de conclusie en het advies op basis van de resultaten van de monitoring. De bijlagen (hoofdstuk 7) bevatten 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 KEV2019, [https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2019#:~:text=De%20Klimaat%2D%20en%20Energieverkenning%20\(KEV,eerdere%20Nationale%2a0Energieverkenningen%20\(NEV\).](https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2019#:~:text=De%20Klimaat%2D%20en%20Energieverkenning%20(KEV,eerdere%20Nationale%2a0Energieverkenningen%20(NEV).)



2 Methodologie



In dit hoofdstuk wordt een toelichting gegeven op de wijze waarop de monitoring is uitgevoerd. Onderstaand wordt allereerst ingegaan op de gebruikte modellen. Daarnaast wordt ook ingegaan op de gebruikte analyses voor het beoordelen van de leveringszekerheid en de verschillende indicatoren die zijn gebruikt worden hier beschreven.

2.1 Analyse indicatoren

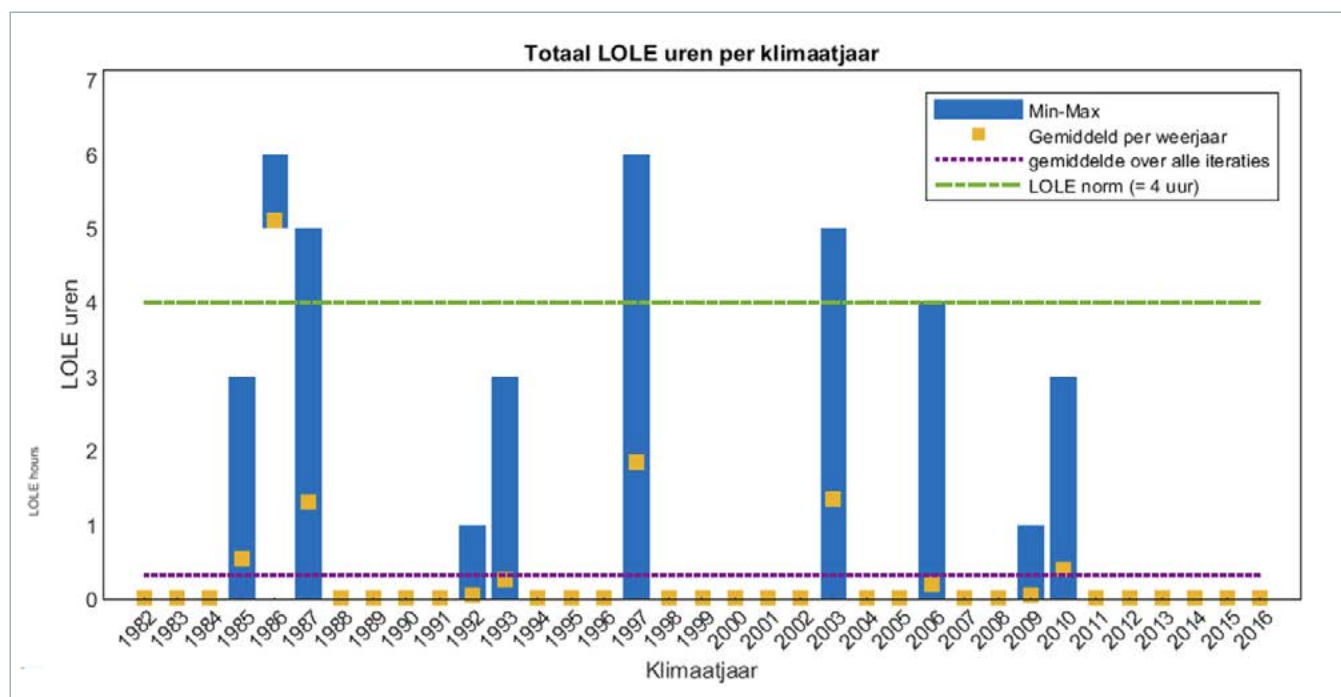
In de monitoring wordt voor de beoordeling van de leveringszekerheid hoofdzakelijk gebruik gemaakt van de zogeheten LOLE-methode. De LOLE-methodiek wordt internationaal breed toegepast ter bepaling van de adequaatheid van elektriciteitssystemen. Daarnaast wordt een indicatie afgegeven over de marges in de vorm van vermogenstekorten (missing capacity) of -overschotten 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 gebruikt. 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.

2.1.1 LOLE-indicator

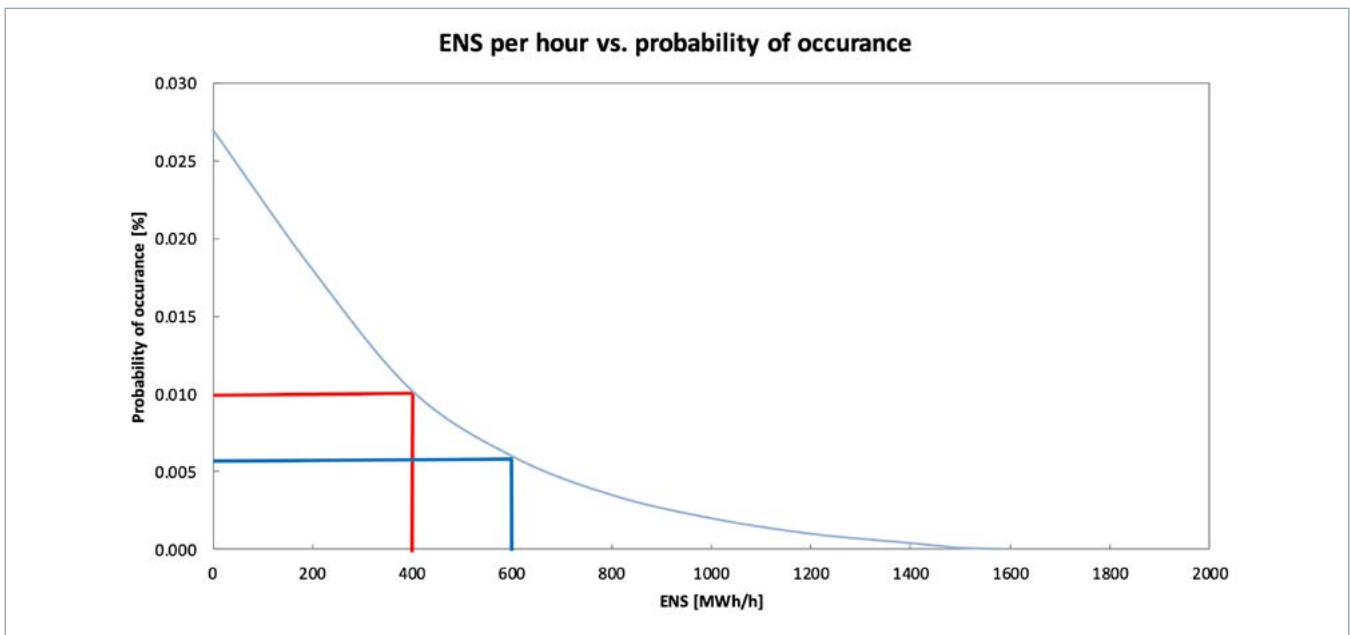
De uitkomst van deze probabilistische methode is een verwachtingswaarde voor het aantal uren per jaar dat met de beschikbare productiecapaciteit niet aan de

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 per jaar.**

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 plot van de uren met schaarste. Figuur 2-1 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 de spreiding (min-max) en het gemiddelde van de LOLE, gesorteerd per klimaatjaar.



Figuur 2-1: Spreiding LOLE Nederland per klimaatjaar (voorbeeld)



Figuur 2-2: Kans op ENS

2.1.2 (E)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 als figuur 2-1 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 2-2 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.

2.1.3 Gebruik interconnectie ten tijde van schaarste

Om een gevoel te krijgen of een gebrek aan transportcapaciteit met de ons omringende landen bijdraagt aan de tekorten (schaarste), wordt in dit rapport ingezoomd op de benutting van de grensoverschrijdende verbindingen tijdens de

momenten van schaarste in Nederland. Figuur 2-3 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 oplossen van de Nederlandse schaarste. De mate van ondersteuning vanuit een land is weergegeven als percentage van de maximale beschikbare importcapaciteit. Een lage 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



Figuur 2-3: Percentage van maximale beschikbare importcapaciteit in een scenario tijdens schaarste in Nederland (voorbeeld)



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%.

2.2 Gebruikt model

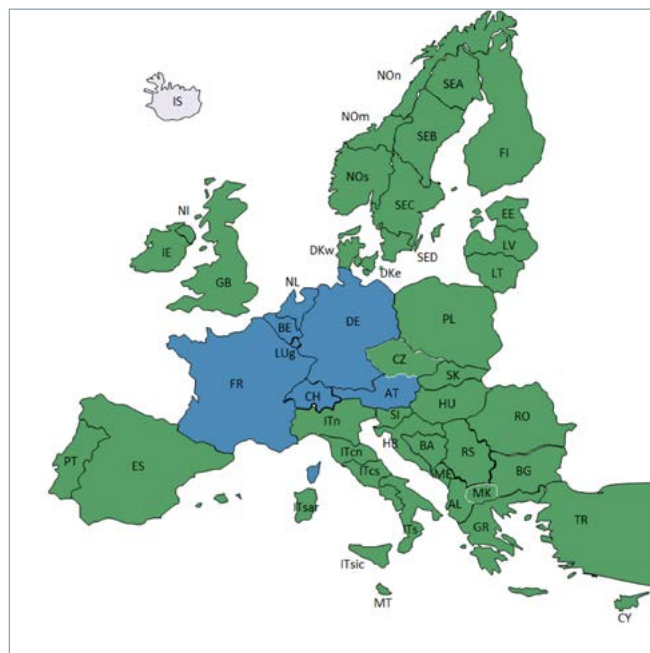
Voor de analyse wordt gebruikt gemaakt van een Europees model, welke in samenwerking met andere hoogspanningsnetwerkbeheerders in ontwikkelend binnen ENTSO-e. Het Europees model neemt geheel Europa in beschouwing. Hierbij worden vraag en aanbod in elk land meegenomen en wordt rekening gehouden met de beschikbare interconnectie. Zo kan een goed beeld van de leveringszekerheid in Nederland worden bepaald. Voorafgaand aan deze Europese analyse wordt gekeken naar de situatie in Nederland, zonder import en export.

Europese modelering van de leveringszekerheid

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 Europese 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 Europese leveringszekerheidsanalyses.

2.2.1 Opbouw van Europese model

Voor de Europese analyse wordt gebruik gemaakt van de meest recente modellen, ontwikkeld voor MAF en PLEF-studies (Midterm Adequacy Forecast, Pentlateraal Energie Forum). Dit model is mede door TenneT ontwikkeld. De laatste beschrijving van het model is te vinden in het rapport MAF2020⁵, dat eind 2020 wordt 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 weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen. In 2019 is een belangrijke verbetering in het model doorgevoerd om de complexiteit van de condities waarmee hydro-centrales te maken hebben beter te modelleren per gebied. De derde PLEF-studie⁶ is in mei 2020 gereedgekomen. Het door TenneT gebruikte model voor de Europese analyse omvat naast Nederland en de overige PLEF++ landen (donkerblauw) het gehele gekoppelde Europese elektriciteitsstelsel (zie figuur 2-4).



Figuur 2-4: Perimeter van het gebruikte model voor de Europese analyse

Binnen het Europese model zijn per marktgebied de vraag- en aanbodcurves gedefinieerd, alsmede de uitwisselingscapaciteiten tussen de marktgebieden. Ter bepaling van de probabilistische

⁵ MAF2020 studie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

⁶ https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf

leveringszekerheidsindicatoren (LOLE en (E) ENS) 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 vraagrespons) 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: een situatie waarin belasting (vraag) moet worden afgeschakeld om de balans te kunnen handhaven.

2.2.2 Modelering van interconnectie met Flow based market koppeling

In de monitoring leveringszekerheid wordt de interconnectiecapaciteit ten behoeve van import en export gemodelleerd door gebruik te maken van de zogenoemde *Net Transfer Capacity* (NTC). Deze waarde bepaalt het maximum vermogen wat bilateraal verhandeld kan worden tussen twee biedzones. De marktsimulatie houdt vervolgens rekening met deze beperking, waardoor geen verdere bilaterale handel meer mogelijk is als dit maximum is bereikt. In de operationele praktijk worden de mogelijkheden voor internationale handel echter bepaald aan de hand van de Flow Based capaciteitsberekeningsmethodiek. Vanwege de complexiteit van dit systeem was het voorheen nog niet mogelijk om deze methode expliciet in de modellen mee te nemen.

In deze monitoring leveringszekerheid is een tweetal simulaties uitgevoerd om het effect te kunnen bepalen van het flow-based capaciteitsberekeningsmechanisme op de indicatoren voor leveringszekerheid. Voor het zichtjaar 2025 zijn twee klimaatjaren zowel aan de hand van NTC-grenscapaciteiten als met een flow-based capaciteitsberekening gesimuleerd. Hierbij is gekozen om een klimaatjaar en uitvalscenario te selecteren met maximale en minimale ENS in de zones binnen de CWE-regio (Nederland, België, Duitsland, Frankrijk en Oostenrijk). Hierbij zijn voor 2025 (scenario BS1/BS2) de weerjaren 1985 en 2016 geselecteerd. Omdat deze berekeningen niet mogelijk zijn voor een dusdanig grote hoeveelheid klimaatjaren en uitvalscenario's, blijft de leveringszekerheidsanalyse gebaseerd op de NTC-grenscapaciteiten. De flow-based analyse is een gevoeligheidsanalyse om de impact van deze

aanpassing van de capaciteitsberekeningsmethodiek op leveringszekerheid te bepalen.

De details van de verschillen tussen de methodes worden besproken in Bijlage 4: Flow-based marktkoppeling in de praktijk en in simulatie. In volgende edities van de monitoring leveringszekerheid zal worden gerekend aan de hand van de methode zoals gebruikt voor European Resource Adequacy Assessment (ERAA), waarin flow-based de basis is voor alle berekeningen.

2.3 Analyse van onzekerheden en gevoeligheidsanalyses

Evenals afgelopen jaren is naast het basisscenario een aantal gevoeligheidsanalyses gemaakt met alternatieve aannames ten aanzien van enkele parameters. De zichtperiode is middellange en lange termijn (2020-2030), waarbij de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse in de laatste zichtjaren een grotere onzekerheid kennen en meer indicatief van aard zijn.

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

2.3.1 Uitval gerelateerde onzekerheid

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

2.3.2 Weer-gerelateerde 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. Hiermee worden gecorreleerde chronologische tijdsreeksen gemaakt 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 waterkrachtcentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar) in deze jaren.



2.3.3 Opgestelde vermogens en elektriciteitsvraag gerelateerde onzekerheid

Om de onzekerheid te vangen ten aanzien van de toekomstige opgestelde vermogens en vraag wordt gewerkt met meerdere scenario's en meerdere prognoses. In paragraaf 3.6 Scenario's en prognoses wordt hier verder op ingegaan.

2.3.4 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 Europese model zijn uitgevoerd met de marktsimulatietool PowrSym4.



3 Marktontwikkeling, scenario's en prognoses

Onderstaand wordt allereerst stilgestaan bij de ontwikkelingen binnen Nederland betreffende de elektriciteitsvraag en het aanbod van productievermogen. Verder wordt een overzicht gegeven van de ontwikkeling van flexibiliteit in het systeem en de import- en exportcapaciteit. Daarnaast wordt ingegaan op andere factoren in binnen en buitenland die de leveringszekerheid kunnen beïnvloeden. Tenslotte worden de gehanteerde scenario's en prognoses, die op basis van deze ontwikkelingen tot stand zijn gekomen, beschreven.

3.1 Ontwikkeling binnenlandse elektriciteitsvraag

In deze paragraaf worden de uitgangspunten beschreven die gehanteerd worden voor de inschatting van de ontwikkeling van de jaarlijkse elektriciteitsvraag (energie in TWh) binnen de zichtperiode van de nationale analyse in deze monitoring, middellange (2020-2025) en lange termijn (2026-2030). Er bestaat grote onzekerheid ten aanzien van de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van een dermate lange zichtperiode. 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. Om de impact op de hoogte van de elektriciteitsvraag in te schatten wordt steeds meer gewerkt met gegevens van kennisinstituten.

Vraagprofielen

Om te bepalen hoe de vraag er in de toekomst uitziet, is gebruik gemaakt van een model zoals dat ook binnen ENTSO-E wordt gehanteerd ten behoeve van Europese studies. Dit model maakt toekomstige vraagprofielen door middel van onder andere regressie-analyse op basis van historische data in combinatie met scenario gegevens. Bij 'historische data' kan worden gedacht aan het elektriciteitsverbruik en weerdata; 'scenario gegevens' betreffen bijvoorbeeld het aantal warmtepompen en elektrische auto's.

Op basis van het Klimaatakkoord gaan we uit van 1,5 miljoen elektrische personenauto's en ruim 1,3 miljoen warmtepompen in huishoudens in 2030. De hieruit resulterende vraag naar elektriciteit is voor elektrische auto's bepaald op basis van verschillende laadprofielen en voor warmtepompen op basis van weergegevens (temperatuur, wind) voor de jaren 1982 tot en met 2016, de soort woning en de mate van isolatie.

Ontwikkeling binnenlands elektriciteitsverbruik

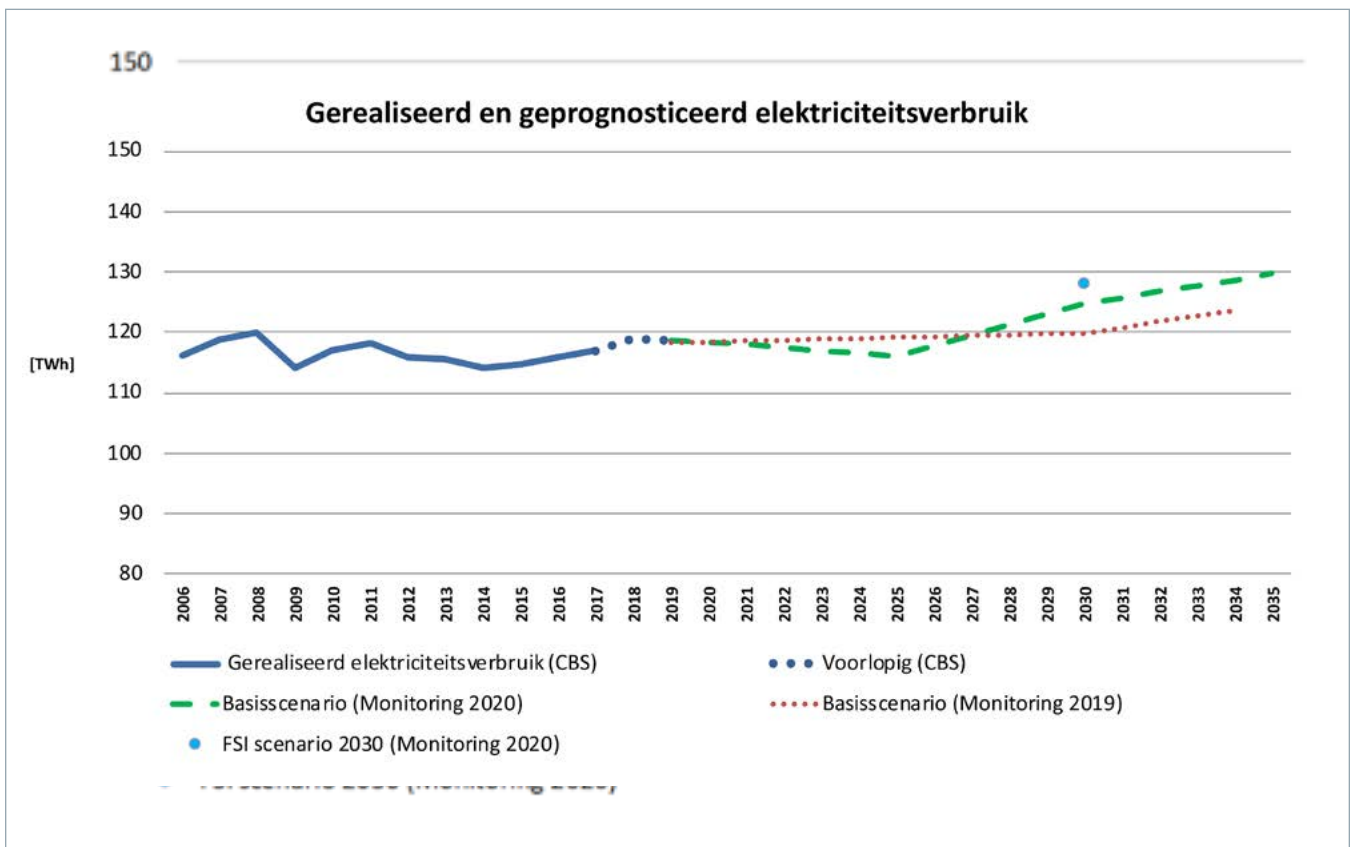
Belangrijk uitgangspunt voor het bepalen van de ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag is de analyse in de Klimaat- en Energieverkenning 2019 van het PBL, waarbij de ontwikkelingen van het verbruik per sector zijn ingeschat. Daarnaast is het gerealiseerde elektriciteitsverbruik in Nederland per kalenderjaar een ijkpunt als startsituatie van de prognoses van het verbruik voor de komende tien jaren. Medio 2020 heeft CBS de definitieve cijfers van het elektriciteitsverbruik tot en met 2017 met de voorlopige cijfers over de jaren 2018 en 2019 gepubliceerd.

Het binnenlands elektriciteitsverbruik in 2019 is volgens het CBS voorlopig vastgesteld op 118,7 TWh inclusief de netverliezen. Over 2018 werd het nog niet definitief vastgestelde elektriciteitsverbruik naar boven bijgesteld: 119,0 TWh. In Bijlage 1 van dit rapport is de vernieuwde Elektriciteitsbalans van het CBS opgenomen, met daarin cijfers over de elektriciteitsproductie, in- en uitvoer en het elektriciteitsverbruik.

In de analyses voor de leveringszekerheid wordt in het Basisscenario voor de toekomstige vraagontwikkeling uitgegaan van bovengenoemde bronnen. Op de korte termijn is de vraag vergelijkbaar of zelfs iets lager (116 TWh in 2025) onder andere door besparingen, maar na 2025 neemt de vraag toe door met name elektrificatie (waaronder Power to heat) tot ongeveer 125 TWh in 2030.

Figuur 3-4 toont de gerealiseerde en geprognosticeerde ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag. De toekomstige elektriciteitsvraag ligt in het Basisscenario in deze monitoring tot 2027 onder en daarna boven de prognose uit de vorige monitoring. Dit verschil wordt veroorzaakt door een combinatie van factoren: het CBS laat een hogere gerealiseerde elektriciteitsverbruik zien voor 2019 dan eerder geprognosticeerd en de prognoses van de Klimaat- en Energieverkenning 2019 zijn hoger voor 2030. Daarnaast was er de overstap naar een (Europees) vraagmodel waarmee de methode van





Figuur 3-4: Gerealiseerd en geprognosticeerd elektriciteitsverbruik in Nederland

voorspellen meer in lijn is met die van de andere Europese netbeheerders. In deze monitoring is wederom een scenario met een hogere vraag op de lange termijn beschouwd. Dit scenario is gebaseerd op de aannames in het zogeheten FSI scenario⁷, wat in het figuur is te zien als blauwe stip. Verdere toelichting van het FSI scenario wordt bij paragraaf 3.4 gegeven.

3.2 Ontwikkeling binnenlands aanbod

Belangrijk uitgangspunt in alle geanalyseerde varianten is dat op voorhand alle geconserveerde installaties in het productiepark alsook de door producenten voorziene uitbedrijfnemingen door conservering⁸ of amovering⁹ niet zijn meegenomen in de berekeningen. De ontwikkelingen van het aanbod van productievermogen voor elektriciteitsopwekking wordt in het kader van de monitoring leveringszekerheid in kaart gebracht door TenneT. Jaarlijks stellen elektriciteitsproducenten en andere bedrijven met een eigen productiemiddel TenneT op de hoogte van de status van hun productiemiddel(en) en

de beschikbaarheid van aangesloten vermogen voor elektriciteitsopwekking. In aanvulling op deze verplichting uit hoofde van de Netcode heeft TenneT met een aantal producenten nader 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 medio 2020 aan TenneT zijn gemeld.

Thermisch productievermogen elektriciteitsopwekking

Sinds de oplevering van nieuwe kolen- en gascentrales rond 2014 heeft er geen nieuwbouw van grootschalig thermisch productievermogen plaatsgevonden. Een aantal kleinschalige projecten is gemeld voor nieuwbouw van elektriciteitsproductie vanaf 2019 (0,5 GW), inclusief (bio)gasgestookt vermogen in de tuinbouw- en afvalverwerkingssector. In de periode vanaf 2016 tot eind 2019 werd 5,6 GW

⁷ FSI scenario: scenario Fundament voor Systeemintegratie is ontleend uit TenneT's Investeringsplan Net op land 2020-2029 (TenneT, 1 oktober 2020)

⁸ conserveren: voorlopig uit bedrijf nemen van vermogen door te conserveren, ook wel *mothballing capacity*

⁹ amoveren: definitief uit bedrijf nemen van vermogen c.q. slopen van installatie



conventioneel vermogen definitief uit bedrijf genomen, waaronder 3,4 GW kolenvermogen.

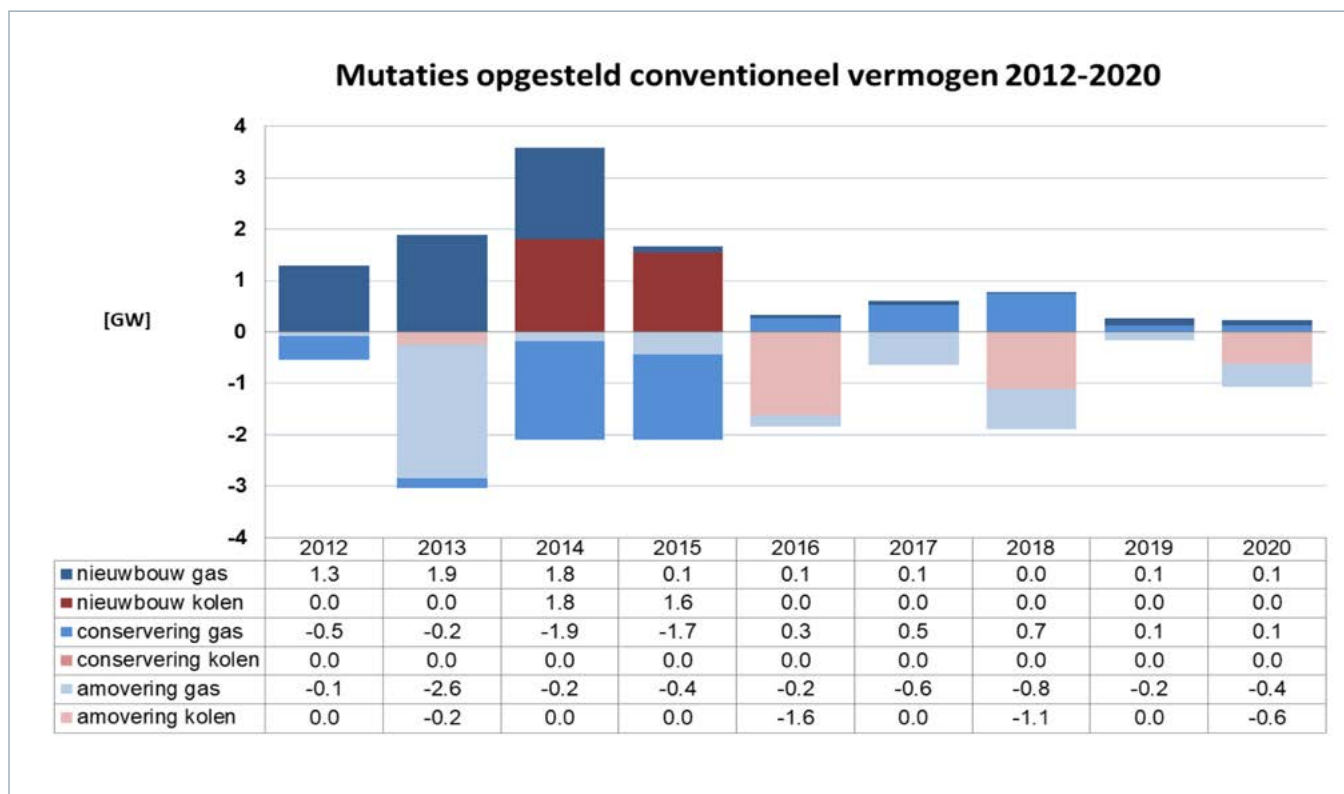
Medio 2016 was er 4,3 GW geconserveerd opgesteld gasgestookt vermogen, waaronder ook enkele zeer nieuwe productie-eenheden. Vanaf dat jaar werd hiervan 1,3 GW gedeconserveerd en terug in de markt gebracht en werd 1,3 GW definitief stilgelegd voor ontmanteling. Aanvullend is in deze periode nog voor bijna 1 GW geconserveerd. Begin 2020 staat er 2,7 GW geconserveerd gasvermogen. Producenten hebben aangekondigd dat van deze 2,7 GW in 2020 2,0 GW weer terug op de markt komt; in deze monitoring wordt dat vermogen meegenomen per 1 januari 2021. De resterende 0,7 GW blijft in conservering.

Geconserveerd vermogen kan binnen een bepaalde tijdsperiode 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 2020.

De voorziene afname van operationeel thermisch vermogen is op korte termijn minder groot ten opzichte van de voorgaande rapportage, omdat een aantal gemelde toekomstige stilleggingen enkele jaren vooruit is opgeschoven.



Figuur 3-6: Mutaties opgesteld conventioneel vermogen in GW per 1 januari in de periode 2012-2020

Opmerkingen bij Figuur 3-6:

- de mutatie bij een jaar representeert de wijziging 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.

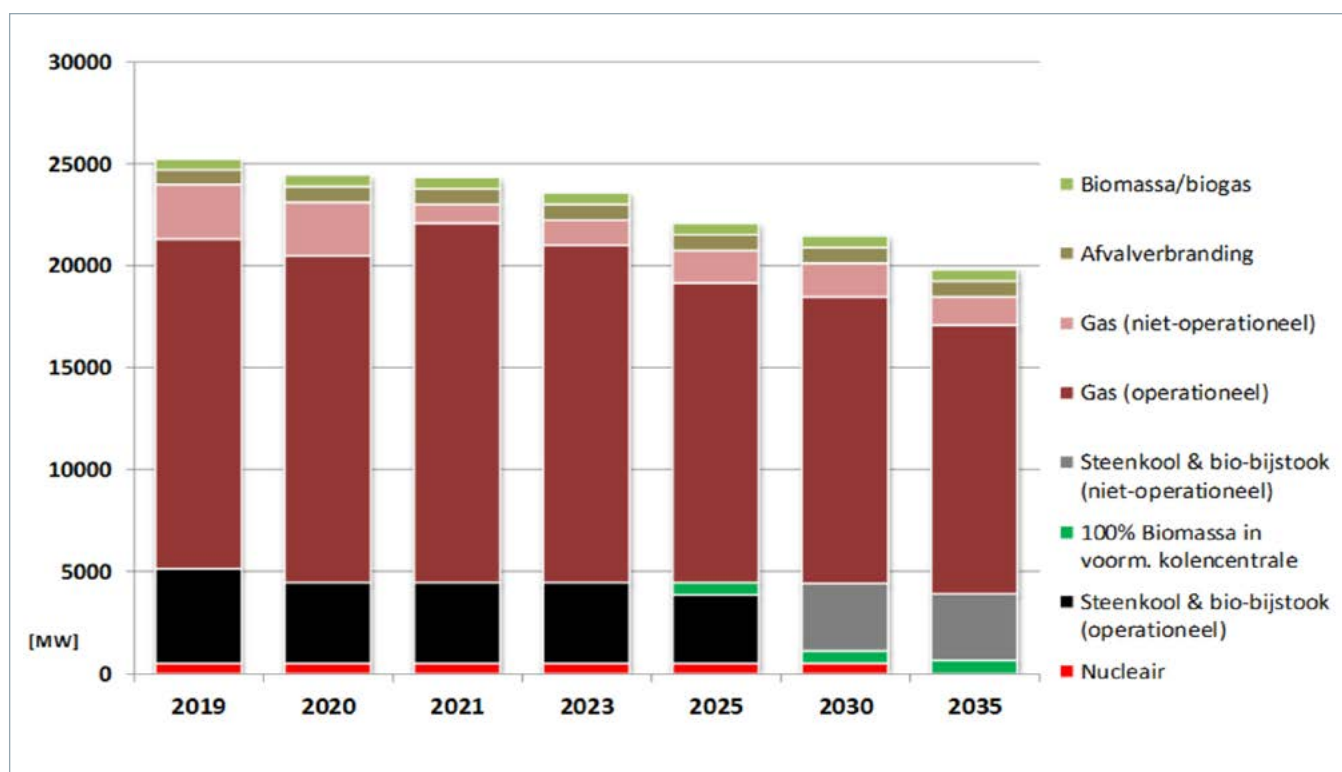
De belangrijkste te verwachten mutaties van het conventioneel productievermogen vanaf 2020 zijn onderstaand weergegeven.

- Van 2021 tot en met 2025 wordt er 2,6 GW gasgestookt vermogen definitief stilgelegd waarvan wkk-vermogen ter grootte van 0,4 GW.
- Voor 2021 tot en met 2025 wordt voorzien dat producenten 1,0 GW uit bedrijf nemen om te conserveren.
- In de periode 2021 tot 2025 is een aantal nieuwbouwplannen voor aan te sluiten klein thermisch vermogen bij TenneT bevestigd ter grootte van 0,2 GW. Bij investeringen in nieuw gasgestookt opwekvermogen is er per saldo sprake van vervanging van oud vermogen, sanering naar kleiner vermogen of concentratie van warmtekrachtkoppeling (wkk) vermogen in geclusterde bedrijven in de tuinbouwsector.
- In de periode 2026 tot en met 2030 zijn elektriciteitsproducenten voornemens om aanvullend 0,6 GW gasgestookt vermogen te amoveren.
- De in de vorige monitoring voorgenomen conserveringen van een aantal gaseenheden in

de periode na 2026 zijn voor deze monitoring geannuleerd (0,4 GW).

- In 2028 wordt 0,6 GW kolen-/biomassavermogen stilgelegd en in 2030 wordt gerekend met een verdere afname van operationeel kolen-/biomassavermogen (2,7 GW) volgens opgave van producenten (zie figuur 3-7: vanaf 2030 Steenkool & bio- bijstook (niet-operationeel))¹⁰.
- 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 de omvang van het wkk-park tot en met 2030 praktisch gelijk blijft. In totaal wordt gerekend met een afname van wkk ter grootte van 0,2 GW in de periode 2021-2030.

Bovenstaande ontwikkelingen ten aanzien het opgesteld operationeel vermogen van thermische eenheden vanaf 2019 worden in figuur 3-7 per brandstofsoort weergegeven per 1 januari van



Figuur 3-7: Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2019 tot 2030 volgens opgave door producenten

¹⁰ Vanaf 2030 geldt in Nederland een verbod op kolenstook voor nieuw kolenvermogen en een verbod vanaf 2025 voor ouder kolenvermogen: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905/2019-12-20>



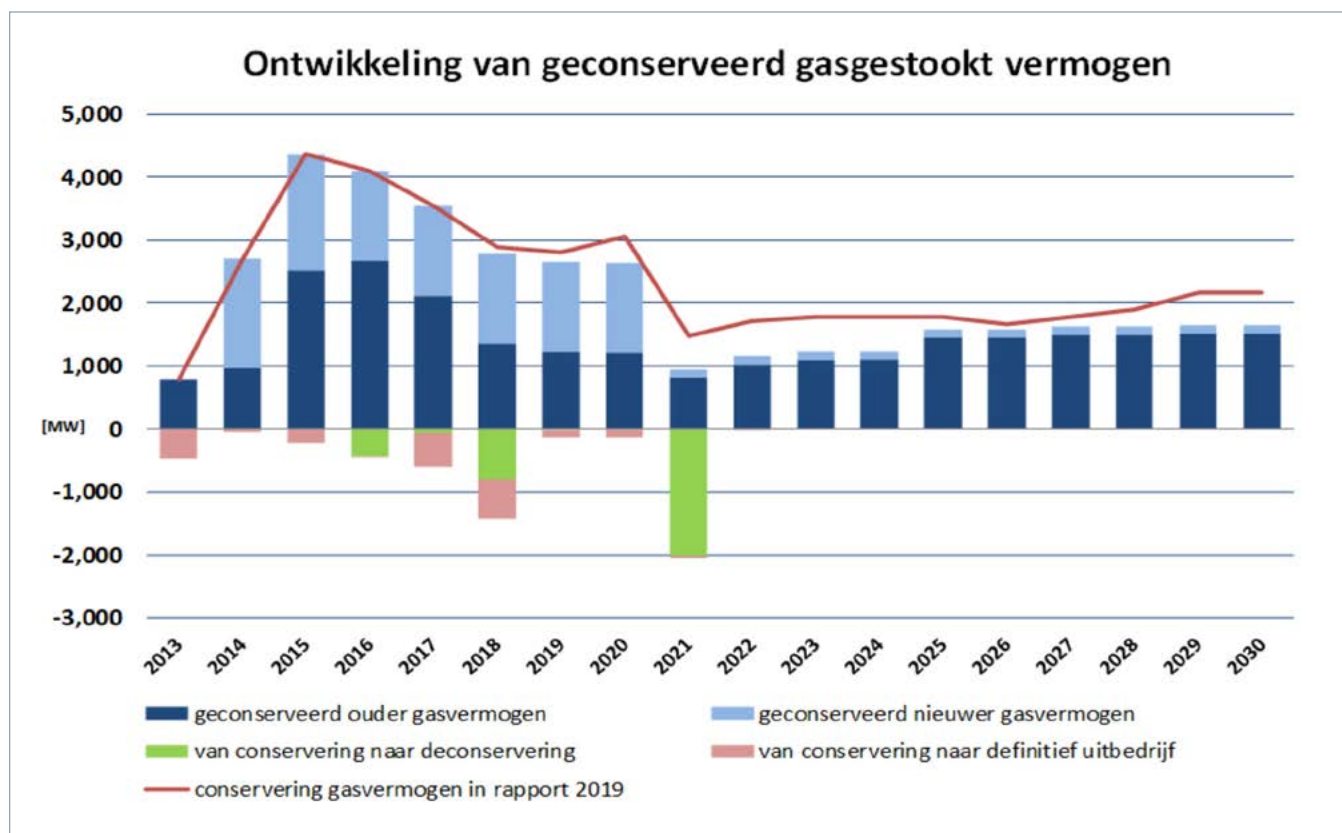
het kalenderjaar. Het bijstoken van biomassa in kolencentrales is onderdeel van het vermogen in de categorie 'Steenkool & biobijstook'. De categorie 'Gas' bevat fossiele methaangassen en overige fossiele brandstoffen.

Conservering van vermogen

In figuur 3-7 wordt ook de omvang van het niet-operationeel gasgestookt vermogen weergegeven, dat wil zeggen het huidig en geprognosticeerd geconserveerd gasvermogen, zoals dat door producenten bij TenneT gemeld is in 2020. In kolencentrales wordt naast steenkolen in meer of mindere mate ook biomassa bijgestookt. Ook in deze categorie is onderscheid gemaakt tussen het operationeel en het niet-operationeel vermogen. In figuur 3-8 wordt de ontwikkeling van de saldi van geconserveerd gasvermogen nader beschouwd. Aanvang 2020 is het niet-operationeel gasvermogen 2,7 GW. Op basis van de huidige inschattingen van producenten zal dit tot aan 2024 afnemen tot 1,2 GW en richting 2030 zal het weer oplopen naar 1,7 GW. Het geconserveerd vermogen in het verleden en het voorziene te conserveren vermogen wordt in figuur

3-8 afgebeeld door de beide blauwe staafjes. In navolging van het deconserveren van gasgestookt vermogen in 2016, 2017 en 2018 (1,3 GW) wordt volgens opgave van producenten verwacht, dat nog eind 2020 eens 2,0 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 lijn in de figuur vertegenwoordigt de hoeveelheid geconserveerd vermogen zoals dat werd gekwantificeerd in de vorige editie van de monitoring. Er is ten opzichte van de monitor van vorig jaar sprake van zowel een verschuiving van de voorziene conserveringen naar latere kalenderjaren als een vermindering van de omvang van de voorziene conserveringen.

Het is de vraag of het geconserveerd vermogen in de toekomst in aanmerking komt voor mogelijke deconservering. De afgelopen jaren is gebleken, dat er inderdaad producenten waren die besloten om te deconserveren (groene staafjes). Er is in de reguliere



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



data-uitvraag aan producenten geen concrete informatie aan TenneT aangereikt, dat er vermogen zal worden gedeconserveerd in de periode na 2021. Producenten geven wel aan dat deconserveren tot de mogelijkheden behoort bij gunstige marktomstandigheden.

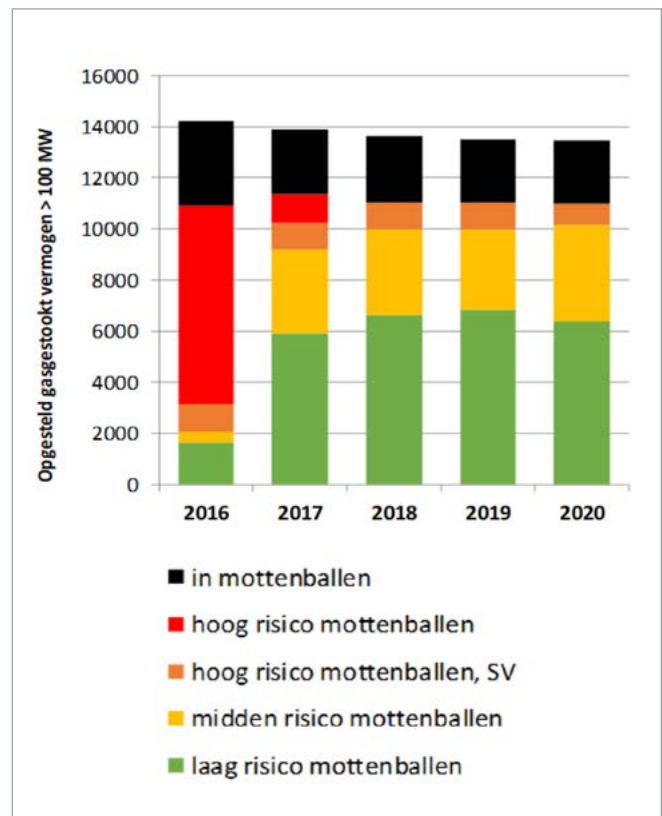
Verschillende elektriciteitsproducenten, bedrijven in de industrie en tuinbouwbedrijven hebben aangegeven dat hun prognoses ten aanzien van het opgesteld en operationele vermogen sterk afhangen van een aantal factoren op de middellange termijn. Investeringsbeslissingen voor nieuwe centrales of ombouw 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 beleid ten aanzien van belastingen 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 model*¹¹ op basis van forward-prijzen is voor deze monitoring uitgevoerd met vernieuwde informatie. Forward elektriciteitsprijzen, de gasprijs en de CO₂-prijs zijn belangrijke drivers van de rentabiliteit van gascentrales.

Figuur 3-9 laat zien dat de kans dat gasgestookt vermogen wordt geconserveerd in 2020 weinig is veranderd ten opzichte van 2019. De categorie



Figuur 3-9: Ontwikkeling van de kans op “mottenballen” van gasgestookt vermogen groter dan 100 MW

‘hoog risico mottenballen, SV’ heeft betrekking op eenheden die zonder de te leveren stadsverwarming een moeilijkere business case hebben nog te blijven draaien. Er zijn enkele eenheden in de categorie ‘midden risico mottenballen’ van positie gewisseld met eenheden in de categorie ‘laag risico mottenballen’.

In 2019 zijn de elektriciteitsprijzen verder gedaald, zoals weergegeven in de marktanalyse van TenneT (Annual Market Update 2019¹²). Deze trend zette zich in 2020 voort, ook wat betreft de ontwikkeling van de gemiddelde forward-prijzen tot drie jaren vooruit. Basis voor deze neerwaartse trend was de daling van de olie- en gasprijs in 2019 en aanvang 2020 mede door de ontwikkelingen als gevolg van COVID19. Sinds maart 2020 herstelden de Dutch power futures (2021) voor een derde gedeelte ten opzichte van het niveau eind 2019. Ook Dutch gas forwards lieten een licht herstel van prijsniveau zien. De EUA certificaten (CO₂-prijzen) komen circa 10% hoger uit in 2020 in vergelijking met eind 2019.

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

12 Annual Market Update 2019 - Electricity market insights (TenneT, maart 2020)

Voor deze monitoring werd uitgegaan van de futures van september 2020 als zijnde representatief voor de huidige marktontwikkelingen. De conclusie is dat de kans op conservering is van operationeel vermogen gemiddeld genomen gelijk is gebleven ten opzichte van de monitor van 2019.

Zon-PV- en windvermogen

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op de uitgangspunten en de doorrekening van het Klimaatakkoord¹³ 2019.

Het opgesteld zon-PV vermogen is volgens het CBS in 2019 verder gegroeid tot 6,87 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 investeringen in zonnepanelen in weiden en op daken. Voor 2025 wordt een capaciteit voorzien van 11,9 GW dat doorgroeit naar 26,9 GW in 2030 conform de uitwerking van het Klimaatakkoord.

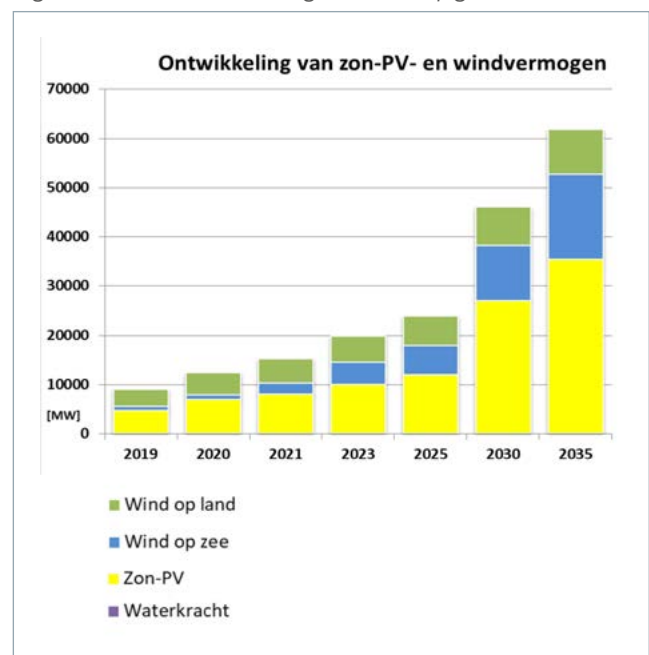
In 2019 is volgens het CBS het onshore windvermogen in Nederland licht toegenomen tot 3,5 GW (voorlopige waarde). In de monitoring leveringszekerheid wordt uitgegaan van de doorrekening van de Klimaat- en Energieverkenning 2019 door het PBL, wat neerkomt op 4,5 GW in 2020 voor wind op land. Verdere groei wordt voorzien in 2025 en 2030 naar respectievelijk 6,0 GW en 7,8 GW.

Het totaal offshore windvermogen medio 2020 bedraagt 1,0 GW. Er wordt een aanzienlijke uitbreiding van offshore windvermogen voorzien voor de komende 10 jaren. 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 zal zijn de planning en 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), 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 10,6 GW in 2030. TenneT heeft met een aanvullende capaciteit van 0,7 GW in 2030 rekening gehouden, gebaseerd op de achtergrondanalyse van de effecten van het klimaatakkoord. Er werd in deze monitoring gerekend met 11,3 GW offshore windvermogen in 2030.

In figuur 3-10 wordt de ontwikkeling van het opgesteld vermogen van zon-PV, waterkracht en windturbines weergegeven. Waterkracht bedraagt slechts 38 MW en is daarom in de grafiek niet zichtbaar. Dit zijn de uitgangspunten voor deze monitoring vanaf 2019 tot en met 2035.

Figuur 3-10: Ontwikkeling van het opgesteld



vermogen van waterkracht, zon-PV en windvermogen

Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen

Tabel 3-1 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 marktsimulaties van de monitoring. Vermogen waarvan producenten

¹³ Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: elektriciteit (PBL, april 2019) <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-energie 3685.pdf>



| Jaar | operationeel vermogen | | | niet-operationeel vermogen (mothball) | wijzigingen in operationeel vermogen per tijdvak | | | | | |
|------|-----------------------|---------------------------|------------------|---------------------------------------|--|----------|-----------|-------|---------------------------|--------|
| | totaal | zon-PV/ wind/ water | thermisch proces | | thermisch proces (nucleair, fossiel, waste) | | | | zon-PV/ wind/ water | totaal |
| | | | | | nieuw | mothball | amovering | saldo | | |
| | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW |
| 2018 | 29,7 | 7,3 | 22,4 | 2,8 | 0,1 | 0,7 | -1,9 | -1,1 | 0,9 | -0,2 |
| 2019 | 31,6 | 9,0 | 22,5 | 2,7 | 0,2 | 0,1 | -0,2 | 0,2 | 1,8 | 1,9 |
| 2020 | 34,2 | 12,4 | 21,8 | 2,7 | 0,2 | 0,0 | -1,0 | -0,8 | 3,3 | 2,6 |
| 2021 | 38,5 | 15,1 | 23,4 | 1,0 | 0,0 | 1,7 | -0,1 | 1,6 | 2,8 | 4,3 |
| 2022 | 40,3 | 17,1 | 23,2 | 1,2 | 0,1 | -0,2 | 0,0 | -0,1 | 2,0 | 1,8 |
| 2023 | 42,2 | 19,8 | 22,4 | 1,2 | 0,0 | -0,1 | -0,8 | -0,9 | 2,7 | 1,8 |
| 2025 | 44,3 | 23,8 | 20,5 | 1,6 | 0,1 | -0,4 | -1,6 | -1,9 | 4,0 | 2,1 |
| 2027 | 50,1 | 30,2 | 19,9 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | -0,5 | -0,6 | 6,4 | 5,9 |
| 2030 | 62,5 | 46,0 | 16,5 | 4,9 | 0,0 | -3,3 | -0,1 | -3,4 | 15,8 | 12,4 |

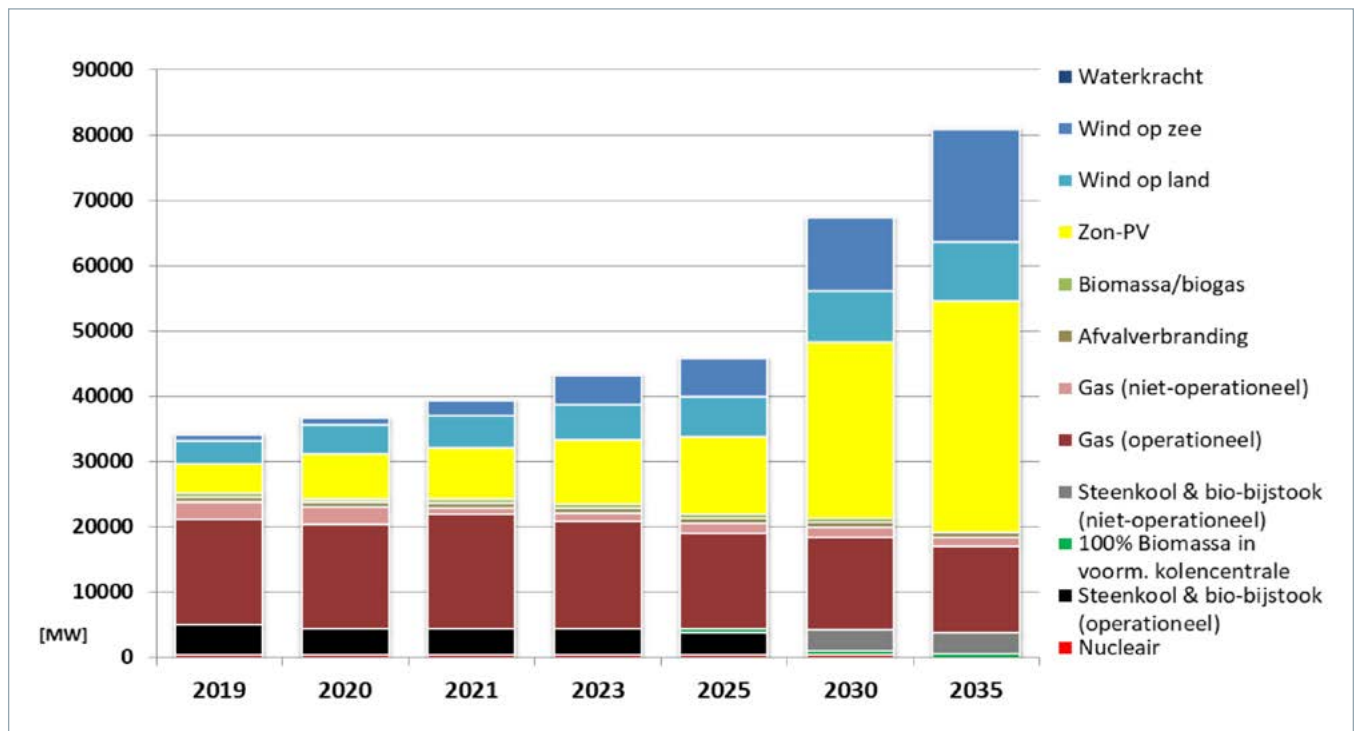
Tabel 3-1. Ontwikkeling opgesteld vermogen (operationeel en niet-operationeel vermogen)

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 3-1 onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Met niet-operationeel vermogen wordt vermogen bedoeld dat is geconserveerd, dan wel kolenvermogen dat is stilgelegd. 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 wijzigingen (toename of afname per tijdvak) in operationeel vermogen weergegeven voor de categorieën thermisch, zon-PV/wind/waterkracht en totaal. Daarbij is de categorie thermisch verder uitgesplitst in nieuw, mothball (geconserveerd) en geamoveerd vermogen. Een positief getal in de categorie mothball geeft aan dat er in betreffend jaar meer vermogen is gedeconserveerd dan er is geconserveerd.





Figuur 3-11: Ontwikkeling van het opgesteld vermogen

Figuur 3-11 geeft de ontwikkeling van het opgesteld vermogen in MW weer per zichtjaar. De bijbehorende cijfers zijn terug te vinden in Bijlage 2.

Ten opzichte van de vorige monitoring rapportage (2019) is het thermisch operationeel vermogen op de korte en middellange termijn (2018 tot 2023) niet verder verminderd. Daarna neemt het thermisch operationeel vermogen tot 2030 af met bijna 6 GW. Het niet-operationeel vermogen neemt in 2021 af, waarna het licht oploopt tot 1,6 GW in 2027. In 2030 wordt in het basisscenario rekening gehouden met de stillegging van het grootste deel van de kolencentrales (3,3 GW van de 3,9 GW).

3.3 Flexibiliteit

De mate van flexibiliteit in het elektriciteitsnet is niet dezelfde in alle scenario's en jaren.

De aanname is dat elektrische voertuigen vanaf 2030 'slim laden', dat wil zeggen dat het laden kan worden gespreid en (deels) kan worden uitgesteld. De meeste flexibiliteit wordt aangenomen in het FSI scenario 2030 waarin er 6 GW aan batterijen staat opgesteld met een capaciteit van 14 GWh en waarin een flexibele vraag bestaat voor *power to heat* en *power to gas* van respectievelijk 3,8 GW en 3,5 GW.

DSR

Vraagrespons (*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 het bij elkaar brengen van vraag en aanbod en het behoud van leveringszekerheid. TenneT werkt aan een verdere verbetering van de DSR-modelering 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 op basis van de uurlijkse vraag- en aanbod biedingen op de beurs (EPEX) van de afgelopen jaren een inschatting gemaakt van de hoeveelheid *demand response* die deelneemt in de markt. Deze analyse is voor deze monitoring geactualiseerd. Hiervoor is gekeken naar de prijs-sensitieve volumes die aangeboden worden op de dag vooruit markt, zowel aan de vraag als aanbodzijde. De biedingen op de EPEX-beurs zijn

gelimiteerd op een minimum- en maximumprijs van respectievelijk -500 €/MWh en 3.000 €/MWh. Prijs-sensitieve biedingen zijn alle biedingen boven het minimum en onder het maximum.

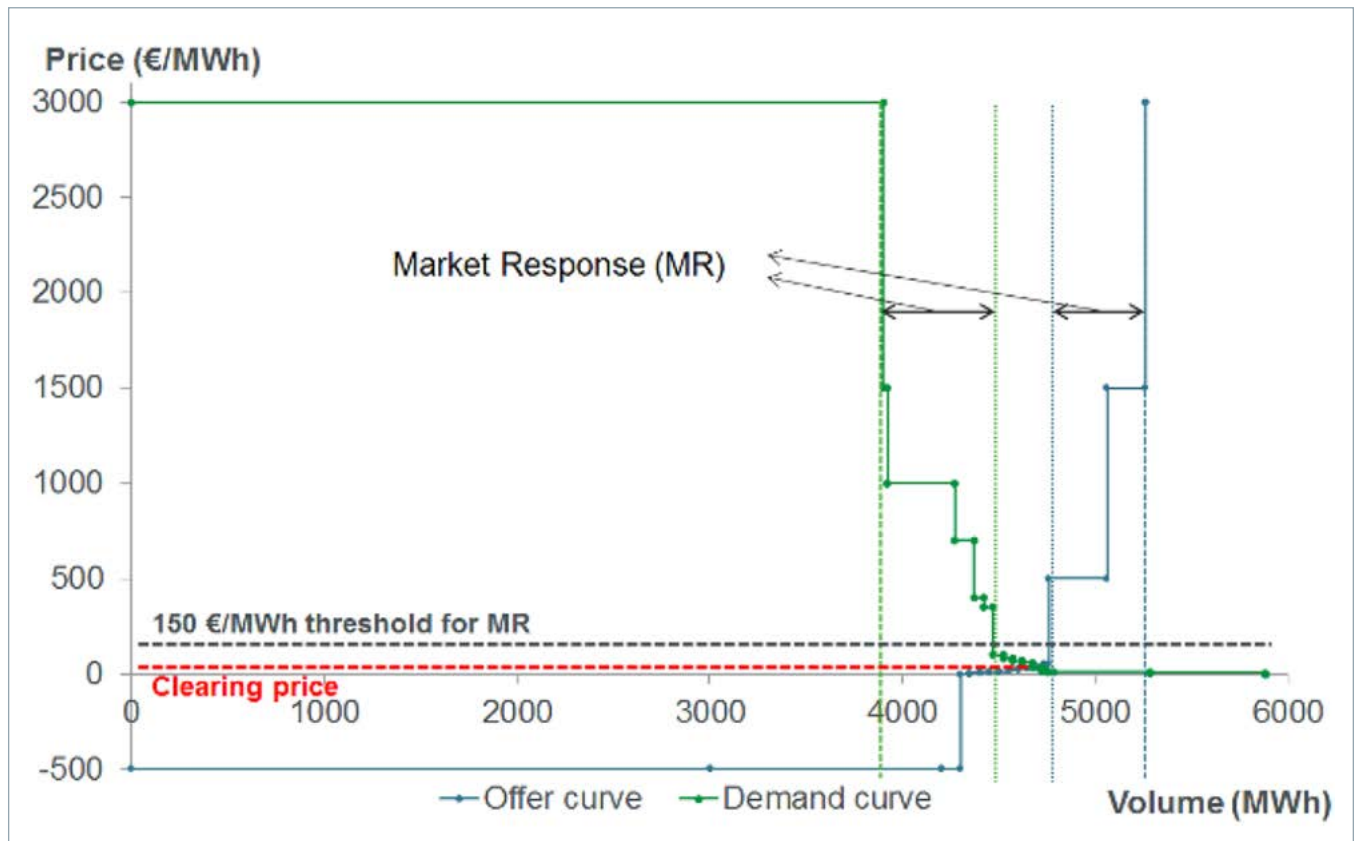
Data voor deze analyse komt van de zogenaamde *aggregated curves*, gepubliceerd door EPEX.

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.

Tabel 3-2. Gedrag bij aanbod en vraag

| Gedrag | 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 |

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 (zie figuur 3-12). 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.



Figuur 3-12: Market Response vraag- en aanbodcurve





Figuur 3-13: Market Response resultaten

De resultaten van de MR volumes voor de jaren 2015 tot en met 2020 zijn weergegeven in figuur 3-13. 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, 2019 en 2020 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. TenneT beschouwt deze 700 MW MR een redelijke en lage (conservatieve) schatting om te gebruiken als proxy voor DSR in de leveringszekerheidsanalyses van deze monitoring. Dit is op basis van deze analyse en gesprekken met marktpartijen 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 Monitor¹⁴.

In november 2020 is een verkennende studie van DNVGL¹⁵ gepubliceerd naar de mogelijke bijdrage van industriële vraagresponso's aan leveringszekerheid. TenneT is mede-opdrachtgever van deze studie. De analyse is bedoeld om een beter zicht te krijgen op de extra vraagresponso's vanuit de Nederlandse

industrie, boven de 700 MW schatting waarmee voor de monitoring leveringszekerheid is gerekend. Uit de studie blijkt dat er op dit moment een potentieel is van zo'n 3400 MW, oplopend tot 4000 MW in 2030. Het potentieel boven de 700 MW is echter niet ontsloten. Het rapport roept elektriciteitsmarktpartijen en de industrie op, om gezamenlijk de mogelijkheden voor de inzet van (toekomstige) flexibele industriële elektriciteitsvraag en het bijbehorende verdienpotentieel op verschillende markten, nader te onderzoeken. TenneT gaat onderzoeken in welke mate de resultaten van de studie kunnen worden gebruikt in toekomstige edities van de monitoring leveringszekerheid.

3.4 Ontwikkeling van de 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 dwarsregeltransformator in België en aanvullend aan Nederlandse zijde station Rilland wordt een aanvullende verruiming van de interconnectiecapaciteit met België voorzien voor importen in 2020 ter grootte van 0,7 GW. Voor exporten komt deze capaciteit van 0,7 GW beschikbaar per 2022. Volgens de huidige plannen zal vanaf 2025 de exportcapaciteit met België worden vergroot tot in totaal 3,4 GW; de importcapaciteit wordt in 2029 vergroot tot 3,4 GW. Na de opwaardering van de interconnector VanEyck-Maasbracht in 2030 wordt een totale interconnectiecapaciteit voorzien van 4,4 GW vanaf 2031.

Interconnectie met Duitsland

Door de realisatie van de verbinding Doetinchem-Wesel in 2018 met een capaciteit van 1,5 GW bedraagt vanaf 2019 de import-/exportcapaciteit van Nederland en Duitsland 3,95 GW.

¹⁴ TenneT Flexibility Monitor - A first step towards quantifying flexibility in the Dutch electricity system https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/20200117_TenneT_Flexibility_Monitor.pdf (TenneT, november 2019)

¹⁵ DNV GL rapport 'De mogelijke bijdrage van industriële vraagresponso's aan leveringszekerheid' <https://www.dnvgl.nl/publications/de-mogelijke-bijdrage-van-industriële-vraagresponso's-aan-leveringszekerheid-190657>

Tabel 3-3 Beschikbare import/export capaciteit

| land: ver- binding: | België (exp.) AC | België (imp.) AC | Duitsland AC | Noor- wegen DC | Gr. Brittan- nië DC 3) | Dene- marken DC | Totaal import nominaal 1) | Totaal import na reduc- ties 2) |
|---------------------------|------------------------|------------------------|-----------------|----------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------------|--|
| jaar | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW |
| 2019 | 1,7 | 1,7 | 4,0 | 0,7 | 1,0 | 0,0 | 7,4 | 6,8 |
| 2020 | 1,7 | 2,4 | 4,3 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,1 | 8,4 |
| 2021 | 1,7 | 2,4 | 4,3 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,1 | 8,4 |
| 2022 | 2,4 | 2,4 | 4,3 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,1 | 8,4 |
| 2023 | 2,4 | 2,4 | 4,4 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,2 | 8,6 |
| 2025 | 3,4 | 2,4 | 5,0 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,8 | 9,1 |
| 2027 | 3,4 | 2,4 | 5,0 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,8 | 9,1 |
| 2030 | 3,4 | 3,4 | 5,0 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 10,8 | 10,0 |
| 2035 | 4,4 | 4,4 | 5,0 | 0,7 | 3,0 | 0,7 | 13,8 | 12,9 |

1) zonder reducties

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

3) de aanname voor een additionele interconnector met Groot Brittannië kan worden gewijzigd door ontwikkelingen m.b.t. de Brexit

De capaciteit van de Nederlands-Duitse interconnector Meeden-Diele werd eind 2019 uitgebreid met 0,3 GW. Door interne verzwaringen van het Nederlandse 380 kV net zal de AC-import-/exportcapaciteit met Duitsland verder toenemen met 150 MW in 2023 en nog eens 600 MW rond 2024. Hierdoor is de import-/exportcapaciteit tussen Nederland en Duitsland in zichtjaar 2025 uitgebreid naar 5,0 GW.

Overzeese interconnectie

In 2008 werden Nederland en Noorwegen verbonden via de NorNed-kabel ter grootte van 0,7 GW. De Britned-kabel (1,0 GW) werd in 2011 gerealiseerd. Voor 2030 wordt voorzien dat de verbinding met Groot-Brittannië wordt verruimd met 2 GW tot in totaal 3 GW. Gezien de vele onzekerheden is in de analyse met het Europese model in 2030 nog niet gerekend met de totstandkoming van deze uitbreiding. Wel is de uitbreiding als indicatief voor het steekjaar 2035 gerapporteerd¹⁶.

TenneT en de Deense netbeheerder Energinet hebben eind 2019 de DC-interconnector *Cobra Cable* (0,7 GW) in gebruik genomen.

Tezamen bedraagt in zichtjaar 2022 de totale landgrens-overschrijdende transportcapaciteit voor import en export 9,1 GW, voor 2025 9,8 GW en voor 2030 10,8 GW.

Al deze verbindingen dragen bij aan de marktwerking en aan de integratie van duurzame energie in het elektriciteitssysteem. Goede interconnectiecapaciteiten leveren extra flexibiliteit op voor de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt en vergroten de leveringszekerheid voor de gehele regio.

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*.

Clean Energy Package

Zoals hierboven aangegeven wordt de beschikbare fysieke interconnectiecapaciteit in sommige situaties verminderd om netveiligheid te garanderen. Er is derhalve een verschil tussen de nominale capaciteit op de grenzen en de gemiddelde beschikbare capaciteit. Sinds het in werking treden van de Clean Energy Package (CEP) wetgeving worden er beperkingen opgelegd aan de hoeveelheid exportcapaciteit die reserve gehouden mag worden

¹⁶ De aanname voor uitbreiding van de interconnectie met Groot-Brittannië is op grond van de plannen voor aanleg van een nieuwe HVDC-verbinding. Op de eventuele gevolgen van de Brexit wordt in de volgende editie van deze monitoring ingegaan.



ten behoeve van binnenlandse stromen en loopflows. In de CEP wordt bepaald dat vanaf begin 2020 minimaal 70% van de fysieke capaciteit van netelementen beschikbaar moet zijn voor internationale handel¹⁷. Op basis van het actieplan¹⁸ wordt het percentage beschikbaar voor internationale handel vanaf 1 april 2020 stapsgewijs opgehoogd tot alle netelementen in 2025 voldoen aan deze regulering.

Voor de simulaties op basis van de NTC modellen is de 70%-regel niet meegenomen en wordt interconnectiecapaciteit niet verhoogd tot 70% van de fysieke capaciteit omdat dit zou kunnen leiden tot het onderschatten van leveringszekerheidsrisico's. Als in de modellen tekorten in productiecapaciteit worden opgelost door grensoverschrijdende handel terwijl onzekerheid bestaat over de beschikbaarheid van deze grenscapaciteit, worden deze tekorten mogelijk over het hoofd gezien. Voor de gevoeligheidsanalyse voor flow-based capaciteitsberekening voor het zichtjaar 2025 is wel meegenomen dat minimaal 70% van ieder netwerkelement beschikbaar gesteld moet worden voor internationale handel, waarmee wordt voldaan aan het criterium uit het CEP. Zie voor een verdere beschrijving van de marktontwikkelingen ook de TenneT Annual Market Update 2019¹⁹.

3.5 Ontwikkelingen in het buitenland

De vraag- en aanbodontwikkelingen in de rest van Europa zijn gebaseerd de modellen die samen met collega TSOs zijn ontwikkeld voor de MAF2020. Het onderliggende scenario is het ENTSO-E National Trends (NT) scenario. Dit is het centrale ENTSO-E scenario gebaseerd op de Draft Nationale Energie en Klimaat plannen van de EU-lidstaten, ontwikkeld om de 2030 klimaat doelen te bereiken. Zie het MAF2020 rapport²⁰ voor een overzicht van vraag en aanbod ontwikkeling per land.

In dit scenario wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. De totaal opgestelde

zon-PV en wind capaciteit 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. In 2030 zal het zon-PV en windvermogen verder groeien tot ruim 360 GW. Tegelijkertijd is er sprake van uitfasering van nucleair vermogen (Duitsland eind 2022; België eind 2024) en bruinkolenvermogen (o.a. in Duitsland).

Ten opzichte van de vorige monitoring is er in een aantal landen sprake van belangrijke wijzigingen betreffende de beschikbare thermische capaciteit. Zo is er bijvoorbeeld sprake van een minder snelle afname van de verwachte geïnstalleerde (bruin) kolencapaciteit in Duitsland door een actualisering van data op basis van het laatste officiële plan voor de uitfasering van kolen.

3.6 Scenario's en prognoses

Naast het basisscenario met de prognose op basis van de data-uitvraag is een aantal andere prognoses beschouwd met alternatieve aannames ten aanzien van enkele relevante parameters. De zichtperiode is middellange en lange termijn (tot aan 2030), waarbij de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse in het zichtjaar 2030 indicatief zijn.

Daarnaast is er ook een tweede scenario genaamd 'Fundament voor systeem integratie' doorgerekend met het Europese analysemodel voor 2030. Belangrijk uitgangspunt in de geanalyseerde scenario's is dat op voorhand alle door de producenten opgegeven geconserveerde en voorziene te conserveren installaties in het productiepark niet zijn meegenomen in de berekeningen ten behoeve van de analyse naar de leveringszekerheid.

3.6.1 Basis-scenario BS0

De vraag en aanbodontwikkeling in het Basisscenario BS0 is gebaseerd op de uitgangspunten zoals beschreven in hoofdstukken 3.1 en 3.2. In het basisscenario worden de niet-beschikbaarheden van productiemiddelen gebruikt zoals deze door de

17 Hier wordt verwezen naar de EU verordening betreffende de interne markt voor elektriciteit (2019/943), Artikel 16 paragraaf 8. Zie: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=nl>

18 Het actieplan is een set aan maatregelen door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat die bijdragen aan het verhogen van de beschikbaarheid van grensoverschrijdende transportcapaciteit voor de handel in elektriciteit. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ministerie-van-economische-zaken-en-klimaat/documenten/publicaties/2019/12/20/actieplan-verhoging-beschikbaarheid-zone-overschrijdende-transportcapaciteit-elektriciteitshandel>.

19 TenneT – Annual Market Update 2019 - https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/TenneT_Annual_Market_Update_2019.pdf

20 MAF2020 rapport: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>



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 de doorrekening van het Klimaatakkoord. De ontwikkeling van het thermisch productievermogen is gebaseerd op de uitvraag aan producenten. Hierbij hoort vanaf 2030 circa 0,7 GW operationeel kolenvermogen dat vanaf dan uitsluitend biomassa verstoekt.

3.6.2 Basisscenario, prognose 1 (BS1)

Basisscenario prognose 1 (BS1) betreft een gewijzigde aanname ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen. Omdat de opgegeven niet-beschikbaarheden van het basisscenario na 2019 lager zijn ingeschat dan de historisch gerealiseerde waarden, is geanalyseerd wat de gevoeligheid deze van parameter is op de uitkomsten. Hiervoor is een hogere niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen verondersteld dan in het basisscenario; op basis van historische waarden.

3.6.3 Basisscenario, prognose 2 (BS2)

Basisscenario prognose 2 (BS2) is gebaseerd op het Klimaatakkoord en is één van de scenario's in het IP2020 (Investeringsplan van TenneT, publicatiedatum 1 oktober 2020). Prognose 2 is gelijk aan prognose 1, behalve dat vanaf 2030 het biomassa gestookte kolenvermogen (0,7 GW) niet meer operationeel is. In dit scenario zijn dus geen koleneenheden meer in bedrijf.

3.6.4 Basisscenario, prognose 3 (BS3)

Basisscenario prognose 3 (BS3) is gebaseerd op prognose 2, zij het dat in prognose 3 tevens vanaf 2021 een reductie van het operationeel gasvermogen wordt verondersteld ter grootte van 1,6 GW.

3.6.5 FSI scenario

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 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 schaarstesituaties 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 1,4 GW aan gascentrales over gaan van stoken op aardgas naar het stoken op waterstofgas; en dat 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 Europese basis geanalyseerd.

4 Resultaten analyse



Voor alle scenario's zoals gepresenteerd in de paragraaf "Scenario's en prognoses" van het vorige hoofdstuk zijn simulaties uitgevoerd. In dit hoofdstuk worden eerst de resultaten per scenario getoond en vervolgens samengebracht om de resultaten met elkaar te vergelijken. Meer data over de resultaten zijn te vinden in de bijlage.

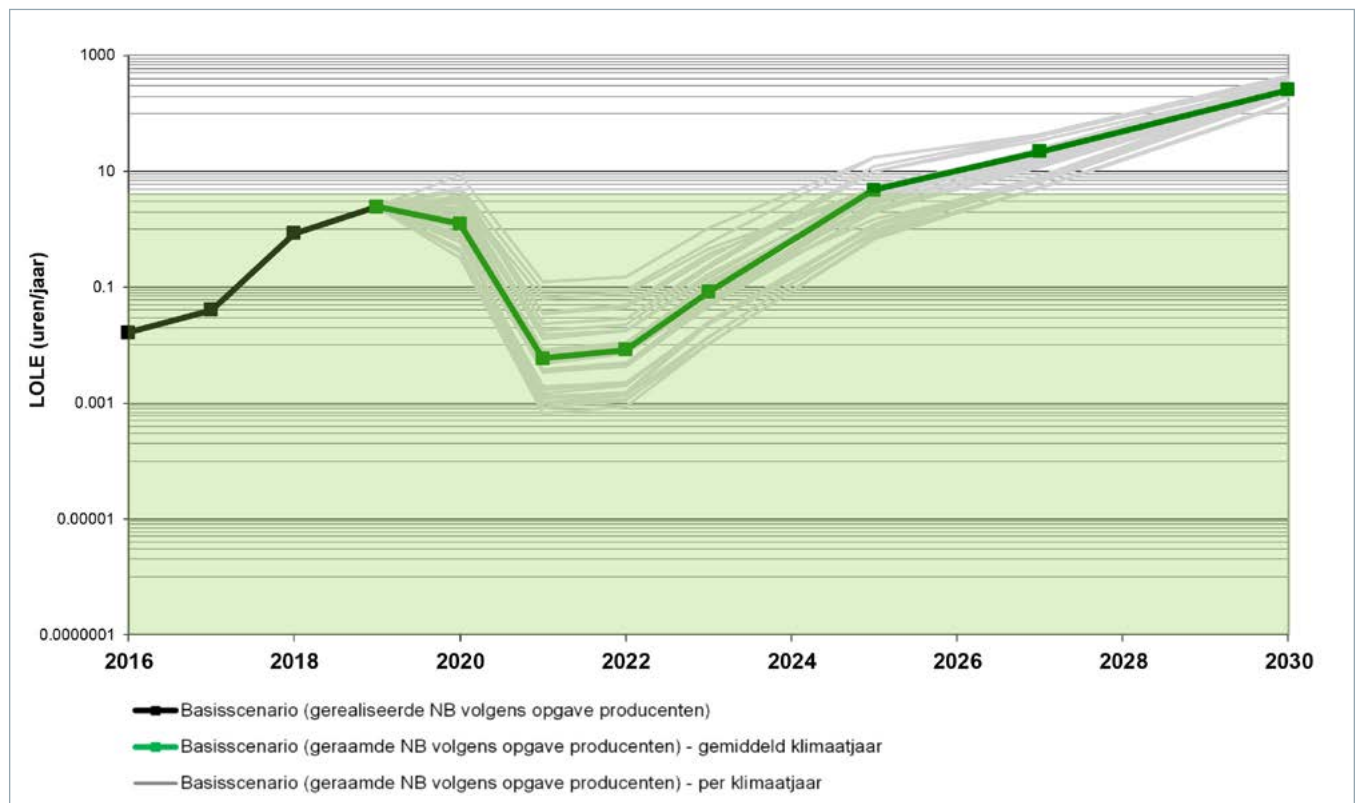
In dit hoofdstuk worden de uitkomsten van de leveringszekerheidsanalyses gepresenteerd op basis van zowel het nationale en het Europese model per scenario als in Hoofdstuk 3 beschreven.

4.1 Analyseresultaten nationale model

Het nationale model is gebaseerd op het uitgangspunt dat Nederland geen interconnecties gebruikt en er dus geen import en export mogelijk is. 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 installatie, de storingskans, de revisieduur en de eenheidsgrootte van de beschouwde productiemiddelen. Zo geldt bijvoorbeeld dat er voor grootschalig thermisch productievermogen, afhankelijk van het type, circa 1,15 à 1,30 MW equivalente productiecapaciteit nodig is per 1,00 MW *firm* capaciteit.



Figuur 4-1: Hoofresultaat Basisscenario monitoring 2019-2030



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 van het basisscenario van de monitoring 2019-2030 weergegeven. In de figuur is het voldoen aan de gehanteerde 4-uursnorm met een groen vlak aangegeven. 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 2016-2019. De groene lijn vertegenwoordigt de LOLE vanaf 2019 als uitkomst van de markt simulaties op basis van de geprognosticeerde data.

Figuur 4-1 laat zien dat er gedurende de beschouwde periode tot 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 2025 (4,8 LOLE-uren) oplopend naar 258,7 LOLE-uren in 2030. Dan neemt door een stijging van het elektriciteitsverbruik en de vermindering van het operationeel thermische vermogen de LOLE toe. Vanaf paragraaf 4.2 staan de uitkomsten weergegeven van de berekeningen met het Europese model waarin import en export zijn meegenomen.

Tabel 4-1 geeft in aanvulling op figuur 4-1 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 in zon-PV-, waterkracht- en windvermogen, thermisch vermogen met uitzondering van afvalverbranding en biomassa-installaties (*waste*) en overig vermogen (hoofdzakelijk *waste*).

Uit tabel 4-1 blijkt dat de LOLE in 2019 uitkomt op 2,4 uren en verder terugloopt tot 0,01 uur in 2022. Het bijbehorende firm vermogenoverschot (of firm negatief vermogenstekort) stijgt in deze periode van 0,2 GW naar 2,4 GW. Dit komt voornamelijk doordat het thermisch operationeel vermogen is toegenomen door verwachte deconserveringen per 2021 en doordat de elektriciteitsvraag daalt.

Na 2022 neemt de elektriciteitsvraag toe en daalt het thermisch beschikbaar vermogen verder, wat resulteert in oplopende LOLE-waarden. 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 2025 is er sprake van een situatie met een toenemend firm vermogenstekort. In 2030 daalt het

Tabel 4-1: Hoofddata Basisscenario monitoring, realisatie 2016-2019 en prognose 2020-2030 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 vermogenstekort GW |
|------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------|-----------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| | | | totaal GW | zon-PV/ wind/hydro GW | thermisch (beh. waste) GW | overige (o.a. waste) GW | | |
| 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 | 119,0 | 2,8 | 29,7 | 7,3 | 21,3 | 1,1 | 0,90 | -0,6 |
| 2019 | 118,7 | 2,7 | 31,6 | 9,0 | 21,3 | 1,2 | 2,42 | -0,2 |
| 2020 | 118,4 | 2,7 | 34,2 | 12,4 | 20,5 | 1,3 | 1,24 | -0,5 |
| 2021 | 117,9 | 1,0 | 38,5 | 15,1 | 22,1 | 1,3 | 0,01 | -2,5 |
| 2022 | 117,5 | 1,2 | 40,3 | 17,1 | 21,9 | 1,3 | 0,01 | -2,4 |
| 2023 | 117,0 | 1,2 | 42,2 | 19,8 | 21,0 | 1,3 | 0,08 | -1,6 |
| 2025 | 116,0 | 1,6 | 44,3 | 23,8 | 19,1 | 1,3 | 4,75 | 0,1 |
| 2027 | 119,5 | 1,6 | 50,1 | 30,2 | 18,6 | 1,3 | 22,05 | 1,2 |
| 2030 | 124,7 | 4,9 | 62,5 | 46,0 | 15,2 | 1,3 | 258,70 | 5,0 |

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen



thermisch vermogen verder en nemen de capaciteiten van zon-PV en wind verder toe bij een hogere elektriciteitsvraag. De LOLE in 2030 is 258 uren met een firm vermogenstekort van 5,0 GW.

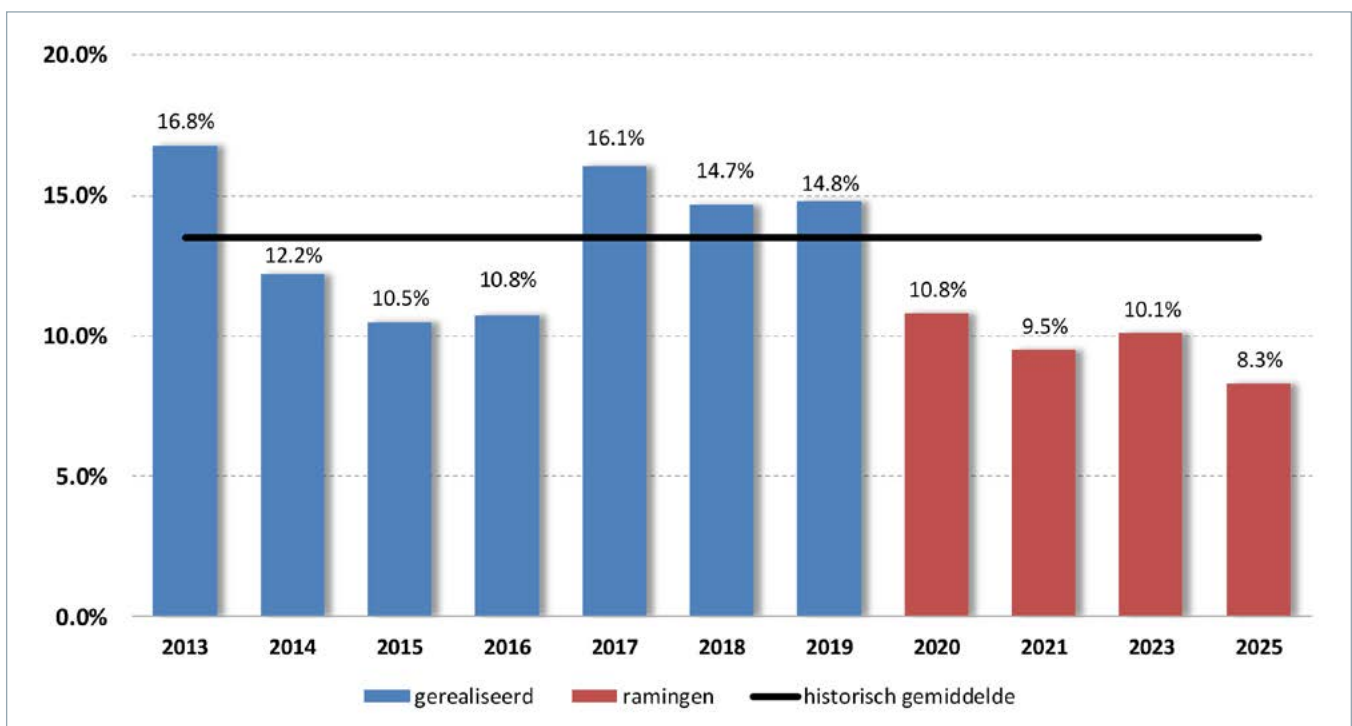
4.1.2 Resultaten Basisscenario en prognose 1 (niet-beschikbaarheid van productie-eenheden op basis van historisch gemiddelde)

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 (realisaties en prognoses) 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.

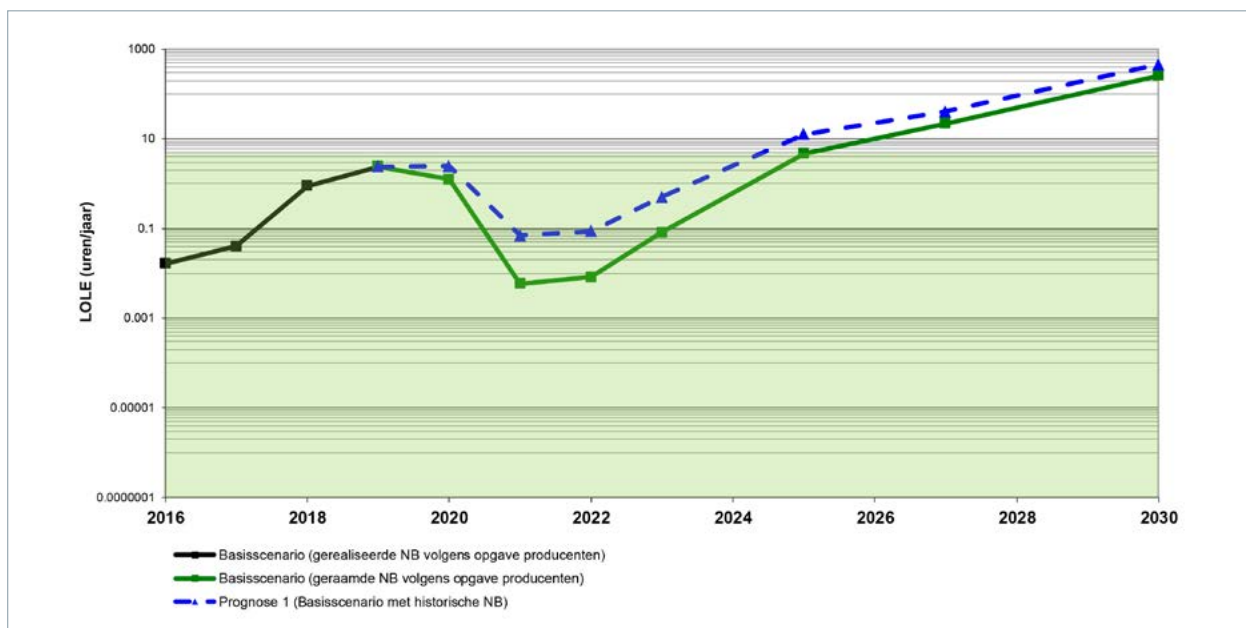
De zwarte lijn geeft het langjarig historische gemiddelde van de gerealiseerde niet-beschikbaarheid van het productievermogen weer (13,5%). De producenten ramden de niet-beschikbaarheid van hun productiemiddelen in de toekomst gemiddeld lager in. De gerealiseerde niet-beschikbaarheid van het productievermogen is in 2013, 2017, 2018 en 2019 hoger uitgekomen dan het historische gemiddelde.

Prognose 1 is een scenario waarbij de niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen is gebaseerd op de historische gemiddelde niet-beschikbaarheidscijfers voor alle zichtjaren; dit geldt ook voor de andere prognoses.



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





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

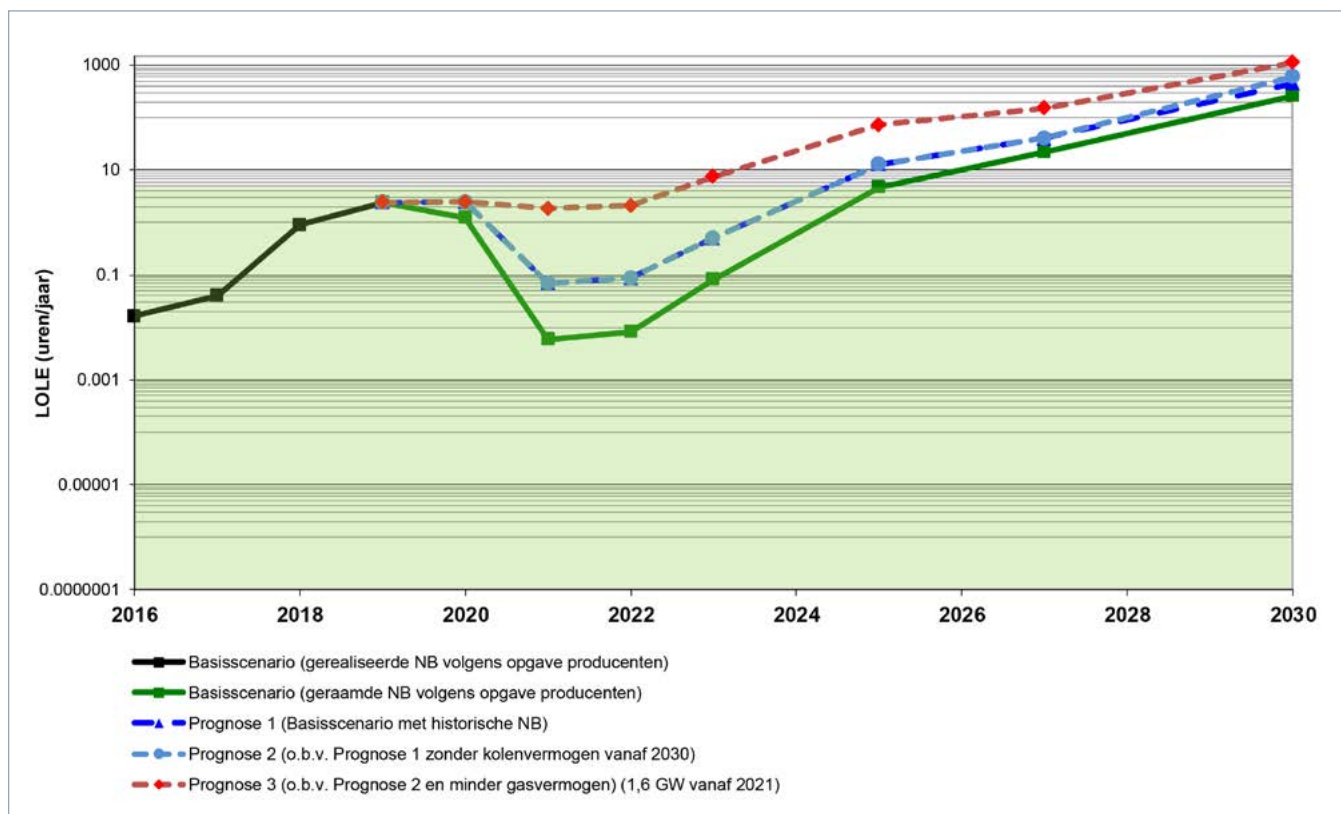
In aanvulling op de eerder gepresenteerde hoofdresultaten in de basisvariant zijn in figuur 4-3 met de gestippelde blauwe stippellijn de LOLE-resultaten weergegeven van Basisscenario prognose 1, de variant met beschikbaarheden op basis van historische gerealiseerde waarden. Deze LOLE-resultaten zijn vanaf 2019 vanzelfsprekend ongunstiger, omdat rekening wordt gehouden met de minder gunstige niet-beschikbaarheid 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 door hogere niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen. De LOLE blijft tot aan 2025 binnen de 4-uursnorm per jaar. Er is sprake van een negatief firm vermogensstekort ofwel een vermogenoverschot in deze periode. Door een verdere afname van het thermisch vermogen en oplopend elektriciteitsverbruik vanaf zichtjaar 2025 tot 2030 ontstaat er in prognose 1 een LOLE van respectievelijk 12,8 uren en 453 uren per jaar. Het firm vermogenstekort is dan met 5,0 GW gegroeid.

Tabel 4-2: Resultaten Basisscenario prognose 1, realisatie 2016-2019 en prognose 2020-2030 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken

| jaar | elektriciteitsvraag TWh | niet operationeel vermogen GW | operationeel vermogen | | | | LOLE NB o.b.v. opgaven h | firm vermogenstekort GW |
|------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------|-------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| | | | totaal GW | zon-PV/wind/hydro GW | thermisch (beh. waste) GW | overige (o.a. waste) GW | | |
| 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 | 119,0 | 2,8 | 29,7 | 7,3 | 21,3 | 1,1 | 0,90 | -0,6 |
| 2019 | 118,7 | 2,7 | 31,6 | 9,0 | 21,3 | 1,2 | 2,42 | -0,2 |
| 2020 | 118,4 | 2,7 | 34,2 | 12,4 | 20,5 | 1,3 | 2,46 | -0,2 |
| 2021 | 117,9 | 1,0 | 38,5 | 15,1 | 22,1 | 1,3 | 0,07 | -1,8 |
| 2022 | 117,5 | 1,2 | 40,3 | 17,1 | 21,9 | 1,3 | 0,09 | -1,7 |
| 2023 | 117,0 | 1,2 | 42,2 | 19,8 | 21,0 | 1,3 | 0,51 | -1,0 |
| 2025 | 116,0 | 1,6 | 44,3 | 23,8 | 19,1 | 1,3 | 12,81 | 0,7 |
| 2027 | 119,5 | 1,6 | 50,1 | 30,2 | 18,6 | 1,3 | 40,57 | 1,7 |
| 2030 | 124,7 | 4,9 | 62,5 | 46,0 | 15,2 | 1,3 | 453,00 | 5,7 |





Figuur 4-4: Resultaten Basisscenario en de Prognoses

4.1.3 Resultaten prognose 2 en 3

Prognose 2 en 3 zijn gebaseerd op prognose 1 met de historisch gemiddelde niet-beschikbaarheid van productievermogen. In Prognose 2 zijn er vanaf 2030 geen kolencentrales (incl. biomassa in voormalige kolenuits) operationeel. In Prognose 3 idem en is daarbij vanaf 2021 1,6 GW gasgestookt vermogen niet-operationeel.

In figuur 4-4 worden de resultaten van de LOLE van het Basisscenario en de Prognoses weergegeven.

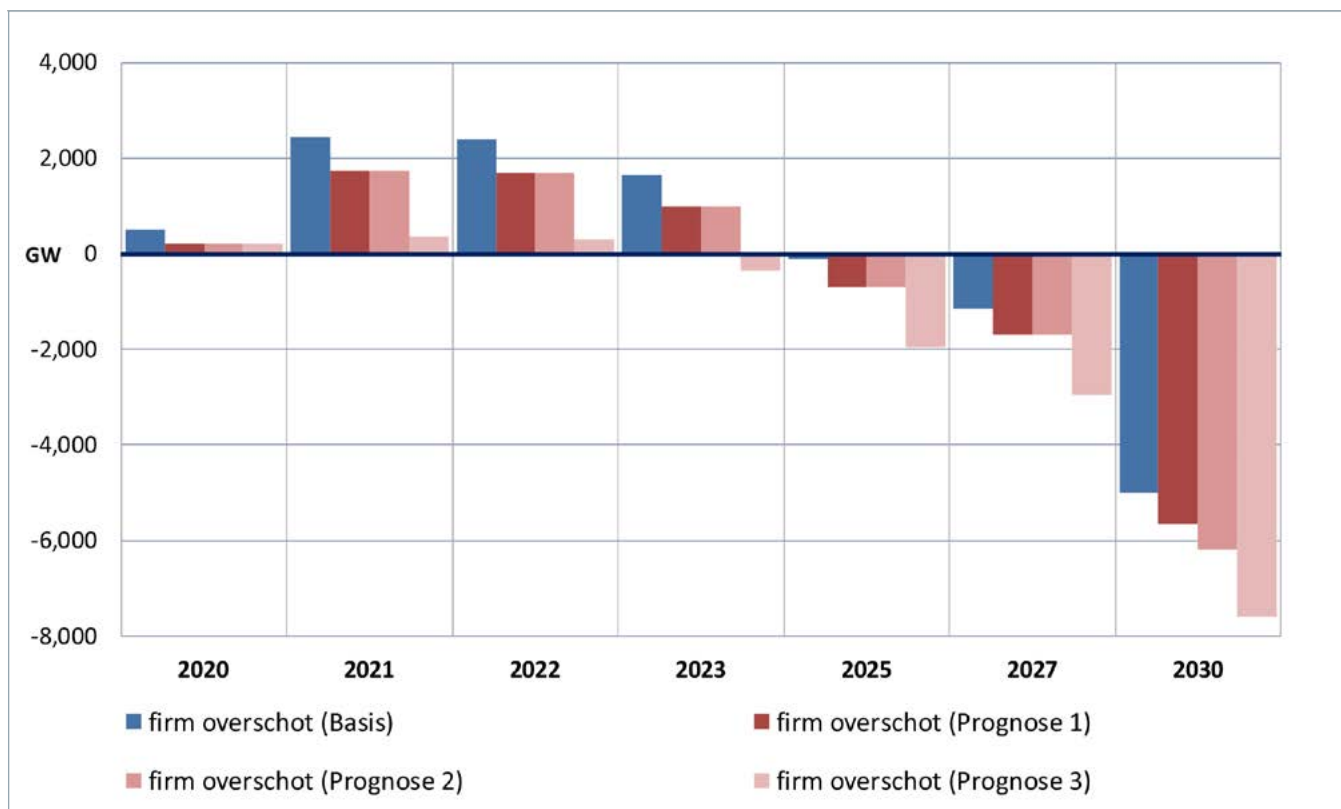
In de prognoses 2 en 3 wordt de overschrijding van de 4 uren LOLE norm in 2025 duidelijk in figuur 4-4. Prognose 4 laat vanaf 2023 een overschrijding van deze norm zien. Tabel 4-3 toont de ontstane vermogenstekorten.

Tabel 4-3: Resultaten Basisscenario Prognose 2 en 3

| jaar | Prognose 2 | | Prognose 3 | |
|------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|
| | LOLE NB o.b.v. opgaven | firm vermogenstekort | LOLE NB o.b.v. opgaven | firm vermogenstekort |
| | h | GW | h | GW |
| 2016 | 0,02 | -1,8 | 0,02 | -1,8 |
| 2017 | 0,04 | -1,7 | 0,04 | -1,7 |
| 2018 | 0,90 | -0,6 | 0,90 | -0,6 |
| 2019 | 2,42 | -0,2 | 2,42 | -0,2 |
| 2020 | 2,46 | -0,2 | 2,46 | -0,2 |
| 2021 | 0,07 | -1,8 | 1,84 | -0,4 |
| 2022 | 0,09 | -1,7 | 2,10 | -0,3 |
| 2023 | 0,51 | -1,0 | 7,52 | 0,4 |
| 2025 | 12,81 | 0,7 | 72,34 | 2,0 |
| 2027 | 40,57 | 1,7 | 151,98 | 3,0 |
| 2030 | 598,00 | 6,2 | 1123,00 | 7,6 |

Nota bene: Prognose 2 is gelijk aan prognose 1, behalve voor 2030





Figuur 4-5: Firm vermogenoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm voor het Basisscenario en de Prognoses 1 tot en met 3

In het Basisscenario is een vermogenstekort te zien in 2025, waarbij de LOLE boven de 4 uren is gekomen. De resultaten van de doorrekening van de prognoses 1 en 2 geven aan dat tot 2025 zich geen problemen voordoen zonder gebruik van importcapaciteit. In prognose 3 ontstaat in 2023 een vermogenstekort van 0,4 GW bij een LOLE van 7,5 uren.

De scenario's die voor 2030 zijn doorgerekend leveren veel LOLE op (in de range van 258 tot 1123 uren per jaar) met vermogenstekorten van 5,0 tot 7,6 GW (zie figuur 4-5). De analyse met het Europese model zal het nut van de interconnectiecapaciteiten 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 overschotten en tekorten die volgen indien de verschillende aanbodprognoses van elektriciteit met elkaar worden vergeleken. In deze paragraaf worden de tekorten en de overschotten 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.

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 het basisscenario en de prognoses 1 tot en met 3. Het beslag op de import-/exportcapaciteit 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.

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

Tabel 4-4: Beschikbare importcapaciteit en maximaal beslag daarop in de berekeningsvarianten

| land: ver- binding: | België (exp.) AC | België (imp.) AC | Duits- land AC | Noor- wegen DC | Gr. Brit- tannië DC 3) | Dene- marken DC | Totaal import nomi- naal 1) | Totaal import na reduc- ties 2) | maximaal beslag op de importcapaciteit (%) | | | |
|---------------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|---|---|--------|--------|--------|
| | jaar | GW | GW | GW | GW | GW | GW | GW | Basis | Progn1 | Progn2 | Progn3 |
| 2019 | 1,7 | 1,7 | 4,0 | 0,7 | 1,0 | 0,0 | 7,4 | 6,8 | -3% | -3% | -3% | -3% |
| 2020 | 1,7 | 2,4 | 4,3 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,1 | 8,4 | -6% | -2% | -2% | -2% |
| 2021 | 1,7 | 2,4 | 4,3 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,1 | 8,4 | -29% | -21% | -21% | -4% |
| 2022 | 2,4 | 2,4 | 4,3 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,1 | 8,4 | -28% | -20% | -20% | -4% |
| 2023 | 2,4 | 2,4 | 4,4 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,2 | 8,6 | -19% | -12% | -12% | 4% |
| 2025 | 3,4 | 2,4 | 5,0 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,8 | 9,1 | 1% | 8% | 8% | 21% |
| 2027 | 3,4 | 2,4 | 5,0 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 9,8 | 9,1 | 13% | 19% | 19% | 32% |
| 2030 | 3,4 | 3,4 | 5,0 | 0,7 | 1,0 | 0,7 | 10,8 | 10,0 | 50% | 56% | 62% | 76% |
| 2035 | 4,4 | 4,4 | 5,0 | 0,7 | 3,0 | 0,7 | 13,8 | 12,9 | 60% | 64% | 68% | 74% |

1) zonder reducties

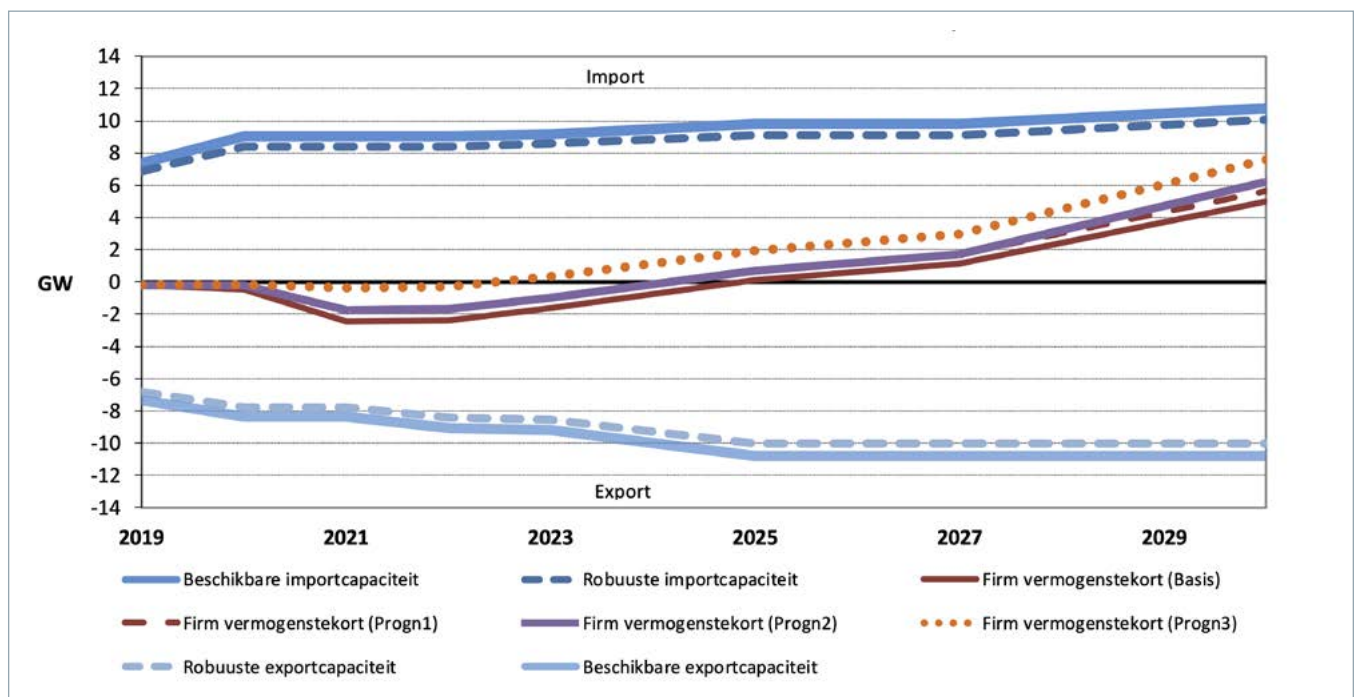
2) met reducties ten gevolge van storingen, revisies en loop flows vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit

3) de aanname voor een additionele interconnector met Groot Brittannië kan worden gewijzigd door ontwikkelingen m.b.t. de Brexit

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 vermogensoverschot 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



Figuur 4-6: Vergelijking vermogensoverschot/-tekort van het Basisscenario en de Prognoses 1 tot en met 3 met de beschikbare import- en exportcapaciteit



Tabel 4-5: reservefactoren 2019-2030

| jaar | niet-operationeel vermogen | operationeel vermogen | | beschikbare importcapaciteit | piekvraag | reservefactor | | |
|------|----------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------------|-----------|---------------|------|------|
| | | totaal | w.v. zon-PV/hydro/wind | | | 1) | 2) | 3) |
| | GW | GW | GW | GW | GW | | | |
| 2019 | 2,7 | 31,6 | 9,0 | 6,8 | 19,1 | 1,65 | 1,28 | 1,63 |
| 2020 | 2,7 | 34,2 | 12,4 | 8,4 | 19,1 | 1,79 | 1,27 | 1,71 |
| 2021 | 1,0 | 38,5 | 15,1 | 8,4 | 19,0 | 2,02 | 1,39 | 1,83 |
| 2022 | 1,2 | 40,3 | 17,1 | 8,4 | 19,0 | 2,12 | 1,40 | 1,85 |
| 2023 | 1,2 | 42,2 | 19,8 | 8,6 | 18,9 | 2,22 | 1,39 | 1,84 |
| 2025 | 1,6 | 44,3 | 23,8 | 9,1 | 18,9 | 2,35 | 1,34 | 1,82 |
| 2027 | 1,6 | 50,1 | 30,2 | 9,1 | 19,5 | 2,57 | 1,33 | 1,80 |
| 2030 | 4,9 | 62,5 | 46,0 | 10,0 | 20,5 | 3,06 | 1,26 | 1,75 |

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

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

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

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.

4.1.6 Vooruitzicht 2035

In de EU-Richtlijn 2005/89/EG is voorgeschreven dat de zichtperiode van de nationale monitoring rapportages zich uitstrekt tot 15 jaren (2035). In het kader van deze monitoring zijn analyses uitgevoerd voor een zichtperiode tot 2030. Omdat we geen trendbreuken verwachten tussen 2030 en 2035 zijn de gepresenteerde resultaten betreffende de ontwikkeling van de langere termijn leveringszekerheid in 2030 ook representatief voor 2035. In deze rapportage is daarom geen aparte analyse voor 2035 uitgevoerd.

4.2 Resultaten Europees model

4.2.1 Resultaten scenario BS 1

Kerngetallen

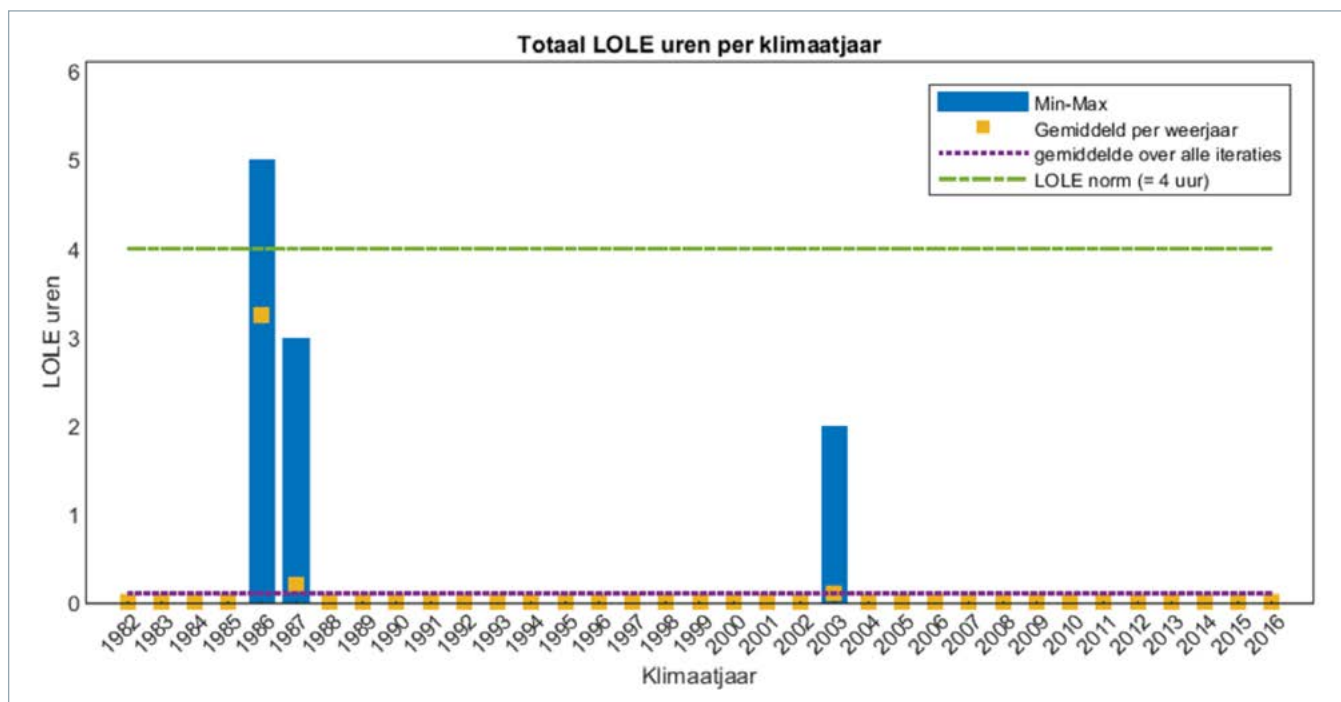
| | LOLE (uur) | EENS (MWh) |
|------|------------|------------|
| 2021 | 0,00 | 0 |
| 2025 | 0,00 | 0 |
| 2030 | 0,10 | 87 |

Algemene observatie

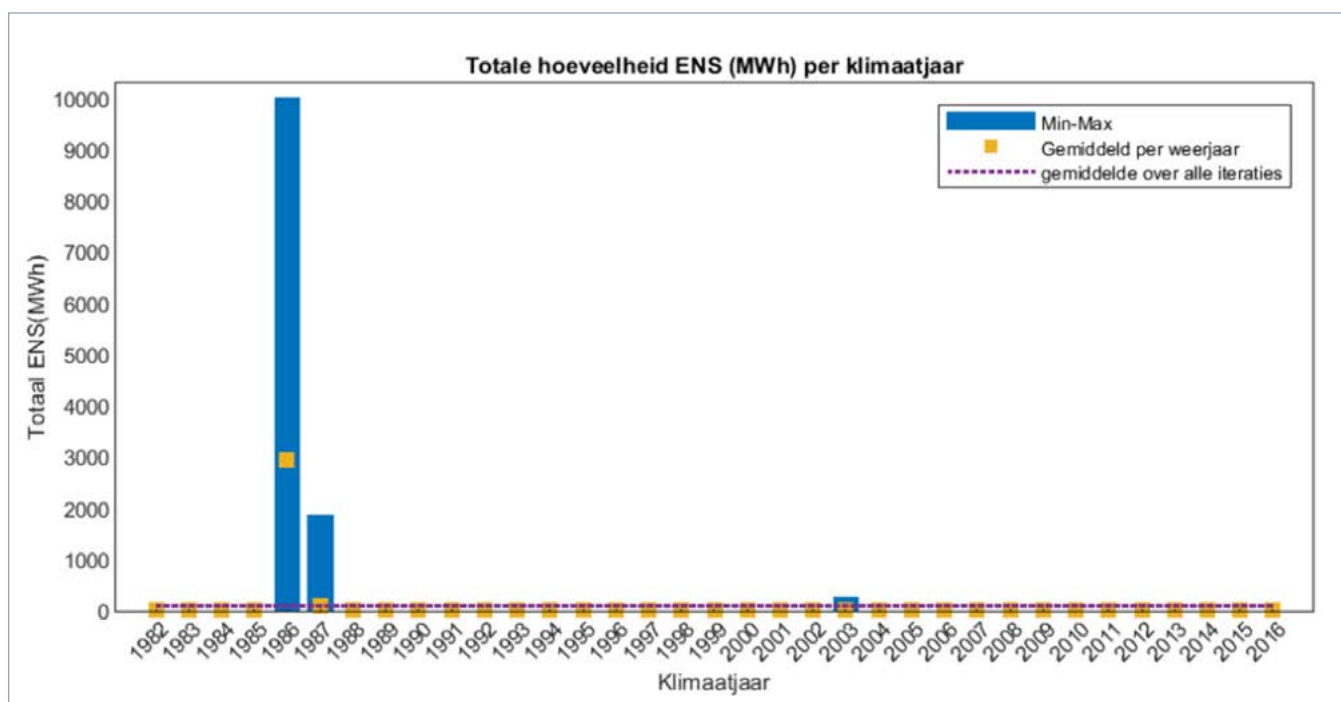
Voor scenario BS 1 blijft de LOLE voor alle zichtjaren ruim onder de norm van 4 uur per jaar. Over 20 iteraties bij 35 klimaatjaren is de LOLE maximaal 0,10 uur, namelijk in 2030. Ook de EENS blijft laag en stijgt tot slechts 87 MWh in 2030. De kans op een ENS boven de 0 MWh voor een specifiek uur is in het BS1 voor 2030 scenario 0,001 %.

Resultaten in grafiekvorm

De figuren 4-7 en 4-8 op de volgende pagina laten zien hoe de LOLE en de ENS per klimaatjaar verschillen voor zichtjaar 2030. Alleen in klimaatjaar 1986 zijn er uitvalscenario's die hoger uitkomen dan de norm, namelijk 5 uur per jaar in plaats van 4 uur per jaar. Echter, gemiddeld over alle uitvalsituaties blijft de LOLE ruim onder de norm met 0,1 uur. Voor de meeste klimaatjaren geldt dat de LOLE 0 uur per jaar bedraagt, ook bij de meest extreme uitvalsituaties.



Figuur 4-7: Minimum, maximum en gemiddelde LOLE uren voor Nederland per klimaatjaar in het BS 1 scenario met koppeling buitenland, jaar 2030.



Figuur 4-8: Minimum, gemiddelde en maximum ENS voor Nederland per klimaatjaar in het BS 1 scenario met koppeling buitenland, jaar 2030.

4.2.2 Resultaten scenario BS 2

Kerngetallen

| | LOLE (uur) | EENS (MWh) |
|------|------------|------------|
| 2021 | 0,00 | 0 |
| 2025 | 0,00 | 0 |
| 2030 | 0,13 | 155 |

Algemene observatie

Ondanks het wegvallen van 0,7 GW aan Biomassa gestookte kolencentrales blijft de LOLE voor alle zichtjaren ook in het BS2 scenario ruim onder de norm van 4 uur per jaar. Over 20 iteraties bij 35 klimaatjaren is de LOLE maximaal 0,13 uur in 2030.

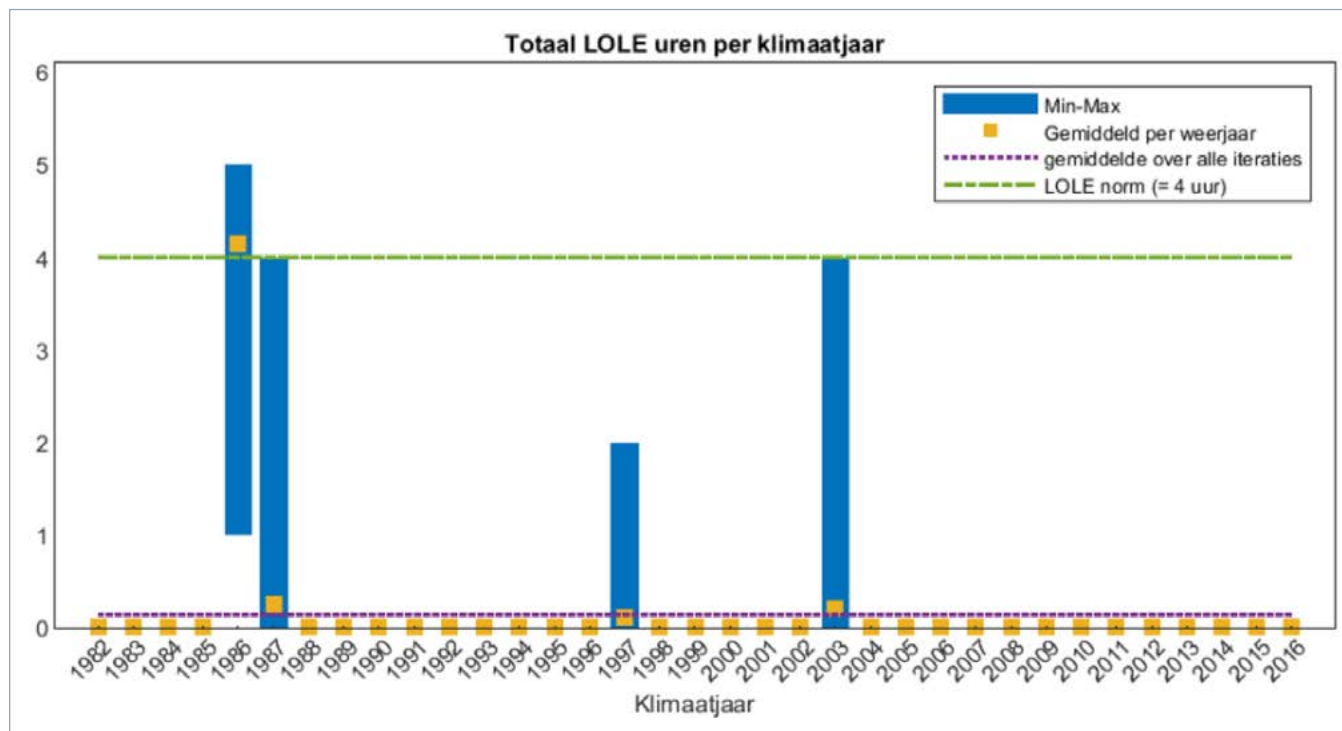


Ook de EENS blijft laag en stijgt tot slechts 155 MWh in 2030. Dit is wel een toename ten opzichte van scenario BS 1. De kans op een ENS boven de 0 MWh voor een specifiek uur is in het BS2 scenario voor 2030 kleiner dan 0,002 %.

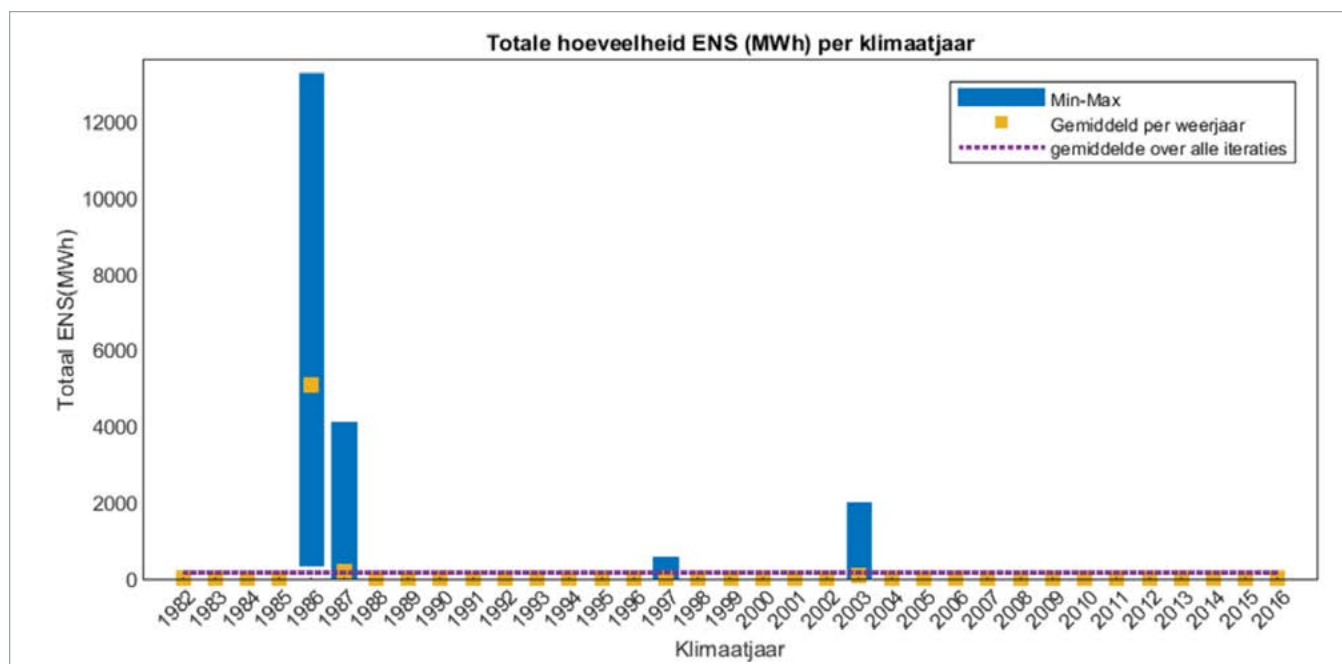
ENS voor zichtjaar 2030 per klimaatjaar verschilt. Alleen in klimaatjaar 1986 zijn er uitvalsscenario's waarin het aantal uren met tekorten hoger uitkomt dan de norm, de kans hierop is echter zeer klein. Voor de meeste klimaatjaren blijft gelden dat de LOLE 0 uur per jaar bedraagt, ook bij de meest extreme uitvalsscenario's. Hierdoor blijft het gemiddelde voor ENS en LOLE laag en ruim onder de norm.

Resultaten in grafiekvorm

Onderstaande figuren laten zien hoe de LOLE en de



Figuur 4-9: Minimum, maximum en gemiddelde LOLE uren voor Nederland per klimaatjaar in het BS2 scenario met koppeling buitenland, jaar 2030.



Figuur 4-10: Minimum, gemiddelde en maximum ENS voor Nederland per klimaatjaar in het BS2 scenario met koppeling buitenland, jaar 2030.



4.2.3 Resultaten scenario BS 3

Kerngetallen

| | LOLE (uur) | EENS (MWh) |
|------|------------|------------|
| 2021 | 0,00 | 0 |
| 2025 | 0,01 | 4 |
| 2030 | 0,32 | 481 |

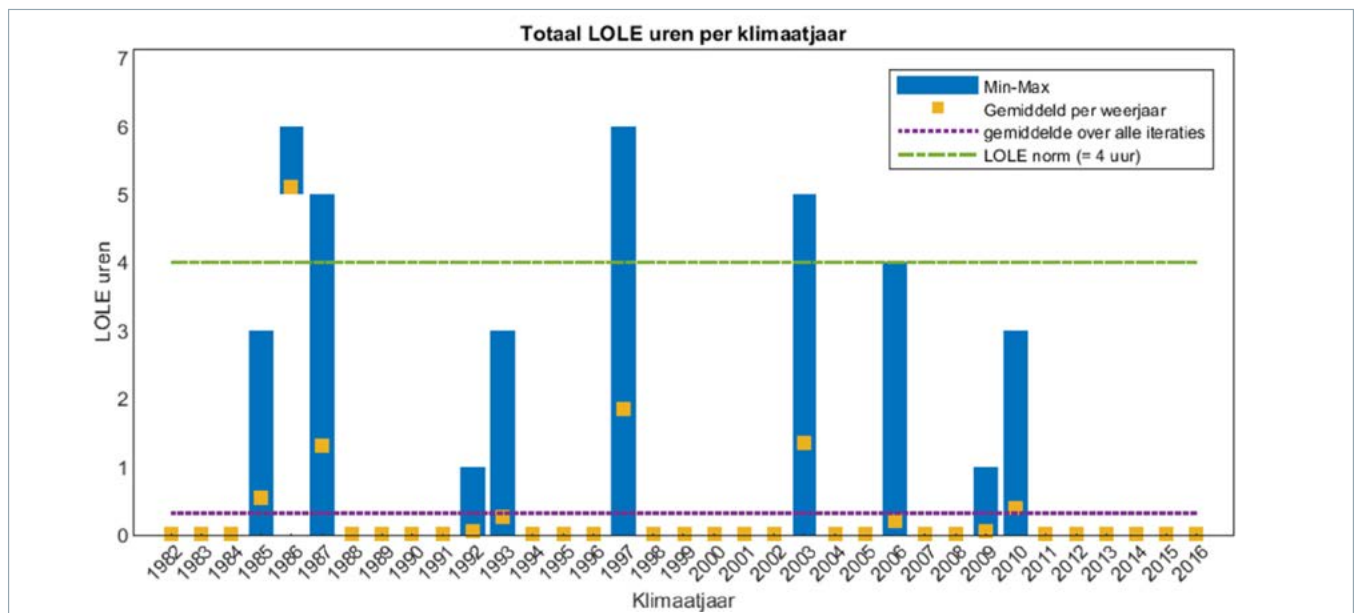
Algemene observatie

Ook een extra uitbedrijfname van 1,6 GW gasvermogen vanaf 2021 leidt niet tot een overschrijding van de gemiddelde LOLE norm voor alle zichtjaren. Over 20 iteraties bij 35 klimaatjaren is

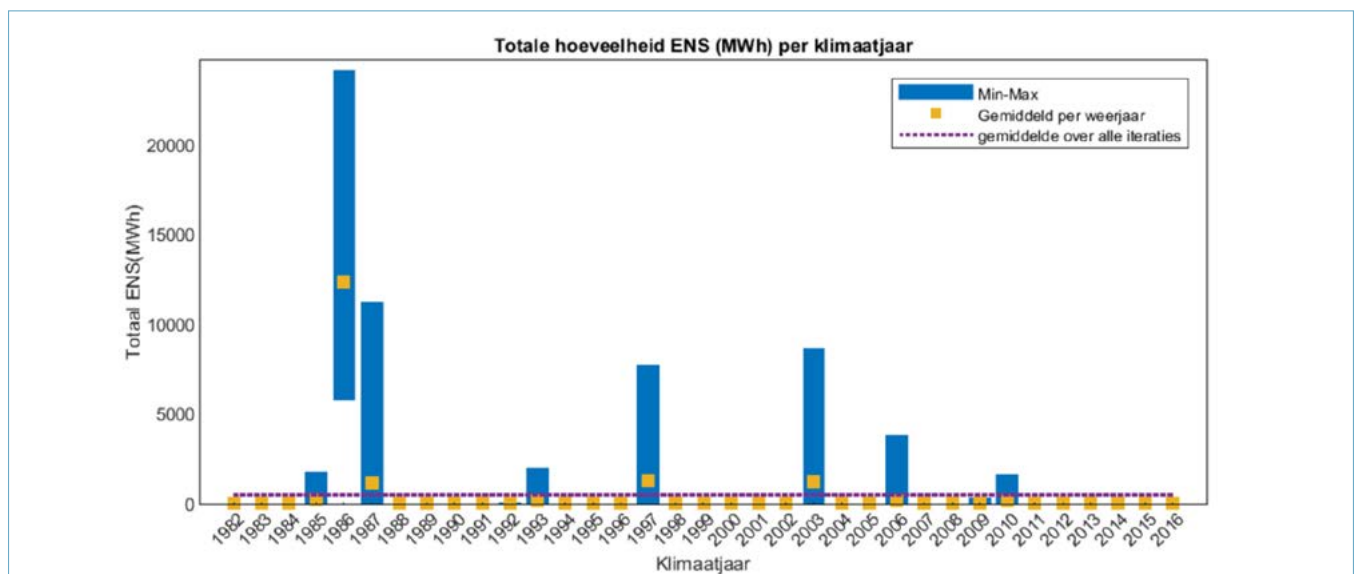
de LOLE in 2030 op zijn maximum van 0,32 uur per jaar. De EENS neemt toe ten opzicht van de andere scenario's naar 481 MWh in 2030. De kans op een ENS boven de 0 MWh voor een specifiek uur is in het BS2 voor 2030 scenario kleiner dan 0,004 %.

Resultaten in grafiekvorm

Onderstaande figuren laten zien hoe de LOLE en de ENS per klimaatjaar verschillen voor zichtjaar 2030. In een aantal klimaatjaren wordt bij verschillende uitvalscenario's de LOLE norm van 4 uur per jaar overschreden, voor het klimaatjaar 1986 ligt het aantal uren met tekorten zelfs voor alle uitvalsituaties



Figuur 4-11: Minimum, maximum en gemiddelde LOLE uren voor Nederland per klimaatjaar in het BS3 scenario met koppeling buitenland, jaar 2030.



Figuur 4-12: Minimum, gemiddelde en maximum ENS voor Nederland per klimaatjaar in het BS3 scenario met koppeling buitenland, jaar 2030



boven de 4 uur. Echter blijft ook in het BS3 scenario gelden dat de LOLE voor de meeste klimaatjaren 0 uur bedraagt. Hierdoor blijft het gemiddelde voor ENS laag en de LOLE ruim onder de norm.

4.2.4 Overzicht van de resultaten van alle Europese scenario's

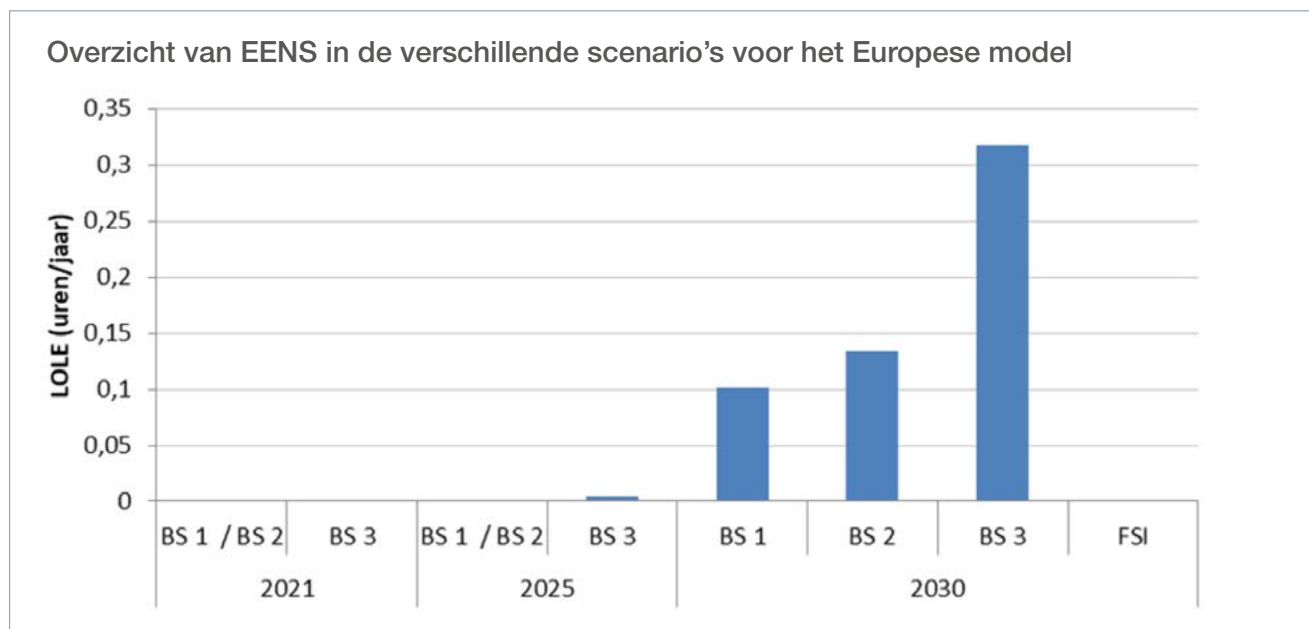
Zoals verwacht nemen de leveringszekerheidsrisico's toe richting 2030 en van scenario BS1 naar BS2 naar BS3. De trends zijn zichtbaar gemaakt in Figuur 4-13 (LOLE) en Figuur 4-14 (EENS). Het FSI scenario voor 2030, geeft geen verdere indicatie voor leveringszekerheidsrisico's, en is daarom niet in een aparte paragraaf behandeld. Onderliggende data is te vinden in de bijlage.

De toename in leveringszekerheidsrisico's van scenario BS1, naar BS2 naar BS3 wordt verklaard door de afname in aangenomen flexibele productiecapaciteit, respectievelijk 0,7 GW aan vermogen uit biomassa in voormalig kolengestookte eenheden en 1,6 GW aan vermogen uit met gas gestookte centrales. De stijging in de indicatoren voor risico's omtrent leveringszekerheid van 2021, naar 2025 naar 2025 worden verklaard door de afname in flexibel inzetbaar vermogen, in combinatie

met een toename van vraag. Vergelijkbare trends in elektriciteitsvraag in de omringende landen en uitfasering van nucleaire eenheden en vermogen uit bruinkooleenheden in Duitsland zorgen ervoor dat deze toename van leveringszekerheidsrisico's zowel in het nationale model als in het Europese model tot uiting komen, zij het in minder mate.

4.2.5 Hoofdconclusie Europees model

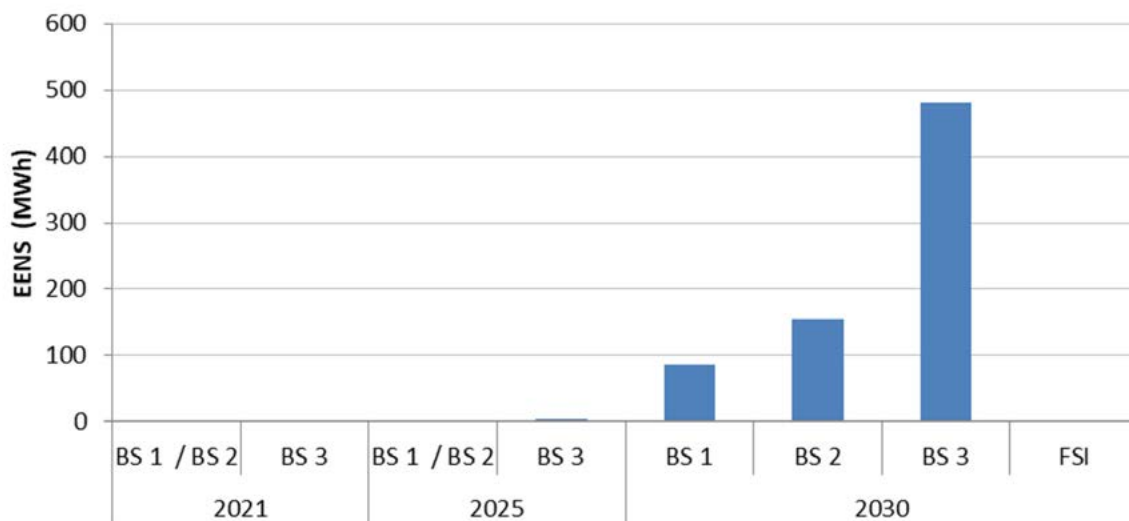
Op basis van de Europese analyse kan worden geconcludeerd dat het gekoppelde Europese elektriciteitssysteem zowel op de korte alsook op de middellange termijn in Nederland in voldoende mate voor leveringszekerheid kan zorgen. Op de middellange tot lange termijn (2025-2030) is in de beschouwde scenario's sprake van een geringe (2025) tot hoge (2030) 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 op termijn grotere importafhankelijkheid vormt tegelijkertijd een risico voor de Nederlandse leveringszekerheid in niet ondenkbare scenario's met minder geïnstalleerd conventioneel thermisch productievermogen in Europa.



Figuur 4-13 : LOLE voor Nederland voor zichtjaren 2021,2025 en 2030 in scenario's BS1, BS2 en BS3, modellen met koppeling buitenland.



Overzicht van EENS in de verschillende scenario's voor het Europese model



Figuur 4-14: ENS voor Nederland voor zichtjaren 2021, 2025 en 2030 in scenario's BS1, BS2 en BS3, modellen met koppeling buitenland.

4.3 Het belang van interconnectie

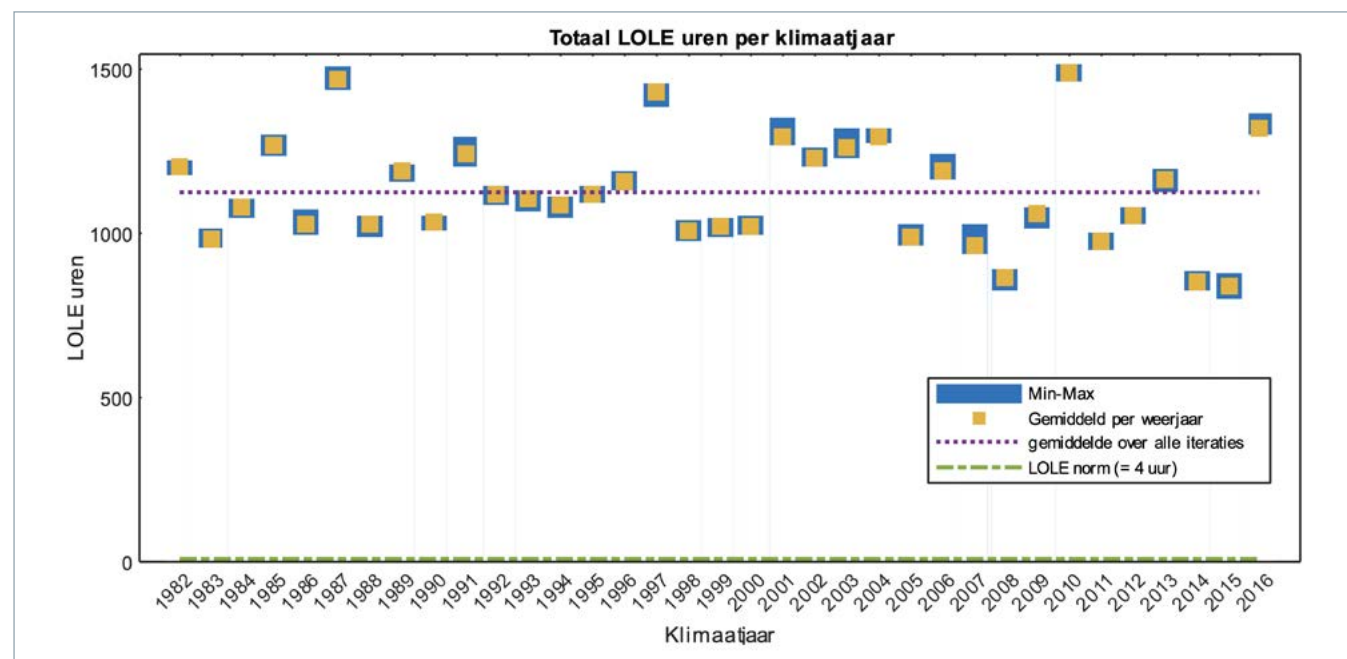
Kerngetallen (op basis Scenario BS3)

| | LOLE (uur) | EENS (MWh) |
|---------------------------|------------|------------|
| 2030 | 0,32 | 481 |
| 2030 zonder export/import | 1123 | 2 081 269 |

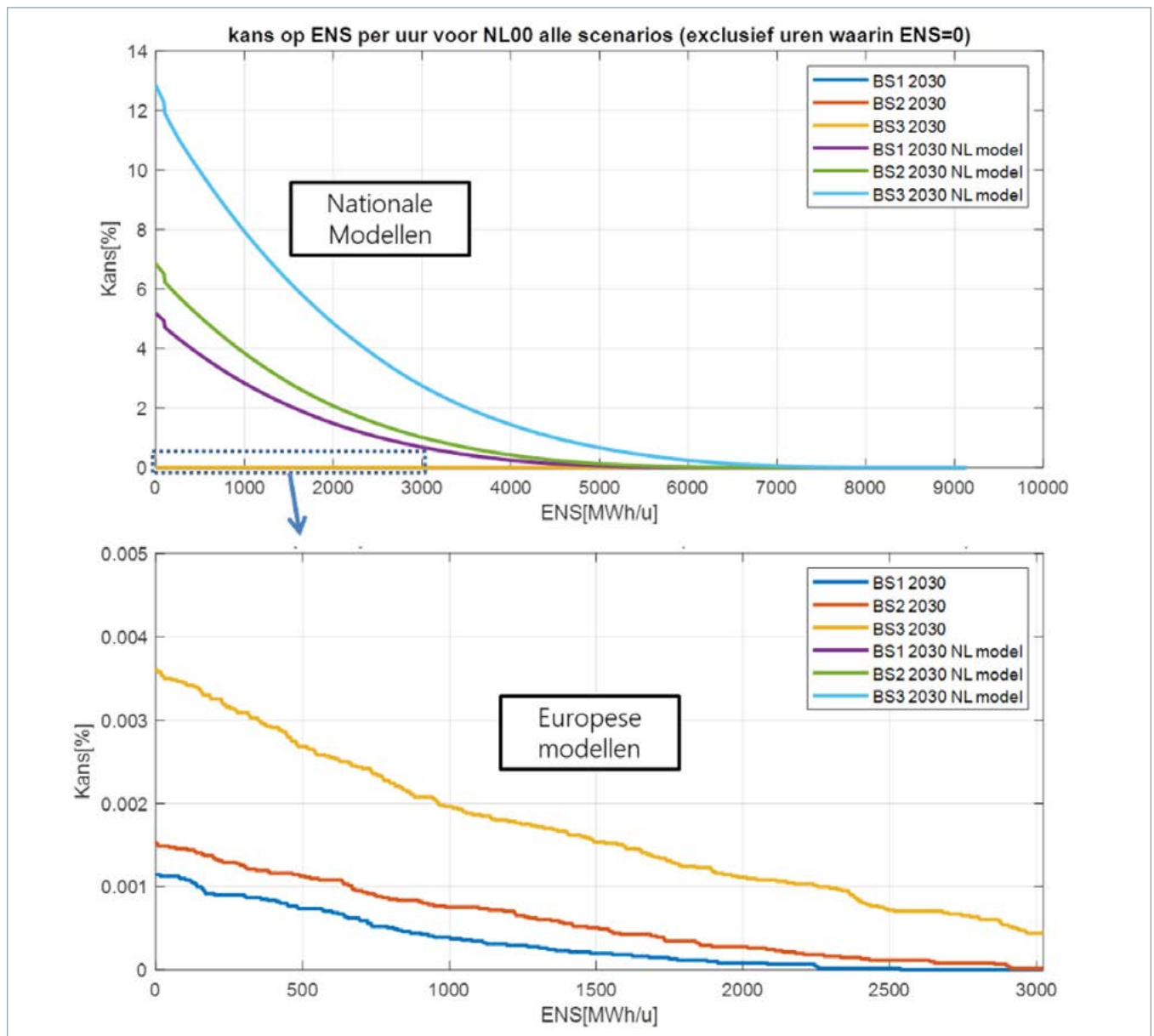
In onderstaande figuren wordt weergegeven hoe groot het belang van import en export is voor leveringszekerheid. Figuur 4-15 laat de LOLE zien

voor de verschillende klimaatjaren voor het BS 3 scenario zonder koppeling met het buitenland.

Hieruit blijkt dat wanneer export en import niet wordt meegenomen in de modellen de LOLE over alle klimaatjaren en alle uitvalscenario's toeneemt, zodat het gemiddeld stijgt van 0,32 naar 1123 uur per jaar. In het Europese model bedraagt de LOLE voor 2030 dus slechts 0,02 % van de LOLE in het Nederlandse model.



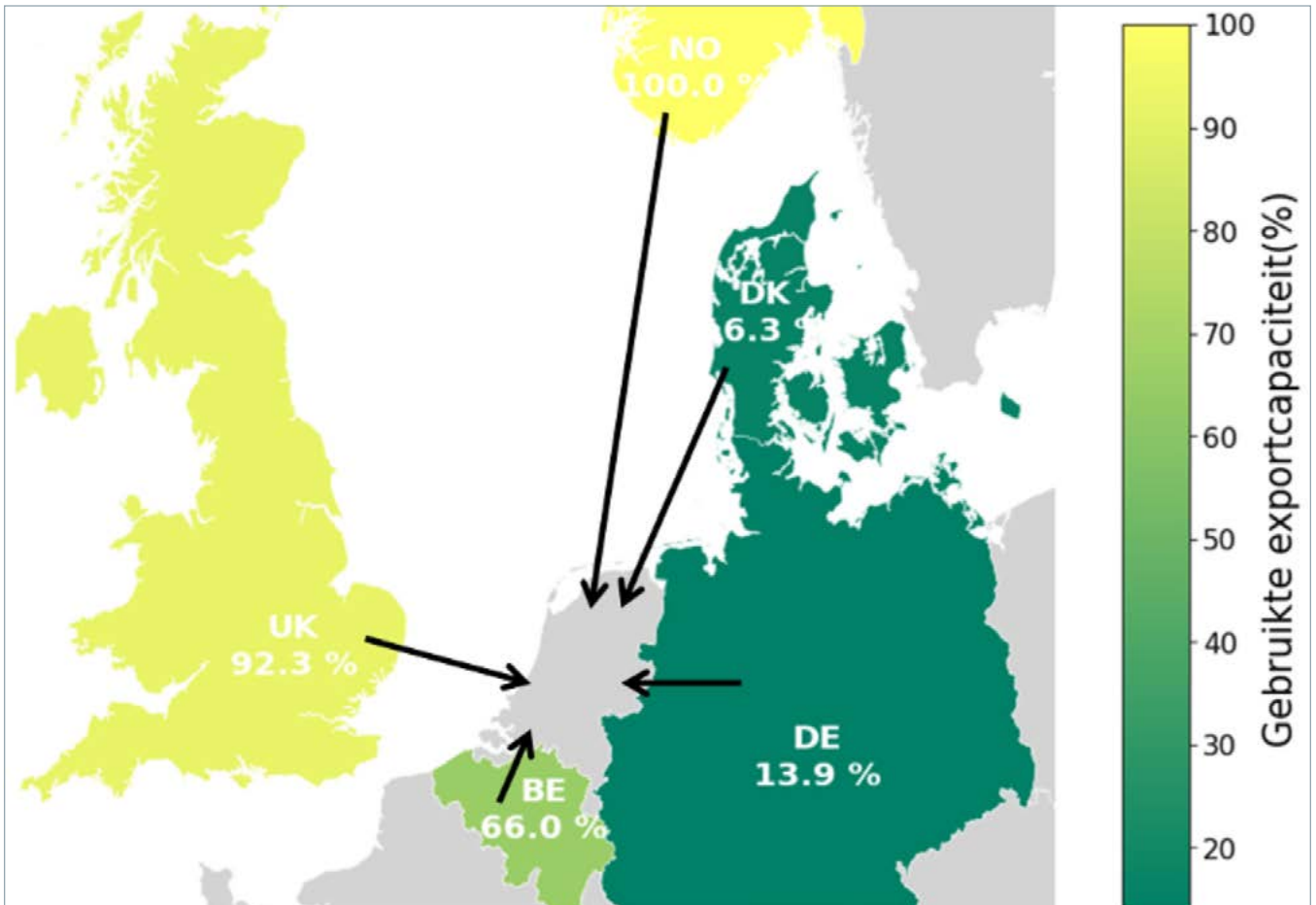
Figuur 4-15: Minimum, gemiddelde en maximum LOLE uren voor Nederland per klimaatjaar in het BS3 scenario zonder koppeling buitenland, jaar 2030.



Figuur 4-16: Kans op ENS voor respectievelijk de Nationale en de Europese modellen voor alle scenario's voor 2030.

De curve bovenaan in Figuur 4-16 toont de kans op een bepaalde waarde voor ENS in het BS3 scenario voor 2030. Voor dit scenario geldt voor ieder uur een kans van 13% op een ENS hoger dan 0 MWh, en bijvoorbeeld een kans van 4,5 % op een ENS gelijk aan of hoger dan 2000 MWh.

De uitvergroting laat zien dat de kans op ENS vele malen afneemt door import en export. Door import en export daalt de kans op ENS groter dan 0 MWh in het BS3 scenario in een specifiek uur van 13 % naar 0,0035 % en daalt de kans op een ENS groter dan 2000 MW van 4,5 % naar 0,001 %.



Figuur 4-17: Bijdrage van import en exportcapaciteit ten tijde van ENS in Nederland in 2030 voor het BS3 scenario met exportcapaciteit. De percentages geven het gemiddelde aan van het percentage van gebruikte interconnectiecapaciteit ten tijde van ENS in Nederland.

Op de kaart rechtsonder in Figuur 4-17 is te zien welke bijdrage de import en exportcapaciteit leveren op momenten met ENS in Nederland. Uit de resultaten blijkt dat de ten tijde van schaarste in Nederland de verbindingen vanuit Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk een hoge benuttingsgraad hebben van respectievelijk 100% en 92%. De verbinding vanuit België heeft een gemiddelde bezettingsgraad van 66%. De verbindingen vanuit Duitsland en Denemarken hebben relatief lage benuttingsgraden van respectievelijk 14% en 16%. 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 de deze landen. Er is dus vaak sprake van gelijktijdige schaarste in Nederland samen met Duitsland, Denemarken en (in mindere mate) België. 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.

5 Nieuwe ontwikkelingen



In de komende jaren zal Monitoringsmethodiek verder worden ontwikkeld. Het betreft onder andere: de introductie van de Flow-Based capaciteitsberekeningsmethodiek om de uitwisselingsmogelijkheden tussen marktgebieden te simuleren, de ontwikkeling van een methodiek om de flexibiliteitsvereisten van het systeem te bepalen en een methodiek om de economische levensvatbaarheid van vraag en aanbodmiddelen in een toekomstig systeem te analyseren. In dit hoofdstuk worden de eerste aanzetten gegeven betreffende deze methodiekontwikkelingen.

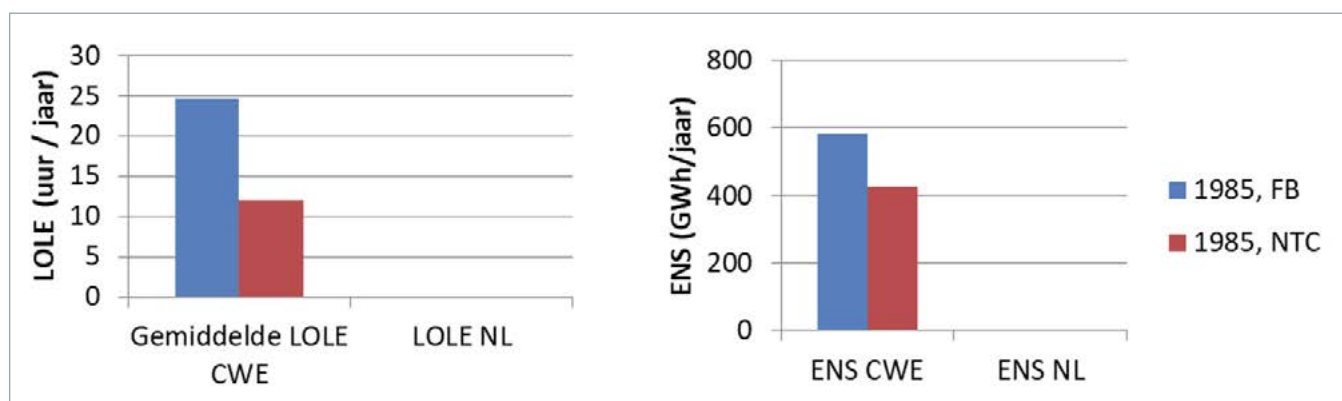
5.1 Gevoeligheidsanalyse flow-based capaciteitsberekening

De methodiek voor de berekening van de beschikbare interconnectiecapaciteit heeft impact op het vermogen dat geïmporteerd en geëxporteerd kan worden tussen biedzones. Waar leveringszekerheid in een zone in het geding is, kan levering van elektriciteit in veel gevallen alsnog via import plaatsvinden. Zoals eerder is besproken aan de hand van de resultaten van het Europese model voor scenario BS3, is de leveringszekerheid voor zones afhankelijk van mogelijkheden voor import en export. In deze situaties is er echter voldoende capaciteit nodig op de grenzen om deze vermogens te transporteren. Of deze capaciteit beschikbaar is, kan afhankelijk zijn van de gebruikte methode voor capaciteitsberekening. Dit komt doordat een methode in bepaalde situaties restrictiever kan zijn voor import en export dan een andere methode.

In het flow-based marktkoppelingsmechanisme kan de capaciteit van ieder element op het hoogspanningsnetwerk dienen als beperking voor internationale handel, immers kan overbelasting op een enkel netwerkelement de systeemveiligheid in het geding brengen. Voor ieder element in het hoogspanningsnetwerk dat relevant is voor internationale handel wordt bepaald wat het effect

is van import en export op de belasting van dat netwerkelement. Aan de hand van deze gegevens kan worden bepaald welke combinaties van exportposities mogelijk zijn binnen de grenzen van netveiligheid. De marktkoppeling optimaliseert vervolgens de sociale welvaart binnen deze grenzen bepaalt aan de hand van de flow-based capaciteitsberekening. Dit mechanisme is verder uitgelegd in Bijlage 4, (hoofdstuk 7.4).

Zoals genoemd in de methodologie zijn de marktsimulaties voor het BS1 scenario in het zichtjaar 2025 herhaald voor het klimaatjaar 1985 en 2016. Voor het klimaatjaar 1985 zijn er verschillen gevonden in de leveringszekerheidsindicatoren tussen de simulatie met flow-based capaciteitsberekening en de simulatie gebaseerd op NTCs (Net Transfer Capacity). Zowel de LOLE als de ENS namen toe, maar wel slechts voor andere landen dan Nederland. De totale ENS in de CWE regio neemt toe van 425 GWh per jaar in de NTC gebaseerde simulatie naar 581 GWh per jaar in de flow-based marktsimulatie, voor Nederland blijft de ENS gelijk aan 0 GWh. De gemiddelde LOLE van de CWE landen neemt toe van 12,0 uur per jaar in de NTC gebaseerde simulatie naar 24,6 uur in de flow-based marktsimulatie, waarbij de LOLE voor Nederland gelijk blijft aan 0 uur. De LOLE en ENS voor klimaatjaar 1985 is te zien in



Figuur 5-1: ENS en LOLE voor een enkele iteratie van het BS1 scenario voor zichtjaar 2025 met klimaatjaar 1985 voor FB en NTC marktsimulatie in Nederland en de CWE regio. De ENS CWE is opgeteld voor alle CWE landen, de LOLE CWE is het aantal LOLE uren gemiddeld over alle CWE landen

Figuur 5-1, zowel voor Nederland als de gehele CWE regio. Simulaties voor klimaatjaar 2016 gaf gelijke resultaten voor flow-based capaciteitsberekening als voor de NTC gebaseerde berekeningen. In beide gevallen bleef LOLE voor alle CWE land gelijk aan 0,0 uur, en bleef de ENS gelijk aan 0 GWh/jaar.

De significante stijging in ENS en LOLE voor klimaatjaar 1985 wordt verklaard doordat specifieke netwerkelementen²¹ binnen het CWE gebied op bepaalde uren van het gesimuleerde jaar de marktuitwisseling in grotere mate beperken dan de NTC waarden. De belasting van de betreffende delen van het netwerk worden sterk bepaald door de export vanuit Duitsland en Nederland. Hoewel de productiecapaciteit in Nederland en Duitsland in staat zouden zijn het tekort in ieder geval gedeeltelijk op te lossen, geldt het netwerk als een limiterende factor om deze elektriciteit te kunnen transporteren naar de zones met tekorten. In deze situaties is de som van flow-based restricties sterker beperkend voor het oplossen van tekorten dan de originele NTC restricties. Het effect is dat een kleiner deel van de leveringszekerheidsproblemen in de andere zones opgelost kunnen worden. Dit is geen noodzakelijk effect dat optreedt bij flow-based capaciteitsberekening, de exportcapaciteit kan voor specifieke situaties juist groter zijn dan voor de NTC beperkingen. De simulaties in deze gevoeligheidsanalyse wijzen echter wel op een sterkere import en exportbeperking door toepassing van de flow-based capaciteitsberekeningsmethodiek. Dit effect trad op ondanks dat de 70% maatregel vanuit het *Clean Energy Package* de export- en importcapaciteit binnen deze berekeningen juist verruimt.

Ondanks de restrictievere beperkingen door de simulatie van de flow-based capaciteitsberekening, bleven de indicatoren voor leveringszekerheid in Nederland gelijk. Hieruit blijkt dat voor 2025 geen aanvullende risico's bestaan voor leveringszekerheidsproblemen door flow-based capaciteitsberekening. Er moet echter rekening mee gehouden worden dat, voor scenario's waarin leveringszekerheid in het geding komt, flow-based capaciteitsberekening de ENS en LOLE kunnen vergroten. Om deze berekeningen te kunnen

uitvoeren voor alle scenario's, klimaatjaren en Monte-Carlo iteraties zal in volgende edities van de *Monitoring Leveringszekerheid* gebruik worden gemaakt van de methodologie zoals ontwikkeld voor de European Resource Adequacy Assessment (ERAA).

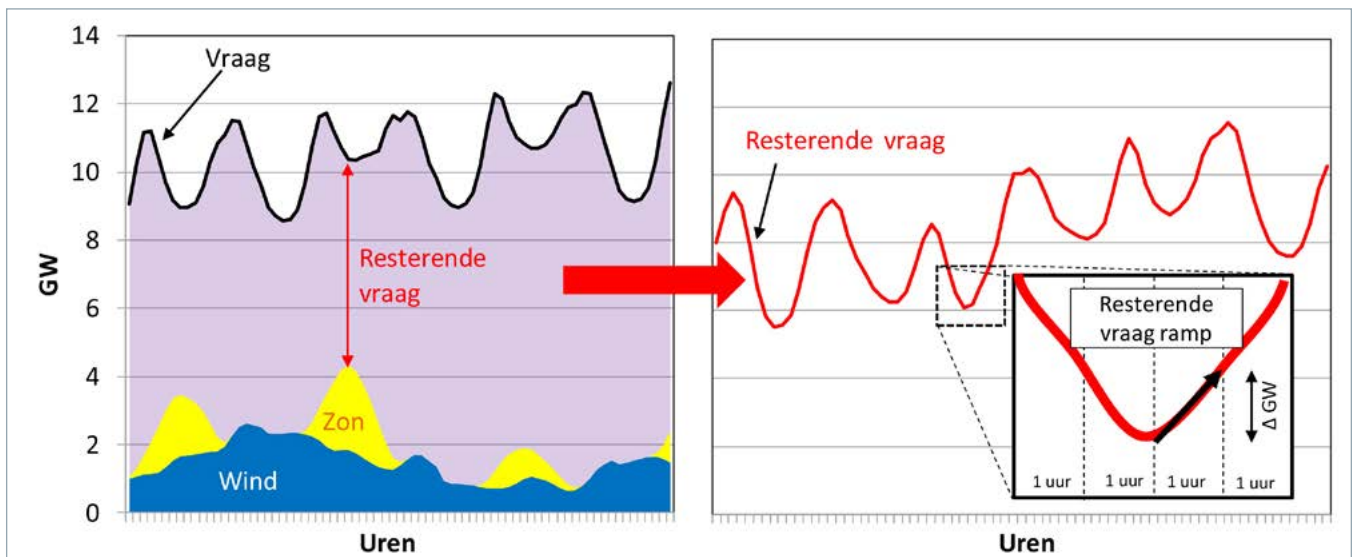
5.2 Langetermijn impact van weerafhankelijke bronnen

Zoals getoond in sectie 0, wordt verwacht dat de geïnstalleerde capaciteit van duurzame naar weersafhankelijke bronnen (Renewable Energy Sources, (RES)) in Nederland in de toekomst aanzienlijk zal toenemen met meer dan 300% tussen 2020 en 2030. Een vergelijkbare groei in RES wordt ook verwacht in andere Europese landen. Deze toename van de weersafhankelijke capaciteit zal waarschijnlijk gevolgen hebben voor het elektriciteitssysteem, met name voor de flexibiliteitseisen en de vollasturen van de resterende generatoren in de portefeuille. In deze monitoring heeft TenneT een eerste aanzet gegeven om deze effecten te kwantificeren. De resultaten worden gepresenteerd in de volgende secties.

5.2.1 Impact van hernieuwbare bronnen op flexibiliteitseisen

Om de potentiële lange termijn impact van de toenemende capaciteit van RES op de flexibiliteitseisen in het Nederlandse elektriciteitssysteem in te schatten, heeft TenneT de uurlijkse resterende vraag (dat wil zeggen vraag minus uurlijkse elektriciteitsopwekking van RES) in Nederland geanalyseerd, zonder de impact van import en export met buurlanden. Deze berekeningen zijn gebaseerd op simulaties voor de jaren 2020, 2025 en 2030, waarin de ontwikkeling van hernieuwbaar productievermogen gebaseerd is op het Klimaatakkoord. Door te kijken naar het verschil tussen de resterende vraag van het ene uur met het daarop volgende uur (resterende vraag 'ramps') is het mogelijk om in te schatten hoeveel flexibiliteit er nodig is in het systeem om leveringszekerheid te blijven garanderen op momenten dat RES bronnen weinig produceren (zie Figuur 5-2). In werkelijkheid is deze flexibiliteit geleverd door opwekking, DSR en opslag in Nederland en dankzij transport, ook uit omliggende landen.

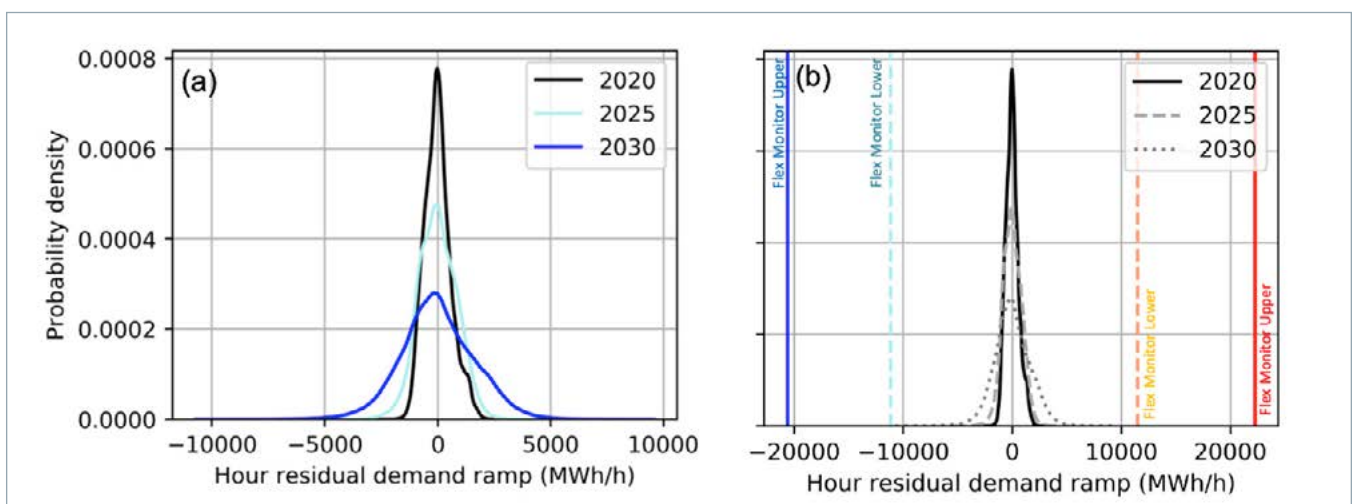
21 Specifieke netwerkelementen (bijvoorbeeld een hoogspanningsverbinding of een transformator) die belangrijk zijn voor de operationele netveiligheid en/of transporten



Figuur 5-2: Resterende vraag ramps worden berekend op basis van de verwachte vraag- en opwekkingsprofielen voor weersafhankelijke hernieuwbare energiebronnen.

In Figuur 5-3 is de verdeling van de uurlijkse resterende vraag ramps in Nederland voor de jaren 2020, 2025 en 2030 weergegeven, waarbij te zien is dat tussen 2020 en 2030 de piek van de curve afvlakt, en de zogenaamde tails breder worden. Dit betekent een toename van zowel het volume als de frequentie van de benodigde ramps uit flexibele bronnen. Omdat er in 2030 ten opzichte van 2020 meer RES in het systeem zit, dat een groter deel van de vraag afdekt, kan er in 2030 dus ook een groter volume aan RES wegvallen of bijkomen (afhankelijk

van het weer), en dit leidt tot een groter volume aan ramps. Deze eisen voor resterende vraag ramps kunnen worden vergeleken met de resultaten van het TenneT Flexibility Monitor 2020²², waarin de huidige flexibiliteit in het Nederlandse systeem door elektriciteitsopwekking, DSR en opslag wordt geschat op 11,5 tot 22,2 GW voor opwaartse flexibiliteit, en 11,2 tot 20,6 GW voor neerwaartse flexibiliteit. Op basis hiervan lijkt het Nederlandse elektriciteitssysteem momenteel over voldoende flexibiliteit te beschikken om de verwachte toename van hernieuwbare energiebronnen tot 2030 op te



Figuur 5-3: Kansverdeling van uurlijkse resterende vraag ramps voor Nederland, waarbij alleen Nederlandse belasting en elektriciteitsopwekking van RES in aanmerking wordt genomen voor de jaren 2020, 2025 en 2030. Figuur (b) laat zien de kansverdelingen van (a) in vergelijking met de huidige capaciteit van flexibele bronnen van de TenneT Flexibility Monitor 2020.

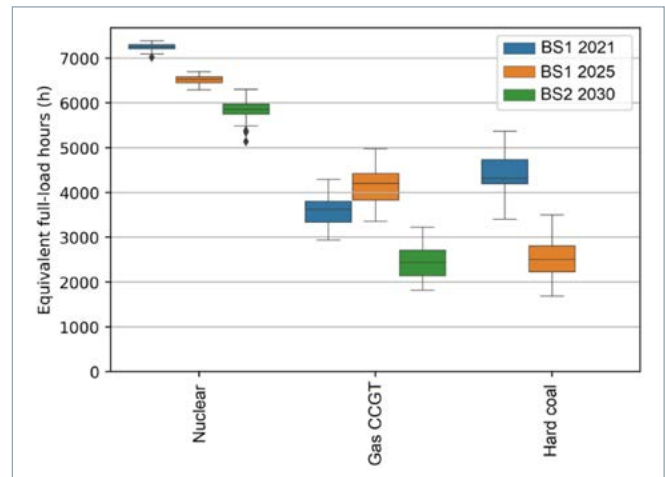
²² Bron: TenneT Flexibility Monitor 2020 (TenneT, 2020) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/20200117_TenneT_Flexibility_Monitor.pdf



kunnen vangen. Aangezien de bestaande capaciteit in het systeem echter niet noodzakelijkerwijs tot 2030 zal blijven bestaan, en de vereiste resterende vraag ramps binnen een uur hoger kunnen zijn dan van het ene uur naar het andere, zal TenneT deze onderwerpen verder uitdiepen met toekomstige studies.

5.2.2 Impact van hernieuwbare bronnen op thermische draaiuren

Met behulp van de resultaten van de marktsimulaties van de Europese leveringszekerheidsanalyse, is het ook mogelijk om de impact van toenemende elektriciteitsopwekking van niet stuurbare bronnen op de economische prestatie van de centrales in het Nederlandse elektriciteitssysteem te onderzoeken. Als een eerste indicator is gekeken naar de jaarlijkse vollastdraaiuren voor verschillende categorieën elektriciteitscentrales. Figuur 5-4 illustreert het verwachte geaggregeerde²³ aantal draaiuren in Nederland, gebaseerd op de BS1 2021, BS1 2025 en BS2 2030 scenario's. Merk op dat installaties met 'must-run' verplichtingen, zoals industriële en stadsverwarmingsinstallaties, ook worden meegerekend. De draaiuren voor sommige categorieën worden dus niet volledig bepaald door de elektriciteitsmarkt. Deze figuur laat zien dat het gemiddelde aantal draaiuren voor kerncentrales, kolen- en aardgascentrales tussen de BS1 2021 en BS2 2030 scenario's dalen, op basis van de veronderstelde opwekkingscapaciteit, brandstof- en CO2 kosten in deze scenario's. Deze daling van het aantal draaiuren kan gevolgen hebben voor de winstgevendheid van individuele centrales in deze categorieën. Aan de andere kant is het ook mogelijk dat de elektriciteitsprijs hogere pieken zal kennen op momenten dat de RES niet produceert. Het is van belang om op te merken dat deze resultaten gebaseerd zijn op scenario's voor toekomstige opwekkingscapaciteit op basis van data-uitvraag aan marktpartijen en aannames van TenneT. TenneT gaat zich de komende jaren meer richten op economische levensvatbaarheid en de mogelijke impact ervan op voorzieningszekerheid niet alleen in de Nederlandse context, maar ook op EU-niveau als onderdeel van de toekomstige ERAA. In de Europese regulering is een economische levensvatbaarheidsanalyse gedefinieerd als een verplicht onderdeel van de ERAA methodologie.



Figuur 5-4: Berekende geaggregeerde vollastdraaiuren voor verschillende generatorcategorieën in Nederland voor de BS1 2021, BS1 2025 en BS2 2030 scenario's. De box plots laten zien hoe de draaiuren variëren op basis van alle 35 klimaatjaren tussen 1982 en 2016.

²³ 'Geaggregeerd' betekent dat de getoonde draaiuren worden berekend op basis van de som van de totale productie en het totale geïnstalleerde vermogen van alle centrales in een generatorcategorie, niet op basis van de bedrijfsuren van individuele centrales.



6 Conclusies en advies



6.1 Conclusies

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. Het beeld in deze monitoring komt in grote lijnen overeen met de voorgaande rapportage. Door de-conservering van gasvermogen gedurende dit jaar (2020) stijgt in Nederland het operationele thermische productievermogen met circa 1,6 GW tot een niveau van 22,1 GW in 2021 (circa 1 GW meer dan in de voorgaande monitor). Vanaf 2022 is er sprake van een afname van het operationeel thermisch productievermogen, veroorzaakt door meerdere plannen om tot het amoveren van thermisch productievermogen over te gaan alsook door de voornemens om gasgestookt vermogen te conserveren. In 2025 is het operationele thermisch vermogen afgenomen tot ruim 19 GW, circa 0,5 GW minder dan in de vorige monitoring werd geprognosticeerd.

De ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag is in lijn met de prognoses van de Klimaat- en Energieverkenning 2019 en ligt tot 2027 iets onder en in 2030 boven de prognose uit de vorige Monitoring. De ontwikkelingen op basis van KEV 2020 werden gepubliceerd op moment van totstandkoming van de monitor en kon daarom niet worden meegenomen.

Op de middellange tot lange termijn (2025-2030) zijn elektriciteitsproducenten voornemens om aanvullend 0,6 GW gasgestookt vermogen te amoveren. In 2028 wordt 0,6 GW kolen-/biomassavermogen stilgelegd en in 2030 wordt gerekend met een verdere afname van operationeel kolen-/biomassavermogen (2,7 GW) volgens opgave van producenten. Vanaf 2030 zal er nog circa 0,7 GW kolen-/biomassavermogen operationeel zijn dat vanaf 2030 uitsluitend biomassa als brandstof heeft.

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 2019 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 Europese modellen en studies betreffende de monitoring 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 kan tegelijkertijd als een risico voor de Nederlandse leveringszekerheid worden gezien in niet ondenkbeeldige ontwikkelingen waarbij het in het buitenland opgestelde conventioneel thermisch productievermogen lager uitvalt dan de in dit scenario gebruikte waarden.

De verdere ontwikkeling van Demand Side Response (DSR) kan worden gezien als één van de bijdragen aan de toekomstige leveringszekerheid. In de voorgaande Monitor heeft TenneT een studie uitgevoerd om een zo goed mogelijk beeld te krijgen van de DSR die actief is in de markt. Daarbij is gebruik gemaakt van de uurlijkse vraag- en aanbodbiedingen van de afgelopen jaren op de EPEX beurs. Een actualisering van de studie heeft de schatting van 700 MW die werd geïdentificeerd als DSR, te gebruiken voor leveringszekerheidsanalyses in de komende jaren, bevestigd.

In de komende jaren zal Monitoringsmethodiek verder worden ontwikkeld. Het betreft onder andere: de introductie van de Flow-Based capaciteitsberekeningsmethodiek om de uitwisselingsmogelijkheden tussen marktgebieden te simuleren, de ontwikkeling van een methodiek om de flexibiliteitsvereisten van het systeem te bepalen en een methodiek om de economische levensvatbaarheid van vraag en aanbodmiddelen in een toekomstig systeem te analyseren. In deze rapportage worden eerste aanzetten gegeven betreffende deze methodiekontwikkelingen.

6.2 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. In dit kader zijn de voorgenomen verhogingen van interconnectiecapaciteiten van belang. Daarnaast 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 Noord West Europese regio met elkaar deze beleidsvoornemens bepreken en de consequenties daarvan voor leveringszekerheid in de regio (laten) analyseren.

7 Bijlagen



7.1 Bijlage 1

Marktontwikkelingen binnenland

In onderstaande tabel 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 inclusief netverliezen wordt bepaald²⁴.

Volgens het CBS zijn de cijfers tot en met 2017 definitief en de data van 2018 en 2019 kennen een voorlopig karakter.

TenneT hanteert voor de binnenlandse elektriciteits-

vraag 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).

Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik [in GWh]

| Onderwerp | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* | 2019* |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Bruto productie | 110388 | 115213 | 117260 | 114468 | 121358 |
| Eigen verbruik bij elektr.prod. | 4487 | 4181 | 3795 | 3423 | 3498 |
| Netto productie Netto productie, totaal | 105902 | 111032 | 113465 | 111045 | 117860 |
| Netto productie Kernenergie | 3862 | 3750 | 3278 | 3395 | 3700 |
| Netto productie Brandstoffen Brandstoffen, totaal | 91907 | 96122 | 95895 | 92782 | 96911 |
| Netto productie Brandstoffen Kolen | 40150 | 37659 | 32616 | 29214 | 19171 |
| Netto productie Brandstoffen Olieproducten | 1297 | 1241 | 1154 | 1279 | 1387 |
| Netto productie Brandstoffen Aardgas | 44762 | 51491 | 56755 | 56616 | 69976 |
| Netto productie Brandstoffen Biomassa | 4302 | 4248 | 3926 | 3907 | 4893 |
| Netto productie Brandstoffen Ov. (niet-hernieuwb.) | 1396 | 1484 | 1443 | 1766 | 1483 |
| Netto productie Waterkracht | 93 | 100 | 61 | 72 | 74 |
| Netto productie Windenergie Windenergie, totaal | 7550 | 8170 | 10569 | 10564 | 11508 |
| Netto productie Windenergie Windenergie op land | 6420 | 5901 | 6869 | 6933 | 7935 |
| Netto productie Windenergie Windenergie op zee | 1130 | 2269 | 3700 | 3630 | 3573 |
| Netto productie Zonnestroom | 1109 | 1602 | 2204 | 3693 | 5170 |
| Netto productie Overige bronnen | 1382 | 1288 | 1459 | 538 | 497 |
| Invoer Invoer, totaal | 30760 | 24258 | 22458 | 26755 | 20403 |
| Invoer België | 1023 | 3029 | 2170 | 1776 | 4528 |
| Invoer Denemarken | 0 | 0 | 0 | 0 | 619 |
| Invoer Duitsland | 23961 | 16892 | 15116 | 20914 | 12238 |
| Invoer Verenigd Koninkrijk | 8 | 140 | 191 | 188 | 385 |
| Invoer Noorwegen | 5768 | 4197 | 4981 | 3877 | 2634 |
| Uitvoer Uitvoer, totaal | 22012 | 19343 | 18952 | 18785 | 19548 |
| Uitvoer België | 13428 | 9965 | 10251 | 10784 | 6991 |
| Uitvoer Denemarken | 0 | 0 | 0 | 0 | 671 |
| Uitvoer Duitsland | 339 | 1337 | 1362 | 735 | 4398 |
| Uitvoer Verenigd Koninkrijk | 8233 | 7761 | 7224 | 6932 | 6148 |
| Uitvoer Noorwegen | 12 | 281 | 114 | 334 | 1340 |
| Distributieverliezen | 5264 | 5434 | 5414 | 5334 | 5334 |
| Netto verbruik (CBS berekening) | 109386 | 110513 | 111557 | 113681 | 113382 |
| *) voorlopige cijfers | | | | | |
| Verbruik t.b.v. Monitoring (berekening TenneT) [Netto verbruik + Distributieverliezen] | 114650 | 115947 | 116971 | 119015 | 118716 |

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



7.2 Bijlage 2 Tabellen achter de grafieken

Tabel behorende bij figuur 'Gerealiseerd en geprognosticeerd elektriciteitsverbruik':

| Totale vraag (TWh) | 2018 | 2019 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Basisscenario | 119,0 | 118,7 | 118,4 | 116,0 | 124,7 |
| Hoog scenario | - | - | - | - | 128,0 |
| Basis (Monitoring 2019) | 118,1 | 118,2 | 118,4 | 119,1 | 119,9 |
| Hoog (Monitoring 2019) | - | - | - | - | 128,0 |

| Piekvraag (GW) | 2018 | 2019 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|
| Basisscenario | 19,1 | 19,1 | 19,1 | 18,9 | 20,5 |
| Hoog scenario | - | - | - | - | 21,0 |
| Basis (Monitoring 2019) | 19,1 | 19,1 | 19,2 | 19,4 | 19,8 |
| Hoog (Monitoring 2019) | - | - | - | - | 20,6 |

Tabel behorende bij de figuren over opgesteld vermogen:

| Opgesteld vermogen [GW] | 2019 | 2020 | 2021 | 2023 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Nuclear | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,0 |
| Steenkool & bio-bijstook (operationeel) | 4,6 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 3,4 | 0,0 | 0,0 |
| 100% Biomassa in voorm. kolencentrale | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,7 | 0,7 |
| Steenkool & bio-bijstook (niet-oper.) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,3 | 3,3 |
| Gas (operationeel) | 16,2 | 16,0 | 17,6 | 16,5 | 14,6 | 14,1 | 13,2 |
| Gas (niet-operationeel) | 2,7 | 2,6 | 0,9 | 1,2 | 1,6 | 1,6 | 1,4 |
| Afvalverbranding | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Biomassa/biogas | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Wind op land | 3,5 | 4,5 | 4,8 | 5,4 | 6,0 | 7,8 | 9,1 |
| Wind op zee | 1,0 | 1,0 | 2,4 | 4,5 | 5,9 | 11,3 | 17,2 |
| Waterkracht | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Zon-PV | 4,5 | 6,9 | 7,9 | 9,9 | 11,9 | 26,9 | 35,4 |
| Totaal opgesteld vermogen | 34,3 | 36,8 | 39,5 | 43,4 | 45,9 | 67,5 | 81,6 |

Tabel LOLE en ENS Europese modellen:

| | LOLE | | | EENS | | |
|---------------|------|------|--------|------|------|---------|
| | 2021 | 2025 | 2030 | 2021 | 2025 | 2030 |
| BS1 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0 | 0 | 1 |
| BS2 | 0,00 | 0,00 | 0,13 | 0 | 0 | 155 |
| BS3 | 0,00 | 0,01 | 0,32 | 0 | 4 | 481 |
| BS3 nationaal | N/A | N/A | 1123,0 | N/A | N/A | 2081270 |
| FSI | N/A | N/A | 0 | N/A | N/A | 0 |

7.3 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 marktstandigheden 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

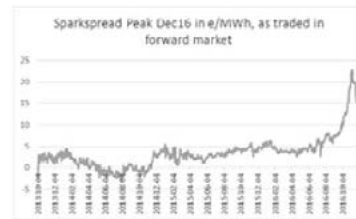
| Modus | Description | Time horizon | Restart | Costs In (mln€) | Cost Out (mln€) | Monthly costs (*) | Key Risks |
|-------------------------|---|-----------------|------------------|----------------------|----------------------------------|---|---|
| 0-Wet | Normal operation (including weekend stops) | 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



© UMS Group Inc., All Rights Reserved

“Risk for Preservation”

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

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

© UMS Group Inc., All Rights Reserved

Background on Risk for Preservation

“Re-start attractiveness”

Background on Re-start

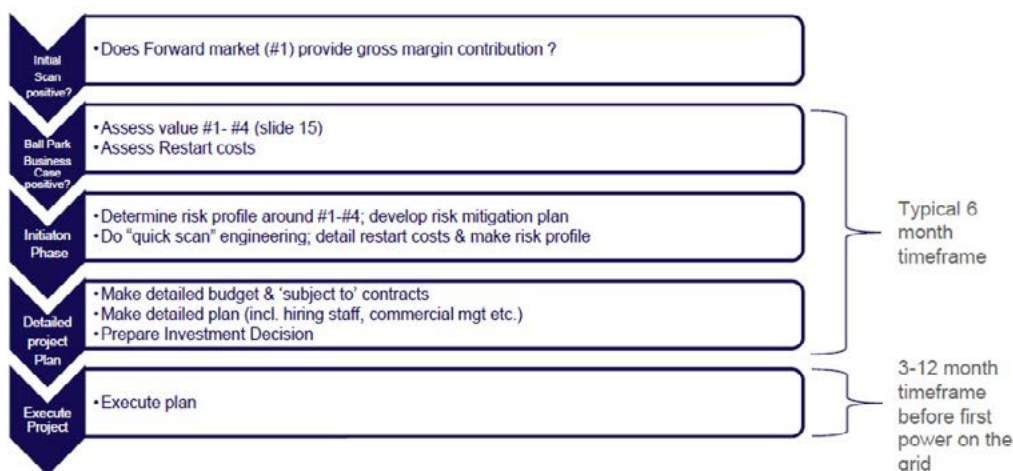
Considerations in decision for Re-start

- 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.)

© UMS Group Inc., All Rights Reserved

Background on Re-start

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



© UMS Group Inc., All Rights Reserved

7.4 Bijlage 4: Flow-based marktkoppeling in de praktijk en in simulatie

In deze bijlage worden de principes van flow-based marktkoppeling uitgelegd. Vervolgens wordt besproken hoe deze methodiek door TenneT wordt gesimuleerd.

7.4.1 Flow-based marktkoppeling in de praktijk

In Europa loopt een groot deel van de handel in elektriciteit op de day-ahead (DA) markt via power exchanges (PXs). Deze platforms koppelen vraag en aanbod uit heel Europa met als doel een zo hoog mogelijke sociale welvaart te bewerkstelligen. Om in deze handel te voorzien en de geproduceerde elektriciteit daadwerkelijk bij de gebruiker te krijgen is een fysieke infrastructuur van hoogspanningsnetwerken nodig. Netwerkbeheerders hebben de verplichting om zodanig in netwerkcapaciteit te investeren zodat het net in staat is de verhandelde elektriciteit binnen de grenzen van zogenaamde biedzones naar de gebruiker te transporteren. Worden deze vermogens echter over grenzen heen verhandeld dan kan het fysieke netwerk als beperking gelden voor deze handel.

Vóór 2015 werden deze beperking weergegeven door het bepalen van maximale vermogens die tussen twee zones uitgewisseld kunnen worden. In een vermaasd netwerk zoals het Europese hoogspanningsnet volgen de fysieke stromen echter niet noodzakelijk dezelfde route als de economische transactie, elektriciteit volgt namelijk de weg van de minste weerstand. Dit betekent bijvoorbeeld dat elektriciteit die door een producent in Nederland is verkocht aan een afnemer in België, niet alleen over de directe grensverbindingen tussen beide landen loopt, maar ook gedeeltelijk via Duitsland en Frankrijk naar België. Om deze fysieke effecten van export en import mee te nemen in het marktkoppingsalgoritme is sinds 2015 flow-based marktkoppeling van toepassing voor de CWE landen (Nederland, Luxemburg/Duitsland, België, Frankrijk en Oostenrijk) op de DA markt. Het gebied met flow-based marktkoppeling wordt naar verwachting in Q2-3 2021 uitgebreid naar de CORE regio. De CORE regio bevat naast de CWE landen ook Kroatië, Tsjechië, Hongarije, Polen, Roemenië, Slowakije en Slovenië. Waar de beperkingen voor internationale handel voorheen werden bepaald door het vermogen op de grenzen, kan nu ieder netwerkelement van het

hoogspanningsnetwerk dienen als beperking. De beperkingen in de flow-based marktkoppeling wordt voor ieder uur bepaald op twee dagen voor de dag van uitvoering (D-2). Voor ieder netwerkelement dat relevant is voor internationale handel wordt voor beide stroomrichtingen bepaald welke impact een verandering van exportpositie van alle CWE landen zou hebben op de vermogensstromen over dit element (Power Transfer Distribution Factor (PTDF)).

Verder wordt voor ieder van deze elementen bepaald hoeveel vermogen beschikbaar is voor uitwisseling tussen de CWE landen (Remaining Available Margin (RAM)). Dit wordt zowel voor een situatie zonder uitval als voor het geval van een enkelvoudige storing (N-1) bepaald. Aan de hand van deze gegevens kan berekend worden binnen welke grenzen de exportpositie van de CWE landen moet blijven om te voorkomen dat netwerkelementen overbelast zullen raken. Het marktalgoritme zal de exportposities van biedzones zodanig houden, dat dergelijke overbelastingen niet meer zullen plaatsvinden. Waar een netwerkelement daadwerkelijk een beperking oplevert voor internationale uitwisseling, kunnen prijzen voor elektriciteit gaan verschillen tussen verschillende biedzones. Op deze manier beperkt het marktkoppelingsalgoritme de internationale handel ten behoeve van de netveiligheid.

Er zijn twee fundamentele verschillen tussen de flow-based en de NTC methodiek. Ten eerste kan handel niet alleen beperkt worden door de beschikbare capaciteit op de grens, maar is ieder netwerkelement mogelijk bepalend voor de export of import van iedere zone binnen het flow-based gebied. Ten tweede, waar iedere NTC beperking voorheen onafhankelijk was, zijn de beperkingen nu afhankelijk van elkaar. Zo kan het zijn dat er geen toename van export van Duitsland naar Nederland mogelijk is, doordat de export vanuit Duitsland naar Frankrijk een beperking heeft opgeleverd. De stijging van de netto positie van Duitsland heeft immers ook een impact op de vermogens over de grens met Frankrijk.

7.4.2 Simulatie van flow-based marktkoppeling

De simulatie van de beperking voor flow-based marktkoppeling betekenen een uitbreiding van de simulatieketen. Een fundamenteel verschil tussen het modelleren van grenscapaciteiten aan de hand van NTCs en de flow-based methodiek is dat naast de logica van de markt, de logica van het netwerk meegenomen moet worden in de marktsimulaties. Een tweede fundamentele verschil in



de modellering heeft te maken met de afhankelijkheid tussen de berekende flow-based parameters en historisch behaalde marktresultaten. Om te kunnen bepalen hoeveel vermogen er beschikbaar is op netwerkelementen en hoe een toename of afname van de exportpositie gespreid wordt over een biedzone zijn recente historische gegevens nodig. Voor de berekeningen van de flow-based parameters in het operationele algoritme worden gegevens gebruikt uit de marktresultaten van twee dagen voor de dag van uitvoering (D-2). Voor simulaties van toekomstige scenario's zijn er echter geen historische resultaten beschikbaar en moet daarom een andere methode worden gebruikt om deze basecase te bepalen. Voor flow-based markt simulaties wordt daarom een initiële markt simulatie uitgevoerd op basis van de traditionele NTC methodiek. De resultaten van deze initiële simulatie dienen als input om de flow-based parameters te kunnen bepalen. In een tweede, uiteindelijke markt simulatie worden in plaats van NTC waarden de beperkingen gebruikt die volgen uit de berekeningen over de eerste markt simulatie. Er geldt dus een eenmalige iteratie van markt simulaties.

Vanwege de lange rekentijd kan deze methode kan slechts worden toegepast op een klein aantal iteraties. In de volgende edities van de monitoring leveringszekerheid zal daarom gerekend worden aan de hand van een andere methode, zoals deze wordt toegepast voor de European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Hierin wordt gebruik gemaakt van standaard domeinen welke afhankelijk van een aantal variabelen worden gekozen, hierdoor hoeven zij niet voor ieder uur opnieuw worden berekend.

Binnen de huidige berekeningen van de flow-based parameters zijn een aantal verschillende methodes beschikbaar. De voornaamste variabelen zijn de netwerkelementen die (CNECs) meegenomen kunnen worden als beperkingen, welke weging wordt gebruikt om te bepalen hoe de verandering van de exportpositie wordt gespreid over de zones (GSK), welk gebied aan de hand van de flow-based methodiek wordt gesimuleerd en hoe de 70% regulering uit het zogenaamde Clean Energy Package wordt meegenomen. In tabel 1 worden deze methodologische keuzes samengevat.

Tabel 1: Keuzes en verantwoordelijk variabelen flow-based markt simulatie:

| Variabelen | Opties | Keuzes binnen MLZ | Verantwoording |
|--|---|--|---|
| Selectie van beperkende elementen (CNEC selectie) | Slechts netwerkelementen of biedzonegrenzen Alle netwerkelementen relevant voor internationale handel | Alle 'cross-border relevante' netwerkelementen worden meegenomen | Operationeel geldende regeling, mogelijk meer beperkend voor leveringszekerheid |
| Spreiding van exportpositie over een zone (GSK) | Gewogen volgens de maximum en minimum capaciteit van generatoren Gewogen volgens de beschikbare variabele capaciteit | Gewogen volgens de maximum en minimum capaciteit van generatoren | Geeft altijd resultaten, GSK is onafhankelijk van de markt-positie. |
| Gebied gemodelleerd aan de hand van flow-based markt-koppeling | CWE regio CORE regio | Alleen het CWE gebied wordt gemodelleerd aan de hand van flow-based markt-koppeling, voor andere grenzen gelden NTCs | Dit is gebaseerd op de regio waarvoor een gedetailleerd netwerkmodel beschikbaar is, deze omvat niet te complete CORE regio, maar is beschikbaar voor de CWE regio. |
| Incorporatie van CEP 70% regulering | 70% minRAM regulering niet meenemen 70% regulering meenemen door minRAM op CNECs te verhogen tot 70% van de fysieke capaciteit | 70% regulering wordt meegenomen | Vanaf 2025 moet minimaal 70% van de fysieke capaciteit op netwerkelementen beschikbaar zijn voor internationale handel. |



Ten eerste moet een keuze gemaakt worden op basis waarvan de CNEC selectie gemaakt wordt. De selectie binnen de voorziene FB methodologie in de CORE regio wordt gemaakt op basis van de relevantie van netwerkelementen voor internationale handel. Zowel operationeel als in het model geldt dat een element beperkend mag zijn als de belasting erover tenminste met 5 MW toeneemt bij een toename van 100 MW van één van de bilaterale uitwisselingen. Verder kan worden bepaald dat slechts elementen op grenzen van biedzones kunnen worden meegenomen. Echter, wanneer alleen externe netwerkelement meegenomen zouden worden, zou worden afgeweken van het operationele model. Dit zou ertoe kunnen leiden dat de mogelijkheden voor import worden overschat, waardoor leveringszekerheid problemen mogelijk onderbelicht blijven. Gezien het doel van de monitoring leveringszekerheid worden daarom alle netwerkelementen die voldoen aan de eis voor relevantie voor internationale handel meegenomen als mogelijk beperkend kritisch netwerkelement (CNE). Daarnaast worden alle interconnectoren onafhankelijk van de voorgenoemde voorwaarde meegenomen als CNE.

De GSK is een verwachting van de mate waarin generatoren een aanpassing van de exportpositie voor hun rekening zullen nemen en daarmee op welke punten in het netwerk de productie zal veranderen. Met deze verdeling kan worden bepaald wat de invloed is van de toe- of afname van de exportpositie op de vermogensstromen over kritische netwerkelementen. De GSK wordt bepaald door generatoren een bepaalde weging te geven. Deze weging kan gemaakt worden op basis van het maximale vermogen van generatoren of het nog beschikbare vermogen van generatoren ten opzichte van hun productie in de initiële NTC simulatie. Daarnaast kunnen bepaalde categorieën generatoren worden uitgesloten van de GSK, omdat zijn niet of in mindere mate reageren op de markt. Omdat variabele bronnen zoals elektriciteit geproduceerd uit zon- en windenergie niet direct zullen reageren op veranderende marktprijzen maar vooral weersafhankelijk zijn, is besloten deze niet mee te nemen in de GSK. Wanneer gebruik wordt gemaakt van weging volgens beschikbare capaciteit is bij maximale productie van de flexibele

generatoren in een biedzone geen GSK beschikbaar en kunnen er dus geen flow-based parameters bepaald worden. Om deze reden is de weging in de monitoring leveringszekerheid gemaakt op basis van de maximum capaciteit van generatoren.

Er is voor deze monitoring leveringszekerheid gekozen om het modelleren aan de hand van flow-based parameters te beperken tot de CWE regio. Ondanks dat naar verwachting in 2025 in heel de CORE regio flow-based capaciteitsberekening toegepast zal worden, is niet voor alle landen binnen deze regio een voldoende gedetailleerd netwerkmodel beschikbaar. Gezien het vergroten van de regio beperkt relevant is voor Nederland is besloten de flow-based regio te modelleren voor de CWE regio.

Tenslotte zijn keuzes gemaakt betreffende de modellering van de 70 % regulering uit het zogenoemde Clean Energy Package²⁵. Hierin wordt bepaald dat vanaf begin 2020 de norm geldt dat minimaal 70% van de fysieke capaciteit van netelementen beschikbaar moet zijn voor internationale handel. Op basis van het actieplan wordt het percentage beschikbaar voor internationale handel vanaf 1 april 2020 stapsgewijs opgehoogd tot alle netelementen in 2025 voldoen aan deze regulering. Voor simulaties voor zichtjaren vanaf 2025 zoals is uitgevoerd voor de monitoring leveringszekerheid wordt hier rekening mee gehouden door de capaciteiten beschikbaar voor handel tussen biedzones op te hogen tot minimaal 70%.

7.4.3 Voorbeeld impact flow-based capaciteitsberekening

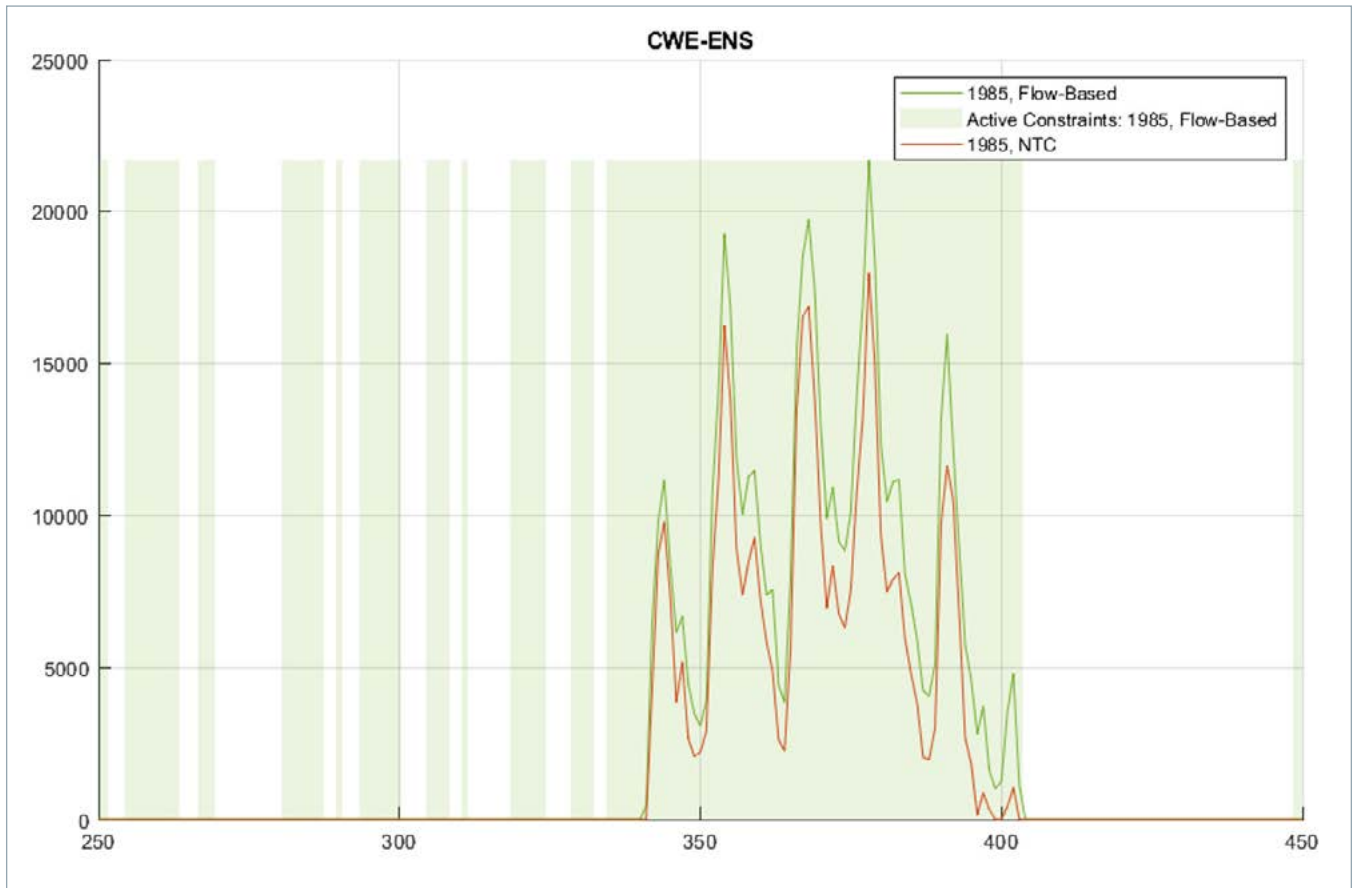
Het effect van het simuleren van flow-based capaciteitsbeperking kan het best worden weergegeven aan de hand van een voorbeeld. In Figuur 15 wordt voor een aantal uren van een specifieke simulatie het verschil getoond in ENS door de incorporatie van Flow-based restricties. De significante stijging in ENS wordt verklaard doordat specifieke netwerkelementen binnen het CWE gebied op bepaalde uren van het jaar de marktuitwisseling verder beperken dan de NTC waarden. In het figuur zijn de uren waarin flow-based beperkingen actief de marktuitwisseling beperken weergegeven in lichtgroen. Gezien de gevoeligheden van dit netwerkelement voor export zou iedere toename

25 Hier wordt verwezen naar de EU verordening betreffende de interne markt voor elektriciteit (2019/943), Artikel 16 paragraaf 8.



in exportpositie vanuit landen met voldoende opwekcapaciteit ten opzichte van de andere CWE landen een toename betekenen in belasting over dit netwerkelement. Hierdoor wordt de marktsimulatie verder beperkt in de mogelijkheden de tekorten aan opwekcapaciteit met import op te lossen. In deze situatie zijn de flow-based beperkingen dus in grotere

mate limiterend dan de aangenomen NTC waarden. Dit effect hoeft niet noodzakelijk op te treden, de exportcapaciteit kan voor specifieke situaties ook juist groter zijn dan voor de NTC beperkingen. De simulaties die in deze gevoeligheidsanalyse zijn gedaan wijzen echter op een sterkere import en exportbeperking.



Figuur 7-1: Effect van flow-based domeinen op ENS. De lichtgroene vlakken geven de uren aan waarin een of meer CNECs de marktuitwisseling actief beperken.

7.5 Bijlage 5

Bronvermelding gebruikte gegevens

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

- BlueTerra Energy Experts (2020), WKK Barometer: Marktpositie WKK voorjaar 2020. Zie: https://www.kasalsenergiebron.nl/content/user_upload/WKK_Barometer_rapport_marktontwikkeling_2020_6-4-2020.pdf
- CBS (2020), Elektriciteit; productie en productiemiddelen. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/37823wkk/table>
- CBS (2020), Bijna 200 duizend stekkerauto's. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2020/16/bijna-200-duizend-stekkerauto-s>
- CBS (2020), Warmtepompen; aantallen, thermisch vermogen en energiestromen. Zie: <https://opendata.cbs.nl/statline/?dl=2238E#/CBS/nl/dataset/82380NED/table>
- CBS (2020), Windenergie op land; productie en capaciteit per provincie Zie: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/70960ned/table?fromstatweb>
- CBS (2020), Zonnestroom; vermogen bedrijven en woningen, regio (indeling 2019). Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/84783NED>
- CertiQ (2020), Data opgesteld duurzaam productievermogen (vertrouwelijk).
- DNV GL (2020), De mogelijke bijdrage van industriële vraagresponss aan leveringszekerheid. Zie: <https://www.dnvgl.nl/publications/de-mogelijke-bijdrage-van-industriële-vraagresponss-aan-leveringszekerheid-190657>
- Energieonderzoek Centrum Nederland (2017), Nationale Energieverkenning. Zie: <https://www.pbl.nl/publicaties/nationale-energieverkenning-2017>
- ENTSO-E (2019), Mid-term Adequacy Forecast 2019 report. Zie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/#download>
- ENTSO-E (2020), Mid-term Adequacy Forecast 2020. Zie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>
- Europees Parlement en de Raad (2019), Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit. Zie: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=nl>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2019), Kamerbrief over de 'Voortgang uitvoering routekaart wind op zee 2030. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/04/05/kamerbrief-over-de-voortgang-uitvoering-routekaart-windenergie-op-zee-2030>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2019), Actieplan: Verhoging van de beschikbaarheid van zone-overschrijdende transportcapaciteit voor elektriciteitshandel. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ministerie-van-economische-zaken-en-klimaat/documenten/publicaties/2019/12/20/actieplan-verhoging-beschikbaarheid-zone-overschrijdende-transportcapaciteit-elektriciteitshandel>
- Ministerie van Infrastructuur en Milieu (2014), Structuurvisie Windenergie op Land. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2014/03/31/bijlage-1-structuurvisie-windenergie-op-land>
- Ministerie van Infrastructuur en Milieu, Ministerie van Economische Zaken (2014), Rijksstructuurvisie Wind op zee. Zie: https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/122850/rijksstructuurvisie_windenergie_op_zee_3390.pdf
- PBL (2019), Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: elektriciteit. Zie: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-elektriciteit_3685.pdf
- PBL (2019), Klimaat- en Energieverkenningen 2019. Zie: <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-klimaat-en-energieverkenning-2019-3508.pdf>
- PBL (2019), Tabellenbijlage Klimaat en Energieverkenning 2019. Zie: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-tabellenbijlage-kev2019-versie-1-1-december-2019_3847.ods
- Pentilateral Energy Forum Support Group 2 (2020). Generation Adequacy Assessment. Zie: https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf
- Rijksdienst Voor Ondernemend Nederland (2018), Monitor Wind op Land 2019. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/06/26/bijlage-monitor-wind-op-land-2019>



- Rijksoverheid (2018), Ontwerp van het Klimaatakkoord. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2018/12/21/ontwerp-klimaatakkoord>
- Rijksoverheid (2019), Klimaatakkoord. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/klimaatakkoord/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord>
- TenneT (2003-2019), Edities van de rapportages Monitoring Leveringszekerheid 2003 tot en met 2019, Zie: <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>
- TenneT (2019), TenneT Annual Market Update 2019 - Electricity market insights. Zie: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/TenneT_Annual_Market_Update_2019.pdf
- TenneT (2019), TenneT Flexibility Monitor - A first step towards quantifying flexibility in the Dutch electricity system. Zie: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/20200117_TenneT_Flexibility_Monitor.pdf
- TenneT (2020), Consultatie marktspelers en stakeholders (vertrouwelijk).
- TenneT (2020), Gegevens productiemiddelen en elektriciteitsproductie inclusief de vooruitzichten ten aanzien van de door producenten beheerde of te beheren binnenlandse productiemiddelen elektriciteit (vertrouwelijk).
- TenneT (2020), Gegevens van op het TenneT-net aangesloten regionale netbeheerders elektriciteit over hun prognoses voor de komende jaren (vertrouwelijk).
- TenneT (2020), Investeringsplan Net op land 2020-2029. Zie: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Investeringsplannen/IP2020_NOL_201001.pdf
- UMS Group (2017), Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation -In support of “Monitoring Leveringszekerheid” (Resultaten van het onderzoek naar conserveringen deels vertrouwelijk).
- Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie (2019). Zie: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905/2019-12-20>

TenneT TSO B.V.
December 2020

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

Of bezoek de website www.tennet.eu