

Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017

Deel II:

Investeringen Net op Land 2018 - 2027

Inhoud

II.01	Totaaloverzicht risico-investeringsdeel	3
II.02	Methodiek	9
II.03	Ramen capaciteitsbehoefte	26
II.04	Capaciteitsuitbreidingen 380 kV- en 220 kV-net	43
II.05	Capaciteitsuitbreidingen 110 kV-net regio Noord	79
II.06	Capaciteitsuitbreidingen 150 kV-net regio Oost	95
II.07	Capaciteitsuitbreidingen 150 kV-net regio Zuid	105
II.08	Capaciteitsuitbreidingen 150 kV-net regio West	124
II.09	Functionaliteitsuitbreidingen	143
II.10	Vervangingen	149
II.11	Klantaansluitingen en reconstructies	164

01

Totaaloverzicht risico-investeringsdeel



1.1 Totaaloverzicht investeringen

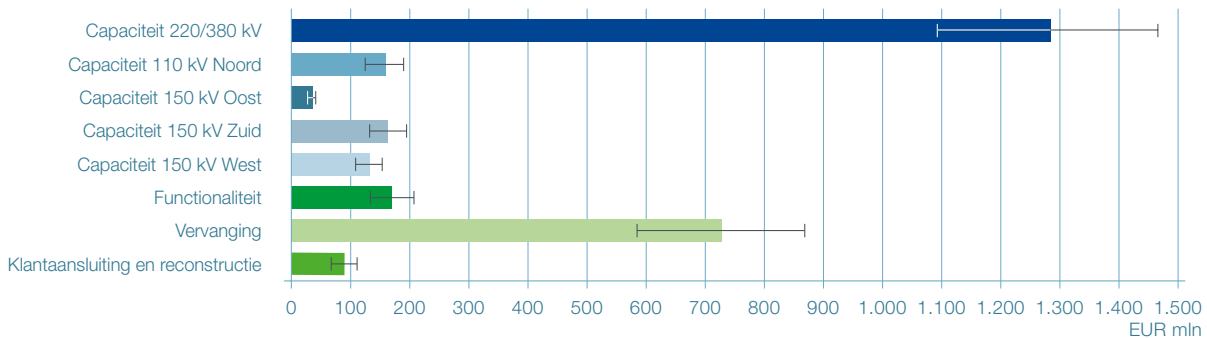
Investerings zijn noodzakelijk voor het behoud van leveringszekerheid en facilitering van de door markt gewenste transporten. Markontwikkelingen geven aanleiding tot netuitbreidingen. Daarnaast moet het bestaande net in stand gehouden worden. Door veroudering en defecten gaat de kwaliteit van de bestaande infrastructuur namelijk achteruit en komt de leveringszekerheid en facilitering van de markt in gevaar. Dit Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD) omvat het totaal van de door TenneT voorgenomen investeringen met een zichtperiode van 10 jaar, dus van 2018 tot 2027.

TenneT investeert het komend decennium in het Nederlandse onshore netwerk naar verwachting tussen EUR 3,5 mrd en EUR 4,5 mrd voor mitigatie van de in dit KCD gerapporteerde knelpunten. Dit is vergelijkbaar met de investeringsvolume van het vorige KCD.

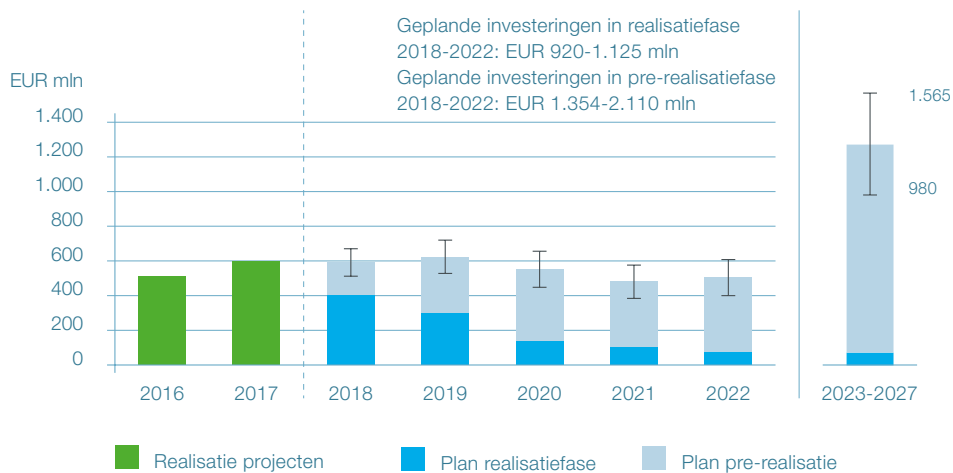
TenneT investeert in uitbreidingen van capaciteit en functionaliteit van het net, en in het vervangen van componenten. Daarnaast heeft TenneT een wettelijke aansluitplicht, die zich uit in zogenaamde klantaansluitingen. Ook vragen derden aan TenneT om reconstructies in de bestaande infrastructuur uit te voeren om op die manier plaats te maken voor andere infrastructurele werken.

De capaciteitsuitbreidingen zijn onderverdeeld naar het landelijke extra hoogspanningsnet van 220 kV en 380 kV en vier regio's voor de verschillende 110/150 kV-netten. Figuur 1.1 geeft deze verdeling weer, plus de investeringen die horen bij ieder van deze netvlakken.

Het grootste deel van de investeringen in de periode van 2018 tot 2022 is bestemd voor capaciteitsuitbreiding van het 220/380 kV-net. Hiervoor wordt EUR 1.095 mln tot EUR 1.470 mln geïnvesteerd.



Figuur 1.1 Totaaloverzicht investeringen naar aard, 2018-2022



Figuur 1.2 Totaaloverzicht investeringen naar projectfase

De investeringen in capaciteitsuitbreidingen in de verschillende 110/150 kV-netten bedragen EUR 395 mln tot EUR 580 mln waarvan ca. EUR 140 mln bestemd is voor capaciteitsuitbreidingen die de inpassing van wind en zonnepanelen in de Duurzaam op land mogelijk maakt.

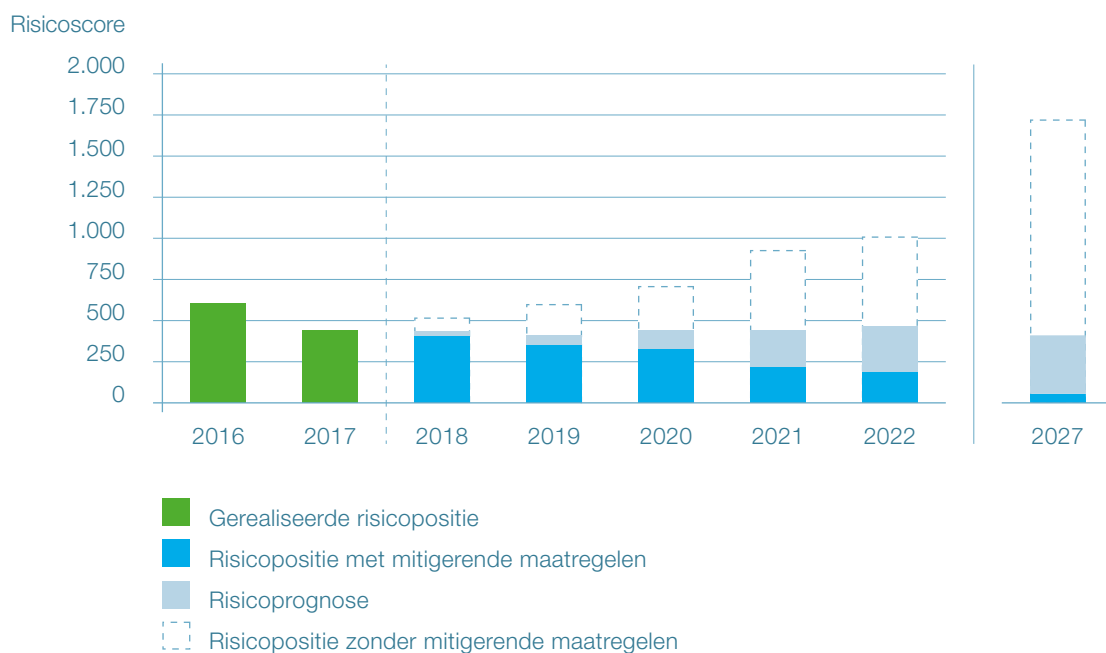
De totale investeringsportfolio van TenneT is onzeker doordat projecten in verschillende fasen zijn. Deze onzekerheid wordt meegenomen door projectfase gerelateerde onzekerheidsmarges rond de jaarlijkse investeringssom op te nemen. Figuur 1.2 geeft de totale investeringen naar verschillende niveaus van zekerheid weer, inclusief de totale onzekerheidsmarge. Projecten in de realisatiefase hebben een aantal besluitvormingsstappen doorlopen en zijn relatief zeker, waardoor de veronderstelde budgetonzekerheid voor projecten in deze fase 10% bedraagt. Voor de periode 2018 – 2022 is gepland rond de EUR 1 mrd te investeren in projecten die zich op dit moment in de realisatiefase bevinden. Voor projecten in pre-realisatiefase geldt een grotere veronderstelde onzekerheid van 20% tot 30%. Voor investeringen na 2020 bevinden bijna alle projecten in de portfolio zich nog in de pre-realisatiefase, uitgezonderd het project Zuid-West 380 kV.

1.2 Totaaloverzicht risico's

Door capaciteitstekorten, veroudering, defecten en externe invloeden ontstaan knelpunten in het net. De ernst van een knelpunt wordt door TenneT weergegeven in een risico: een combinatie van de kans dat er iets misgaat en de gevolgen als er iets misgaat. Als TenneT niet op de risico's inspeelt en geen mitigerende maatregelen treft, neemt het risico sterk toe tot 2027. Dit onderstreept het belang van investeren. Figuur 1.3 geeft een overzicht van het risicoprofiel, zowel met als zonder mitigerende maatregelen.

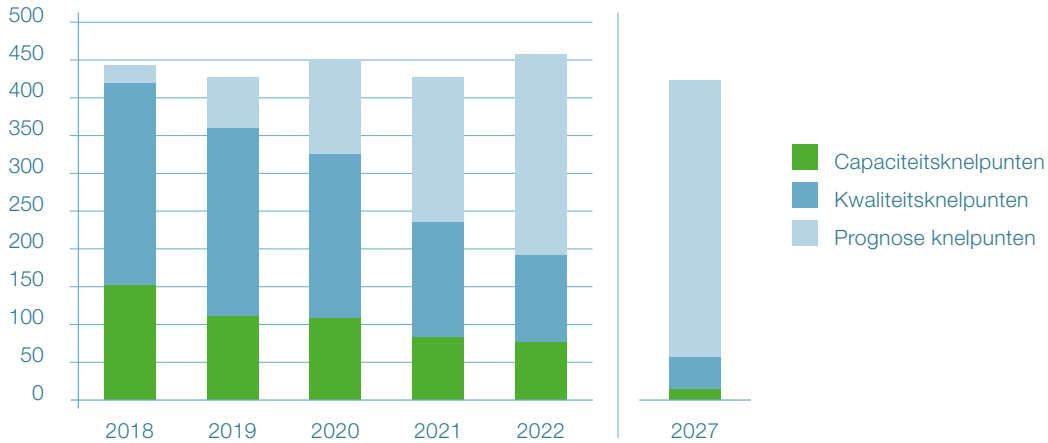
TenneT monitort continu het ontstaan van nieuwe knelpunten en de ontwikkeling van bestaande knelpunten, onder meer in termen van risico's, en zorgt voor passende maatregelen. Hierdoor zal het totale risicoprofiel van 2018 tot 2027 dalen. Houden we echter ook rekening met nieuwe, nog niet geïdentificeerde knelpunten, dan leidt dit tot een meer stabiel risicoprofiel. Deze knelpunten en de mitigatie daarvan zijn opgenomen in een risicoprognose.

In Figuur 1.4 is het risicoprofiel uitgesplitst naar kwaliteits- en capaciteitsknelpunten, waarbij



Figuur 1.3 Totale risicoprofiel

Riscoscore



Figuur 1.4 Totale risicoprofiel naar type

kwaliteitsknelpunten worden opgelost door zowel vervangingsinvesteringen als investeringen in uitbreiding van functionaliteit. Zoals deze figuur laat zien, vertegenwoordigen de kwaliteitsknelpunten een groter deel van de totale risicopositie dan capaciteitsknelpunten.

1.2.1 Overzicht van de belangrijkste asset-gerelateerde risico's

Tabel 1.1 geeft de top 5 van hoogste actuele risico's weer, met de maatregelen om deze risico's te mitigeren. Daarbij zijn ook de belangrijkste bedrijfswaarden waarop het risico scoort weer-

gegeven. Ten opzichte van het vorige KCD zijn drie knelpunten uit deze top 5 verdwenen. Het n-1 criterium knelpunt op de verbinding Delfzijl Weiwerd – Groningen Hunze is inmiddels gemitigeerd door afronding van het project.

Het knelpunt van veroudering van de steunisolatoren van de rail op station Krimpen is afgelopen jaar verlaagd toen bleek dat verwachte teruggang in mechanische sterkte minder snel is verlopen dan verwacht. Het risico op verzakking van enkele masten nabij Terwinselen, Schoonbron en Limmel is gemitigeerd door het stabiliseren van de masten ter plaatse.

Tabel 1.1

Top 5 belangrijkste asset risico's					
Knelpunt	Risico-categorie	Bedrijfswaarden	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	Hoofdstuk
Eemshaven Oudeschip - Eemshaven, niet voldoen aan n-1 criterium	10 - 100	Kwaliteit van Levering, Financieel, Compliance	Bestaand	Noord West 380 kV (fase 1)	Capaciteitsuitbreidingen 380 kV- en 220 kV-net
Veroudering secundaire componenten prioriteit 2	10 - 100	Veiligheid, Financieel	Bestaand	RenSec	Vervangingen
Veroudering GIS Velsen	10 - 100	Kwaliteit van Levering, Milieu	Bestaand	Vervangen GIS	Vervangingen
Venserpweg - Bijlmer Zuid, niet voldoen aan n-1 criterium	10 - 100	Kwaliteit van Levering, Compliance	Bestaand	Vervangen en verzwaren kabels	Capaciteitsuitbreidingen 150 kV-net regio West
Veroudering meettransformatoren	10 - 100	Veiligheid	Bestaand	Vervangen meettransformatoren	Vervangingen

1.3 Vergelijking met KCD 2016

Om ontwikkelingen in de afgelopen twee jaar uit te lichten, vergelijken we zowel het investeringsportfolio als het risicoprofiel met de stand van zaken ten tijde van het KCD 2016. De vergelijking is gebaseerd op de geïdentificeerde projecten en knelpunten en dus exclusief prognose.

1.3.1 Vergelijking investeringen met KCD 2016

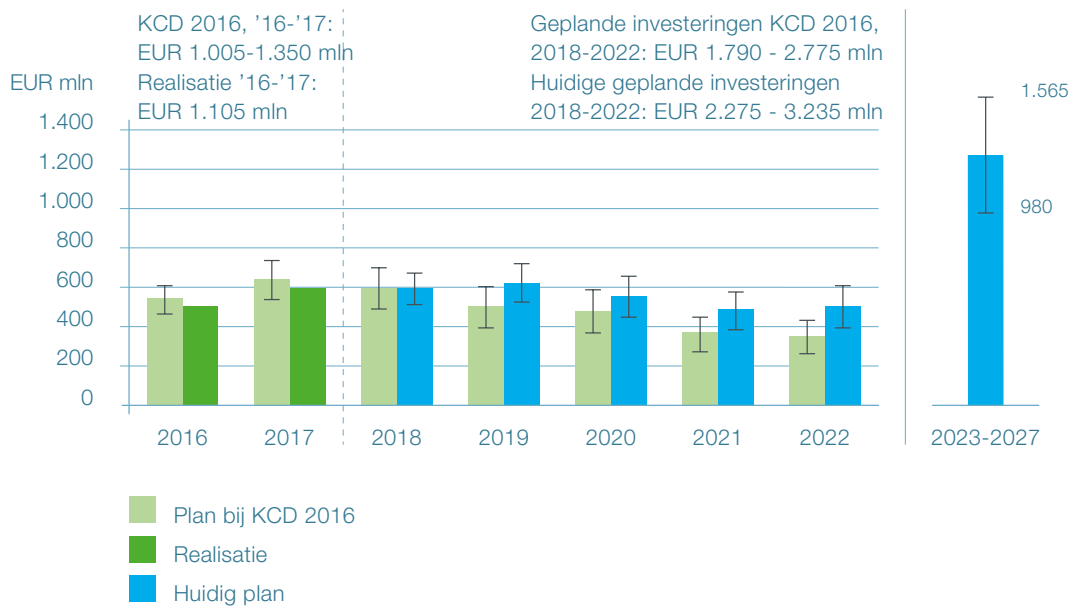
In de afgelopen twee jaar zijn verschillende belangrijke projecten afgerond, waaronder het nieuwe 380/150 kV-station Breukelen-Kortrijk en het aanleggen van een glasvezelinfrastructuur (AMFI). In 2016 en 2017 heeft TenneT in totaal EUR 1,1 mrd geïnvesteerd. Daarmee is in financiële zin 6% minder gerealiseerd dan gepland. Laten we de Large Cluster projecten buiten beschouwing, dan was de realisatie (EUR 560 mln) exact gelijk aan het plan. Het huidige plan ligt voor de periode 2018-2022 20% hoger dan het plan ten tijde van het KCD 2016.

De aanpassingen vallen gemiddeld nog binnen de onzekerheidsmarge. De toename van de geplande investering zit vooral in initiatie van nieuwe projecten en vertraging van bestaande projecten.

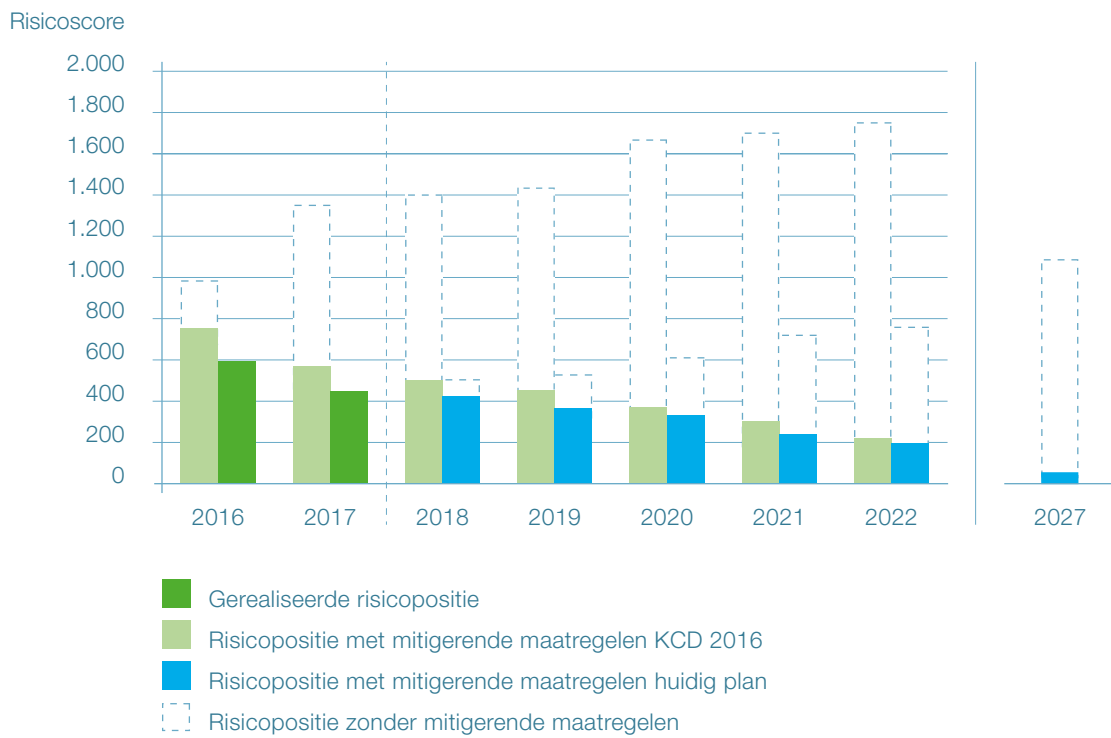
Voor de investeringen ten behoeve van de inpassing van productie van duurzame energie op land is een apart overzicht opgenomen in Deel IV.

1.3.2 Vergelijking risicoprofiel met KCD 2016

Het risicoprofiel weergegeven in Figuur 1.5 laat de wijzigingen ten opzichte van het KCD 2016 zien. In alle jaren is over het totaal een daling van het risicoprofiel zichtbaar. Het risiconiveau van capaciteitsknelpunten laat een systematische daling zien vanuit de verbetering in aanpak van de compliance risico's (zie paragraaf 2.4.2), waarbij er ook een aantal knelpunten vervalt. Het risicoprofiel gerelateerd aan de vervangingsinvesteringen laat echter wel een stijging zien, veroorzaakt door zowel nieuwe knelpunten als latere mitigatie van bestaande knelpunten.



Figuur 1.5 Vergelijking investeringen met KCD 2016



Figuur 1.6 Vergelijking risicoprofiel met KCD 2016 (exclusief prognoses)

02

Methodiek



TenneT investeert risico-gedreven. Dit houdt in dat risicoanalyses op de capaciteit en de kwaliteit van het net bepalen waar investeringen vereist zijn. Het proces dat we toepassen om deze risico's te identificeren en daarvoor investeringsprojecten te definiëren is in Figuur 2.1 weergegeven.

De eerste en tweede stap zijn verschillend voor risico's met betrekking tot respectievelijk capaciteit en kwaliteit van het net, de volgende stappen zijn voor alle risico's gelijk.



Figuur 2.1 Hoofdstappen in proces voor bepaling investeringsportfolio

Voor capaciteitsrisico's, die vaak resulteren in uitbreidingsinvesteringen¹, bestaat de eerste stap uit het in kaart brengen en modelleren van de ontwikkelingen in de elektriciteitsvoorziening. Het gaat daarbij vooral om ontwikkelingen in vraag en aanbod van elektriciteit, waarbij het effect van deze ontwikkelingen op het elektriciteitstransport zowel nationaal als internationaal wordt bekeken. In de tweede stap worden die resultaten in een netmodel doorgerekend om het net te toetsen aan wet- en regelgeving. Wanneer verbindingen of stations niet aan de criteria voldoen, worden ze aangemerkt als een knelpunt.

Voor kwaliteitsrisico's, die vaak resulteren in vervangingsinvesteringen, vormt het in kaart brengen van de status van de componenten door middel van inspecties de eerste stap.

Vervolgens vatten we de status van de componenten samen in een zogeheten Health Index (nader beschreven in paragraaf 2.3). Aan de hand van de Health Index worden componenten met matige of onvoldoende conditie als knelpunt aangemerkt.

In de derde stap bepalen we om te beginnen de ernst van alle knelpunten. Om een evenwichtig investeringsportfolio vast te stellen wordt aan elk knelpunt een risicoscore toegekend, op basis van de waarschijnlijkheid dat het knelpunt zich voordoet en

de consequenties van het voortbestaan van het knelpunt.

Voor ieder knelpunt dat een bepaalde risicoscore overstijgt, stellen we in de vierde stap de benodigde investeringsmaatregel vast. Valt een maatregel in de eerste vijf jaar van de zichtperiode van dit KCD, dan worden de maatregelen ook nader gekwantificeerd. Daaruit ontstaat de investeringsportfolio.

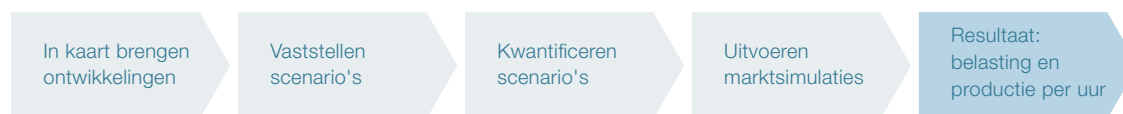
In de volgende paragrafen lichten we de methodes achter de vijf deelstappen van Figuur 2.1 nader toe.

2.1 Verantwoording aggregatieniveau

Als aggregatieniveau voor uitbreidingsinvesteringen in capaciteit is gekozen voor een onderverdeling naar het extra hoogspanningsnet (220/380 kV) en de hoogspanningsnetten (110/150 kV). Voor de 110/150 kV-netten is vervolgens een onderverdeling gemaakt naar 4 regio's². Deze onderverdeling verschaft ons inzicht in de investeringen per logisch deelgebied (netberekeningen worden uitgevoerd voor het landelijke 220/380 kV-net, en separaat voor iedere regio).

Voor de vervangingsinvesteringen en uitbreidingsinvesteringen in functionaliteit is als aggregatieniveau gekozen voor een samenvoeging van het extra hoogspanningsnet (220/380 kV) en de

¹ Er zijn ook investeringen in de uitbreiding van functionaliteit. Deze volgen uit knelpunten die ontstaan door externe factoren die onze (primaire) infrastructuur beïnvloeden.



Figuur 2.2 Toegepaste methode voor het vaststellen van scenario's en de bijbehorende raming van belasting en productie

hoogspanningsnetten (110/150 kV). Daarvoor is gekozen omdat de focus bij deze investeringen ligt op componenten die op verschillende netvlakken kunnen voorkomen. Verschillende vervangingsprogramma's bevatten daarom onderdelen die zowel gericht zijn op het 220/380 kV-netvlak en het 110/150 kV-netvlak.

Speciale clusters worden op project- of programma-niveau behandeld, vanwege hun grote financiële of strategische belang. Voorbeelden hiervan zijn de Large Cluster projecten, die vaak vallen onder de Rijkscoördinatieregeling (RCR).

2.2 Bepalen capaciteitsknelpunten

2.2.1 Modelleren van de capaciteitsbehoefte

Om een betrouwbare raming van de capaciteitsbehoefte voor het Nederlandse transportnet op te stellen, is het van belang een goed inzicht te hebben in de toekomstige inzet van centrales en de ontwikkeling van de vraag en het belastingpatroon, zowel in Nederland als in de ons omringende landen. Op basis hiervan kunnen de toekomstige elektriciteitsstromen over het hoogspanningsnet worden gesimuleerd, waarmee mogelijke knelpunten in het net worden vastgesteld. De toekomstige inzet van eenheden wordt berekend met behulp van marktsimulaties, die op basis van een gegeven scenario de meest kosteneffectieve inzet van elektriciteitscentrales berekenen.

De scenario's bevatten een set data die een beeld vormen van de elektriciteitsmarkt in een toekomstig jaar. Specifiek gaat het hierbij om:

- Vraag en belastingpatroon (op uurbasis)
- opgestelde productiecapaciteit (zowel conventionele centrales als duurzame bronnen),
- prijzen van brandstoffen en emissierechten (deze zijn van invloed op de inzet van centrales)

- voor de markt beschikbare transportcapaciteit tussen landen.

Deze data wordt gebruikt om voor ieder te onderzoeken jaar de inzet van centrales in elk uur te berekenen. De methodiek die TenneT gebruikt om bovenstaande ontwikkelingen in kaart te brengen is weergegeven in de stappen zoals beschreven in Figuur 2.2.

In kaart brengen van ontwikkelingen

De ontwikkelingen ten aanzien van verduurzaming van de energievoorziening spelen een belangrijke rol bij de vaststelling van de toekomstige capaciteitsbehoefte voor de elektriciteitsvoorziening. Variabele, weersafhankelijke duurzame bronnen zoals zon en wind vullen een toenemend aandeel in de productiemix. Daarnaast zullen nieuwe ontwikkelingen zoals elektrische personenauto's en warmtepompen impact op het belastingpatroon hebben. Tevens is het van belang om goed te kijken naar de ontwikkelingen in andere Europese landen, omdat de Nederlandse elektriciteitsmarkt niet los van ontwikkelingen in Europese (buur)landen kan worden beschouwd. Ontwikkelingen in de Europese elektriciteitsvoorziening worden daarom gemonitord en geanalyseerd op consequenties voor het Nederlandse transportnet.

Vaststellen scenario's

Voor dit KCD heeft TenneT op basis van een gezamenlijke studie met Gasunie Transport Services (GTS) en Energie Centrum Nederland (ECN) meerdere scenario's opgesteld. Elk scenario is representatief voor een mogelijke, toekomstige trend ten aanzien van de inrichting van de duurzame energievoorziening. Als referentie is het scenario uit de Nationale Energie Verkenning 2016 (NEV 2016) aangehouden dat het vastgesteld en voorgenomen beleid weergeeft.

² Regio Noord: de provincies Groningen, Friesland, Drenthe, Overijssel en Noordoostpolder. Regio Oost: de provincies Flevoland (exclusief Noordoostpolder), Gelderland en Utrecht. Regio Zuid: de provincies Limburg, Noord-Brabant en Zeeland. Regio West: Noord- en Zuid-Holland.

De zichtperiode die in dit KCD wordt aangehouden voor het modelleren van de capaciteitsbehoefte is 2018-2035. Dit is langer dan de in de wet voorgeschreven zichtperiode van tien jaar. Door de periode ruimer te nemen, kan TenneT tijdig maatregelen treffen voor toekomstige knelpunten. De praktijk heeft laten zien dat de doorlooptijd voor de aanleg van (nieuwe) verbindingen meer dan tien jaar kan zijn, waardoor het belangrijk is om reeds in een vroeg stadium inzicht te hebben in mogelijke toekomstige maatregelen.

Kwantificeren scenario's

De scenario's zijn gekwantificeerd op basis van verschillende bronnen. Voor de prognose van de binnenlandse elektriciteitsvraag vormt de NEV 2016 de basisbron. Deze verkenning beoogt een zo compleet en integraal mogelijk beeld te leveren van de huidige stand van zaken (monitoring) en de toekomstverwachtingen (ramingen) voor het Nederlandse energiesysteem.

Het uitgangspunt voor de vraagprognose bestaat uit de historische verbruikscijfers van het CBS. Voor de grootgebruikers die zijn aangesloten op de transportnetten van TenneT worden gegevens gehanteerd die door hen aan TenneT zijn verstrekt, conform de bepalingen uit paragraaf 4.1 van de Netcode.

Aangesloten producenten zijn volgens de Netcode verplicht om jaarlijks gegevens over de ontwikkeling van het geïnstalleerd productievermogen ter beschikking te stellen. Als ondergrens voor deze verplichting wordt een installatiegrootte van 2 MW aangehouden. Deze informatie vormt de basis voor de raming van het opgesteld grootschalig productievermogen in Nederland. Eigenaren van productiemiddelen met een vermogen kleiner dan 2 MW, zoals kleinschalige warmtekrachtinstallaties, solitaire windturbines en zonnepanelen, hebben geen vergelijkbare verplichting. Voor de inschatting van de ontwikkeling van dit productievermogen gebruikt TenneT gegevens van CertiQ, CBS en het rapport Monitoring Leveringszekerheid³.

Data van buurlanden over verbruik, productie en interconnectiecapaciteit is afkomstig van ENTSO-E, zoals verzameld voor het Ten Year Network Develop-

ment Plan (TYNDP) 2016 en de Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2016. De raming van de kosten van brandstoffen en CO₂-emissierechten is gebaseerd op prijsscenario's uit de World Energy Outlook 2016 van het Internationaal Energie-agentschap (IEA).

Uitvoeren marktsimulaties

De marktsimulaties worden gebruikt om de inzet van elektriciteitscentrales voor elk uur van een (toekomstig) jaar te bepalen. Afhankelijk van de elektriciteitsvraag wordt een bepaald vermogen ingezet, waarbij de simulatie er naar streeft om op basis van technoeconomische eigenschappen van centrales de meest kosteneffectieve inzet van centrales vast te stellen. Deze optimalisatie wordt uitgevoerd met een tijdstap van één uur, waarbij ook rekening wordt gehouden met technische limieten en kosten die gepaard gaan met het op- en afregelen van centrales in verschillende uren. De vraag vormt een input voor het model, waarbij voor elk land een profiel met de belasting per uur wordt gebruikt. Het belastingprofiel voor Nederland is gebaseerd op eigen assessments van TenneT. De belastingprofielen voor de rest van Europa zijn afkomstig van ENTSO-E.

De productiecapaciteit is gemodelleerd op een wijze waarbij eenheden groepsgewijs zijn ingedeeld in een aantal categorieën, op basis van een onderverdeling in brandstof, technologie en rendement. Productie uit weersafhankelijke bronnen, zoals wind en zon, wordt bepaald door een vooraf opgesteld profiel, dat de beschikbaarheid van deze bron op basis van historische meteorologische data weergeeft. Voor elk land en elke bron wordt een afzonderlijk profiel gebruikt, dat afkomstig is van ENTSO-E.

De geografische afbakening van het gemodelleerde systeem bestaat uit de Europese Unie, Noorwegen, Zwitserland en de Balkanlanden. In de marktsimulaties vormt Nederland dus een deel van het Europese elektriciteitssysteem. Hierdoor is de inzet van Nederlandse centrales mede afhankelijk van de karakteristieken van de rest van het systeem.

Ieder land wordt in de marktsimulaties gemodelleerd als 'koperen plaat'. Dat wil zeggen dat binnen een land geen beperkingen bestaan voor productie en

³ TenneT (2016). Monitoring Leveringszekerheid 2016 (2015-2031).

verbruik van elektriciteit. In de praktijk betekent dit dat een producent of verbruiker zich overal in een land kan vestigen en kan handelen, zonder beperkt te worden door de netinfrastructuur. Tussen landen bestaat echter wel een grens aan de hoeveelheid voor de markt beschikbare transportcapaciteit, waardoor, afhankelijk van de inzet van eenheden in een bepaald uur, de door de markt gewenste uitwisseling van elektriciteit beperkt wordt. In de marktsimulaties wordt hierbij gebruik gemaakt van zogenaamde 'lange termijn netto transportcapaciteiten' (long-term NTC's), die op basis van data afkomstig van ENTSO-E voor elke grens zijn vastgesteld en een representatie zijn van de in de toekomst verwachte (voor de markt beschikbare) capaciteit tussen landen.

Uitwisselingen met aangrenzende landen die niet endogeen gemodelleerd zijn, maar wel elektrisch zijn verbonden aan één van de landen binnen de geografische afbakening, zijn gemodelleerd op basis van een vooraf vastgesteld profiel dat de export en import tussen deze landen en hun buur binnen het gemodelleerde systeem per uur bevat.

Belasting en productie per uur

Het resultaat van de marktsimulaties is de vaststelling van de meest kosteneffectieve inzet van productiemiddelen van alle landen binnen de geografische afbakening, gegeven beperkingen in transportcapaciteit tussen landen. Deze informatie, die op uurbasis de inzet van eenheden per productiecategorie en per land bevat, vormt samen met de set van uurwaarden van belasting, de belangrijkste input voor de netberekeningen. Om het aantal berekeningen in het model beheersbaar te houden worden de scenario's voor een aantal steekjaren (zie hoofdstuk 3.3) doorgerekend, in plaats van alle tussenliggende jaren individueel te beschouwen. Hiermee wordt een goed inzicht verkregen in de mogelijke ontwikkelpaden die zich binnen de zichtperiode van dit KCD kunnen afspelen in de elektriciteitsmarkt.

2.2.2 Methode voor de vaststelling van de betrouwbaarheid van de raming van de capaciteitsbehoefte

Het opstellen van een betrouwbare raming voor de toekomstige ontwikkeling van vraag en aanbod vereist dat op een adequate wijze wordt omgegaan met de grote onzekerheden die hierbij een rol

spelen. Macro-economische ontwikkelingen, zowel binnen als buiten de energiesector, en de transitie naar een duurzame energievoorziening zijn van invloed op de elektriciteitsmarkt en beïnvloeden daarmee de toekomstige behoefte aan transportcapaciteit. Door deze ontwikkelingen zo goed mogelijk in kaart te brengen en door middel van modellen de gevolgen van verschillende toekomstscenario's vast te stellen, maakt TenneT een betrouwbare raming van de benodigde capaciteit op het transportnet.

De methode die TenneT hanteert om de betrouwbaarheid van de raming van de transportbehoefte vast te stellen, bestaat in eerste instantie uit de identificatie van de onzekerheden in de ontwikkeling van vraag en aanbod die naar verwachting de grootste impact op het net hebben. Het uitgangspunt hierbij vormt de Nationale Energieverkenning 2016 (NEV 2016) en de informatie die aangesloten producenten, grootverbruikers en regionale netbeheerders wettelijk verplicht zijn aan TenneT op te leveren. Het samengevoegde totaaloverzicht van deze informatie wordt vervolgens getoetst aan o.a. historische groeicijfers van het verbruik, prognoses van het Centraal Planbureau (CPB) ten aanzien van de ontwikkeling van de economie en vuistregels voor het bepalen van de benodigde hoeveelheid vermogen die hierbij past.

Gelet op de transitiefase waarin de elektriciteitsvoorziening zich bevindt, worden voor de betrouwbaarheid van de transportraming ook eigen inschattingen gemaakt van de impact die technologische ontwikkelingen in verbruik en productie kunnen hebben op de behoefte aan transportcapaciteit. Naast de door netgebruikers opgegeven plannen wordt de behoefte aan transportcapaciteit tevens separaat in kaart gebracht, als toets voor de inschatting van de robuustheid van de berekening van de transportbehoefte. Aan de vraagzijde wordt gelet op technologische ontwikkelingen die leiden tot besparingen (bijvoorbeeld efficiëntere huishoudelijke apparatuur), maar wordt ook gekeken naar nieuwe gebruiksvormen die juist leiden tot extra verbruik (bijvoorbeeld elektrisch vervoer en warmtepompen). Aan de productiezijde besteedt TenneT aandacht aan verschillende, mogelijke ontwikkelingen op het gebied van duurzame energie (bijvoorbeeld windparken op zee en decentrale invoeding door zon PV).

De recente geschiedenis leert ook dat ontwikkelingen in overheidsbeleid (in zowel binnen- als buitenland) een onzekere factor vormt die een aanzienlijke impact kan hebben op de vereiste ontwikkeling van het Nederlandse transportnet. Zo heeft de 'Energiewende' in Duitsland geleid tot extra belasting van het Nederlandse transportnet, als gevolg van doortransporten van elektriciteit die geproduceerd wordt door windturbines in Noord-Duitsland en verbruikt door afnemers in Zuid-Duitsland. In Nederland vindt momenteel een discussie plaats om naast de oude kolencentrales ook de nieuwe kolencentrales (versneld) te sluiten, wat invloed kan zijn op de behoefte voor grote netuitbreidingen. TenneT kijkt door middel van scenario-analyse verder dan de horizon van het huidige vastgestelde overheidsbeleid ten aanzien van de energievoorziening, om zo goed mogelijk voorbereid te zijn op eventuele veranderingen in technologische, politieke en economische ontwikkelingen die van invloed kunnen zijn op de transportbehoefte.

Op basis van deze toetsing zijn de ontwikkeling van het duurzaam productievermogen en het mogelijk uit bedrijf nemen van kolencentrales als belangrijkste onzekere factoren voor de netplanning geïdentificeerd.

2.2.3 Toetsing van het net

De uitkomsten van het marktmodel vormen de input voor berekeningen aan het hoogspanningsnet in een netmodel. Dit model berekent de vermogensstromen en kortsluitstromen in het net. Vermogensstromen zijn afhankelijk van de topologie, de schakeltoestand van het hoogspanningsnet, de inzet van productiemiddelen en de verdeling van elektriciteitsvraag over de hoogspanningsstations. Elke wijziging in topologie (bijvoorbeeld onderhoud of uitval van netelementen), productie-inzet of elektriciteitsvraag resulteert in andere vermogensstromen, die voor elke nieuwe situatie opnieuw moeten worden berekend.

De criteria voor enkelvoudige storingsreserve zijn vastgelegd in artikel 31 van de Elektriciteitswet. De Elektriciteitswet laat op de enkelvoudige storingsreserve onder voorwaarden beperkte uitzonderingen toe. Deze uitzonderingen zijn nader uitgewerkt in de Netcode die door de ACM wordt vastgesteld. In de Netcode zijn echter onder andere voor de enkelvoudige storingsreserve van railsystemen, meer

uitzonderingen gemaakt op de criteria dan de huidige Elektriciteitswet toelaat. De praktijk volgt de Netcode. Het strikt naleven van de wettelijke bepalingen van de Elektriciteitswet leidt tot ondoelmatige investeringen, zoals geconcludeerd in "Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet" (Ministerie van Economische Zaken, augustus 2013). De aanbevelingen uit dit document voor wat betreft de criteria voor enkelvoudige storingsreserve zijn vastgelegd in een concept Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB) als onderdeel van de Wetgevingsagenda STROOM. Vanwege het verwerpen van de nieuwe Elektriciteits- en Gaswet door de Eerste Kamer op 22 december 2015 is deze AMvB nog niet in werking getreden. Op dit moment werkt het ministerie van EZ aan een herzien wetsvoorstel (Wet Vet). Aangezien de criteria in de concept AMvB de huidige praktijk van de Netcode op punten aanscherpt, is voor dit KCD, evenals bij opstelling van KCD 2016, de concept AMvB als toetsingskader gebruikt.

2.2.3.1 Netmodel

Het netmodel voor het transportnet is opgesteld voor de uitvoering van vermogensstroom-berekeningen. Het is gebaseerd op de netsituatie per 1 januari 2017. Voor de verschillende steekjaren wordt het netmodel aangevuld met de tussentijds gerealiseerde uitbreidingen, mits die projecten zich in december 2016 in de realisatiefase bevonden.

Voor de netberekeningen voor het landelijke 220/380 kV-net zijn twee regio's aangewezen (Noord en West) waar hoge invoeding van vermogen tot problemen kan leiden. Voor elk steekjaar zijn voor deze twee regio's netberekeningen uitgevoerd. Daarbij kregen telkens de marginale kosteneenheden in één van de twee regio's prioriteit boven de marginale eenheden in de rest van Nederland. Op deze manier onderzoeken we de gevoeligheid van de vermogensstroomberekeningen voor maximale inzet van opwekeenheden in de regio's, de zogenoemde excursies. Daarnaast is rekening gehouden met de invloed van grensoverschrijdende vermogensstromen op de vermogensstromen in Nederland.

2.2.3.2 Vermogensstroomberekeningen

Voor de vermogensstroomberekeningen is de toetsing aan de wet uitgesplitst in toetsing bij

normaal bedrijf zonder onderhoud of storing (n-0-criterium), tijdens enkelvoudige storing bij normaal bedrijf (n-1-criterium) en tijdens enkelvoudige storing bij onderhoud (n-2-criterium). In principe moet het net dus, behalve bij een aantal uitzonderingen, aan het n-2-criterium voldoen. Er kunnen zich echter ook situaties voordoen waarin bepaalde delen van het net niet kunnen voldoen aan het n-1-criterium of zelfs het n-0-criterium. Ook die situaties moeten getoetst worden om de ernst van het optreden van een knelpunt te bepalen.

Enkelvoudige storing (n-1)

De enkelvoudige storingsreserve van een circuit, transformator of productie-eenheid wordt getoetst bij een volledig in bedrijf zijnde net. De vermogensstromen worden berekend bij uitval van achter-eenvolgens alle voor de berekeningen relevante circuits, transformatoren en productie-eenheden.

Uitval van een railsysteem is alleen doorgerekend voor 220 kV- en 380 kV-stations waarvan meer dan één transformator op uitsluitend één rail is geschakeld. In alle andere gevallen leidt railuitval tot uitval van één transformator en is daarmee niet onderscheidend ten opzichte van andere uitvalsituaties. Railuitval is ook doorgerekend voor de koppelstations die direct verbonden zijn met voornoemde stations.

Enkelvoudige storing tijdens onderhoud (n-2)

De enkelvoudige storing tijdens onderhoud is doorgerekend als gepland onderhoud aan één relevant circuit, transformator of productie-eenheid in combinatie met een (ong geplande) storing aan een relevant circuit, transformator of productie-eenheid. Vervolgens wordt geanalyseerd of er voldoende mogelijkheden zijn om onderhoud te plannen zodanig dat tijdens dit onderhoud aan de enkelvoudige storingsreserve kan worden voldaan. Is dit het geval, dan is er geen sprake van een knelpunt. Wanneer dit onderhoud niet meer gepland kan worden, is sprake van een knelpunt, in die zin dat de enkelvoudige storingsreserve niet meer kan worden gegarandeerd tijdens onderhoud. In het vervolg van dit document worden deze knelpunten kortweg geduid als n-2 knelpunten.

Een uitzondering op deze toetsing is van kracht op het moment dat de zuivere belasting (verbruik) lager is dan 100 MW. In dat geval is een uitval van

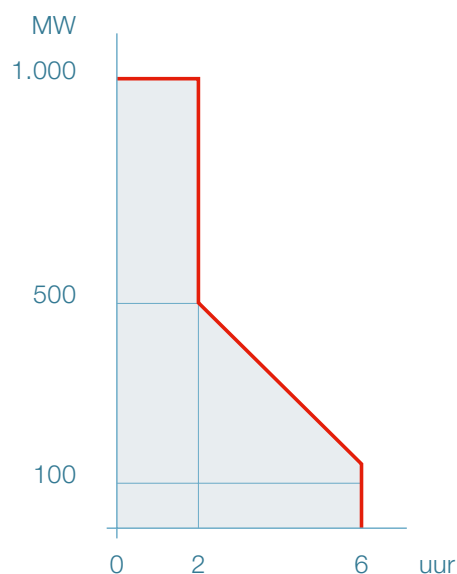
maximaal 6 uur toegestaan. Wanneer niet aan dit criterium kan worden voldaan, wordt dit in dit KCD geduid als een 100 MW/6h-knelpunt.

Railsystemen in netten met een spanning van 110 kV en hoger worden tijdens onderhoud niet uitgezonderd van enkelvoudige storingsreserve indien een enkelvoudige storing kan leiden tot:

- een dusdanige verstoring van grote (inter)nationale energietransporten dat elektriciteitsvraag of productie op andere stations met hetzelfde spanningsniveau onderbroken raakt (alleen van toepassing op het 220 kV- en 380 kV-netvlak)
- een onderbreking van meer dan 1.500 MW-productie
- onderbreking van de elektriciteitsvraag in het onderliggende net die qua omvang en hersteltijd groter is dan de gedefinieerde maximale vermogens-tijdcurve (zie Figuur 2.3).

2.2.3.3 Kortsluitvastheid

Om de netveiligheid en persoonlijke veiligheid in de nabijheid van installaties te garanderen, zijn naast vermogensstroomberekeningen ook kortsluitstroomberekeningen uitgevoerd. Daarvoor zijn de maximaal optredende stromen tijdens kortsluiting op een rail berekend en getoetst aan de kortsluitvastheid (Ik) van de installaties. Bij de berekeningen is uitgegaan



Figuur 2.3 Maximale vermogens-tijdcurve die de toegestane onderbreking van de elektriciteitsvraag als gevolg van een railstoring bij onderhoud aangeeft

van een volledig beschikbaar en in bedrijf zijnde net vanaf 110 kV, inclusief de tussenliggende transformatoren. Alle productie-eenheden met een aansluitovereenkomst op voornoemde netten zijn daarbij 'in bedrijf' voorondersteld. Zowel de éénfase- als de driefasenkortsluitstroom is berekend.

2.2.4 Bepalen van de ernst van knelpunten

TenneT onderzoekt (in lijn met de Regeling Kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas) de waarschijnlijkheid waarmee, de termijn waarbinnen en de omstandigheden waaronder een capaciteitsknelpunt zich naar verwachting voordoet. TenneT heeft in samenwerking met de Technische Universiteit Delft een methodiek ontwikkeld waarmee het mogelijk is om op basis van de resultaten uit marktanalyses de consequenties voor het net in kaart te brengen en de ernst van een knelpunt te bepalen.

De mate van waarschijnlijkheid van een knelpunt hangen af van de belasting-productiecombinatie, waarbij het betreffende knelpunt naar voren komt, de relatieve kans van optreden van die combinatie en het type criterium waaraan wordt getoetst.

In de volgende paragrafen staat hoe de ernst van de knelpunten is bepaald voor het landelijk 220 kV- en 380 kV-net en de regionale 110 kV- en 150 kV-netten.

2.2.4.1 Methode ter bepaling van de ernst van knelpunten op het 220/380 kV-transportnet

Om de ernst van de knelpunten in het landelijk 220/380 kV-net inzichtelijk te maken, wordt een jaar-rond-rekenmethode gebruikt. Hierbij wordt voor elk uur van het jaar het effect op het elektriciteitsnet van de combinatie van productie en elektriciteitsvraag uit de marktanalyses, getoetst. Het risico op overbelasting van een component in het 220/380 kV-net is een resultante van de hoogte van de overbelasting(en) en het aantal uren dat deze optreedt(/optreden). Deze berekening wordt zowel voor de ongestoorde toestand (n-0) als voor de gestoorde toestanden (n-1 en n-2) afzonderlijk uitgevoerd, waarna de ernst ('severity index') wordt bepaald op basis van een weging van deze resultaten. Een overbelasting tijdens normaal bedrijf wordt daarbij ernstiger beoordeeld dan bij een enkelvoudige storing, die weer ernstiger wordt beoordeeld dan een overbelasting gedurende een enkelvoudige storing ten tijde van onderhoud.

2.2.4.2 Methode ter bepaling van de ernst van knelpunten op het 110/150 kV-transportnet

Voor een juiste analyse van de knelpunten in de 110/150 kV-netten is het van belang dat de gekozen scenario's aansluiten bij regionale ontwikkelingen. Hierbij wordt bijvoorbeeld de inzet van eenheden en de grootte van de elektriciteitsvraag binnen de regio specifiek bekeken, binnen de kaders van het algehele op landelijk niveau geformuleerde scenario's. Dit resulteert in een aantal zogeheten planningssituaties, die specifiek dienen om de knelpunten zoals die uit de DC-loadflow-berekeningen voortkomen waar nodig te verfijnen. Het resultaat van deze analyses levert de uiteindelijke knelpunten op. De ernst van het knelpunt wordt in principe bepaald op eenzelfde wijze als de knelpunten in het 220/380 kV-net, met waar nodig de verfijning aan de hand van de doorgerekende planningssituaties.

2.3 Bepalen van kwaliteitsknelpunten

Om een goed functionerend elektriciteitsnet te waarborgen, dient de functionaliteit van de componenten in stand te worden gehouden. Dit gebeurt enerzijds door onderhoud te plegen (OPEX) en anderzijds door componenten te reviseren of te vervangen (CAPEX).

OPEX dient naast het uitvoeren van onderhoud, modificaties en storingsherstel ook om de status van de componenten in kaart te brengen door uitvoering van inspecties. Onder andere die inspecties kunnen leiden tot de definitie van een knelpunt en uiteindelijk tot een investering om componenten of populaties van componenten te vervangen (CAPEX).

TenneT voert voor alle hoogspanningsstations een driemaandelijkse algemene inspectie uit. De verschillende componentcategorieën worden in twee cycli van respectievelijk drie en zes jaar geïnspecteerd. Na drie jaar vindt er een visuele inspectie plaats en na zes jaar een uitgebreide inspectie. Jaarlijks wordt een evenredig deel van een bepaalde componentpopulatie geïnspecteerd en indien nodig onderhouden.

TenneT heeft de Health Index ontwikkeld om de kwaliteit van haar componenten te bewaken. De

conditie ('health') van de componenten is een resultaat van de verwachte levensduur, gebaseerd op faalstatistieken van een populatie, het bouwjaar en de vastgestelde staat van de functionele onderdelen van de component.

Aan de hand van inspecties wordt die staat bepaald en gekwantificeerd in conditie indicatoren. Door toepassing van kennisregels kan de mate van afwijking per functionaliteit worden gewogen om te komen tot de score van de Health Index. De kennisregels worden op basis van ervaring continu verbeterd.

De Health Index-methodiek geeft een inschatting van de mate waarin de componenten binnen de inspectieperioden voldoen aan de technische uitgangspunten. Hiertoe zijn vier niveaus gedefinieerd, die zijn samengevat in Figuur 2.4:

- **Goed (groen):** de verwachte technische conditie blijft binnen zes jaar voldoen aan de technische uitgangspunten, mits het normale reguliere onderhoud gepleegd wordt
- **Voldoende (oranje):** de verwachte technische conditie voldoet binnen zes jaar niet aan de technische uitgangspunten, maar kan met aanvullend onderhoud weer Goed (groen) scoren
- **Matig (rood):** de verwachte technische conditie voldoet binnen zes jaar niet meer aan de technische uitgangspunten. Afhankelijk van de

risico's worden acties vastgesteld om de component weer terug te brengen naar een groene Health Index

- **Onvoldoende (paars):** de verwachte technische conditie voldoet binnen drie jaar niet meer aan de technische uitgangspunten. Door uitvoering van revisies of vervangingen, opgenomen in de portfolio, worden deze risico's gemitigeerd.

In vergelijking met het KCD 2016 zijn er voor meer typen componenten conditie indicatoren ontwikkeld en is de Health Index van bestaande componenten verder aangescherpt. Deze ontwikkeling zal de komende jaren doorlopen om te komen tot volledige indexering van de toestand van de primaire componenten. De secundaire en tertiaire componenten – zoals telecom-, beveiligings-, besturings-, aardings- en meetsystemen, gebouwen en terreinen – vormen integraal onderdeel van het technisch onderhoudsbeleid, maar zijn niet opgenomen in de Health Index-methodiek. Voor deze componenten bepalen en beoordeelt TenneT op basis van leeftijd, inspectiegegevens en storingsgegevens de status. Voor netschakels, maar ook voor lijnen en kabelsystemen die zijn opgebouwd uit diverse deelsystemen, is de bepaling van een samengestelde Health Index vereist. Deze Compositie Health Index (CHI), die als methode nog in ontwikkeling is, maakt gebruik van de opbouw van de huidige Health Index.



Figuur 2.4 Scores Health Index

De Health Index maakt inzichtelijk of identieke componenten elders in het net eenzelfde score laten zien en daarmee of het een populatieprobleem betreft of slechts een probleem met een enkele component. Wanneer een component een rode score krijgt, vindt extra onderhoud plaats en worden kwalitatieve inschattingen gemaakt ten behoeve van prognoses voor te vervangen componentpopulaties. Voor componenten met een paarse score wordt altijd een risicobeoordeling gemaakt. Op basis daarvan wordt onderzocht welke van de componenten met welke prioriteit vervangen moeten worden.

Als de te vervangen geprioriteerde populaties binnen bepaalde tijd in een zelfde veld of station voorkomen, stuurt TenneT op een gecombineerde en gestandaardiseerde componentvervanging in het 110/150 kV- en in het 220/380 kV-netvlak. Om deze nieuwe aanpak in de praktijk te testen, volgt eerst een pilot op een aantal 110/150 kV-stations. Daarnaast onderzoeken we momenteel

of het voor een deel van de stations efficiënter en effectiever is de vervanging van de secundaire componenten te combineren met het vervangen van de bijbehorende primaire componenten.

2.4 Risico-investeringsmethodiek

2.4.1 Gehanteerde bronnen

Bij het opstellen van het risico- en investeringsdeel van het KCD spelen het risicoregister en de investeringsportfolio een cruciale rol. Het risicoregister bevat alle op een risicobeoordeling gebaseerde knelpunten van de infrastructuur, voorzien van een risicoscore. Om deze knelpunten te mitigeren worden in principe⁴ investeringsprojecten gedefinieerd. Daarmee is de investeringsportfolio grotendeels⁵ risico gedreven. Zowel het risicoregister als de investeringsportfolio zijn aan verandering onderhevig.

Voor het opstellen van het KCD zijn twee momentopnamen van het risicoregister en de investeringsportfolio gebruikt. Voor de huidige stand van zaken wordt als peildatum 30 maart 2017 (Q1 2017) gehanteerd. Een uitzondering vormen (recente) inzichten met betrekking tot mogelijke capaciteitsknelpunten, waardoor in het tweede kwartaal van 2017 het risicoregister met betrekking tot de capaciteitsknelpunten is geactualiseerd waardoor in sommige gevallen nog aanpassingen op projecten zijn doorgevoerd en nieuwe projecten zijn geïnitieerd. De peildatum voor het risicoregister en investeringsportfolio behorende bij het KCD 2016 was 30 september 2015 (Q3 2015). De eventuele verschillen tussen de huidige investeringsportfolio en de investeringsportfolio behorende bij het KCD 2016 worden in dit document toegelicht.

2.4.2 Risicoprofiel

Het verloop van het risicoprofiel over de jaren heen geeft een indicatie van de ontwikkeling van de prestaties en de kwaliteit van het transportnet. Een lager risicoprofiel betekent een voorziene betere prestatie en kwaliteit van het net.

Het risicoprofiel wordt bepaald door een beoordeling van alle geïdentificeerde knelpunten in het net. Deze knelpunten komen enerzijds voort uit netberekeningen en anderzijds uit de Health Index en andere indicatoren die informatie verstrekken over de conditie van componenten. Het risicoprofiel wordt gedefinieerd als de som van de risicoscores van alle actuele knelpunten in het risicoregister. Ieder knelpunt heeft een actueeldatum, de datum vanaf wanneer het risico kan optreden, en ieder gerelateerd project heeft een inbedrijfsname (IBN) datum, de datum waarop TenneT voorziet dat het knelpunt is opgelost. Gedurende de periode dat het knelpunt actueel is en de IBN-datum van de bijbehorende maatregel in de toekomst ligt, telt het risico mee in het risicoprofiel.

De op termijn voorziene instroom van nog te identificeren knelpunten, als gevolg van verouderingen of externe ontwikkelingen, wordt opgenomen in de risicoprognose, zie paragraaf 2.4.5.

De risicoscore voor een knelpunt wordt bepaald door een beoordeling op zeven bedrijfswaarden. Dit leidt na weging van de bedrijfswaarden tot een kwantitatieve risicoscore per knelpunt, uitgedrukt in een logaritmische schaal en verdeeld in zes risicocategorieën: 0-0,01; 0,01-0,1; 0,1-1; 1-10; 10-100; >100. Een overzicht van de bedrijfswaarden en de weging is weergegeven in Tabel 2.1. De wegingswaarden staan voor de strategie en het beleid van TenneT. Veiligheid en Kwaliteit van levering zijn de belangrijkste bedrijfswaarden. Financieel, Compliance en Milieu volgen als voorwaardelijke bedrijfswaarden. De onderliggende bedrijfswaarden zijn Reputatie en Klanten. Compliance is vaak gerelateerd aan de categorieën Kwaliteit van levering en Financieel, wat de relatief lage weging van Compliance verklaart. Verder heeft Reputatie een lage weging omdat deze categorie veelal samengaat met risico's op Veiligheid en Kwaliteit van levering.

Voor de risicoscore per bedrijfswaarde worden de impact en frequentie gecombineerd. De risicomatrix (Figuur 2.5) geeft schematisch de totstandkoming van de risicoscore per bedrijfswaarde weer. De

⁴ Alleen voor de knelpunten die een risiconiveau Medium (risicoscore van 1) of hoger hebben op één of meerdere van de bedrijfswaarden van TenneT zal in principe een oplossing worden bedacht. Een uitzondering wordt gemaakt voor de bedrijfswaarde Compliance. Voor de knelpunten die lager dan Medium scoren op de bedrijfswaarde Compliance dient eveneens een (operationele) oplossing te worden aangedragen.

⁵ Niet risico gedreven zijn investeringen op verzoek van derden (klantaansluitingen en reconstructies) en noodzakelijke, rechtstreeks daaruit volgende aanpassingen aan het net.

frequentie van de gebeurtenis varieert in zeven gradaties van heel vaak (meer dan 10 keer per jaar) tot bijna onmogelijk (minder dan eens per 10.000 jaar) voor iedere bedrijfswaarde. De impact op de zeven bedrijfswaarden wordt voor iedere bedrijfswaarde in zeven categorieën geïnclassificeerd. De impact op veiligheid wordt bepaald aan de hand van het aantal en de zwaarte van ongevallen waarbij TenneT personeel, voor TenneT werkende aannemers of derden betrokken zijn. De impact op kwaliteit van levering wordt uitgedrukt in de niet-beschikbaarheid van het net: de totale tijd van storingen en stroomonderbrekingen, in combinatie met de hoeveelheid vermogen dat mogelijk uitvalt of de hoeveelheid grootschalige redispatch om deze uitval te voorkomen. Financiële impact wordt gemeten in kosten die kunnen voortvloeien uit het bestaan van het betreffende knelpunt, zoals de kosten die volgen uit het herstellen van de energietoevoer, de wettelijke compensatiekosten bij overschrijding van een bepaalde uitvalduur en de kosten als gevolg van noodzakelijke redispatch. Reputatie omvat de mate van zowel media-aandacht als politieke aandacht bij het optreden van de gebeurtenis en de impact op klanten wordt beoordeeld op het aantal klachten en de omvang van de potentiële claim. De bedrijfswaarde compliance is een maat voor de impact die voortkomt uit het mogelijk niet voldoen aan wet- en regelgeving. De impact op milieu wordt gemeten in mate van herstelbaarheid van de potentiële schade aan het milieu, bijvoorbeeld door lekkage van SF6-gas en olie lekkage.

De risicoscore voor bepaalde knelpunten kan verschillen in de tijd. Zo houdt TenneT bij knelpunten die opgelost worden door grootschalige vervangingsprogramma's rekening met een aflopende risicoscore bij voortschrijdende realisatie. Dit betekent dat de risicoscore van een knelpunt, gerelateerd aan een vervangingsprogramma, evenredig zal dalen met het aantal vervangingen dat is uitgevoerd of gepland binnen dat programma, waarbij wordt opgemerkt dat uiteindelijk het gehele programma wordt uitgevoerd. Anderzijds houden we rekening met het feit dat wanneer geen mitigerende maatregelen genomen worden, de risicoscore van de kwaliteitsknelpunten (die veelal leiden tot vervangingen) zal toenemen door toenemende veroudering van de componenten. Daarnaast kan de risicoscore van bepaalde knelpunten zich ontwikkelen in de tijd, bijvoorbeeld wanneer n-2 knelpunten met de tijd toenemen tot n-1 knelpunten of wanneer knelpunten pas ontstaan in latere steekjaren.

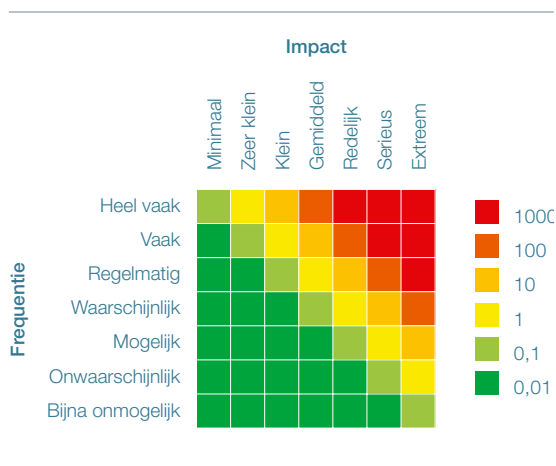
In het geval een overbelasting wordt geconstateerd volgens de methodiek beschreven in paragraaf 2.2.4.1 en 2.2.4.2 die niet optreedt in alle scenario's, wordt de waarschijnlijkheid van het knelpunt lager ingeschat dan 1 en wordt deze waarschijnlijkheid verwerkt in de risicobeoordeling. Dit kan een effect hebben op de verwachte kosten van de redispatch en de kans van optreden van uitval van belasting.

Wijzigingen Beleidsdocument met betrekking tot de risicomatrix

In de periode tussen het KCD 2016 en dit KCD is

Tabel 2.1

Overzicht bedrijfswaarden en weging		
Bedrijfswaarde	Omschrijving	Weging
Veiligheid	Aantal en zwaarte van ongevallen	29%
Kwaliteit van Levering	Beschikbaarheid van het net en power quality	21%
Financieel	Verwachte kosten	14%
Compliance	Straffen en boetes bij niet voldoen aan eisen	13%
Milieu	Herstelbaarheid aangebrachte schade	10%
Klanten	Aantal klachten en omvang van een potentiële claim	7%
Reputatie	Hoeveelheid media- en politieke aandacht	6%



Figuur 2.5 Risicomatrix

het beleidsdocument met betrekking tot de risicomatrix verbeterd, met als gevolg dat de risico's evenwichtiger worden ingeschat. De grootste verandering heeft plaatsgevonden in de bepaling van de risicoscore op de bedrijfswaarde Compliance. Door de regels met betrekking tot het inschatten van het Compliance risico aan te passen komt de risico-inschatting nu nauwkeuriger overeen met het risico in het net. Hierdoor komen risico's zoals bijvoorbeeld uitval van levering of financiële schade beter tot uiting in de risico-inschatting en bijbehorende risicoscore.

Bij zowel de methode uit 2016 als de huidige methode is de risicoscore (voor capaciteitsknelpunten) van Compliance afhankelijk van de risicoscore op de bedrijfswaarden Kwaliteit van levering, Financieel en Veiligheid. In het KCD 2016 speelde de kans op overschrijding van de toelaatbare capaciteit in de risicoscore van Compliance een aanzienlijke rol (uitsluitend bij n-1 en n-1 tijdens onderhoud knelpunten), waarbij het mogelijk was dat het Compliance risico hoger was dan de onderliggende risico's op Kwaliteit van Levering, Financieel of Veiligheid. Met de nieuwe methode komt het er op neer dat de waarde op Compliance gelijk is aan de hoogste risicoscore op Kwaliteit van Levering, Financieel en Veiligheid. Een uitzondering hierop zijn de railcriteriumknelpunten. Deze scores in praktijk vaak één niveau lager dan de maximale risico op één van de drie eerdergenoemde bedrijfswaarden. Door het aanpassen van de vuistregels is de impact van onvoldoende capaciteit in het net meer in evenwicht met de impact van onvoldoende kwaliteit van de componenten in het net.

Figuur 2.6 laat de risicopositie zien van de knelpunten ten tijde van het KCD2016 conform de destijds geldende beleidsregels en conform de nieuwe Compliance regels. Deze methodewijziging leidt tot een daling van het risicoprofiel per jaar van circa 100 – 150 punten.

Er zijn twee soorten knelpunten die de meeste invloed ondervinden van de methodewijziging aangaande de bedrijfswaarde Compliance, dit zijn 100 MW/6h knelpunten en n-1 knelpunten. Het grote aantal n-1 knelpunten in het KCD 2016 verklaart voor het grootste deel de lagere waarde die in de grafiek zichtbaar is.

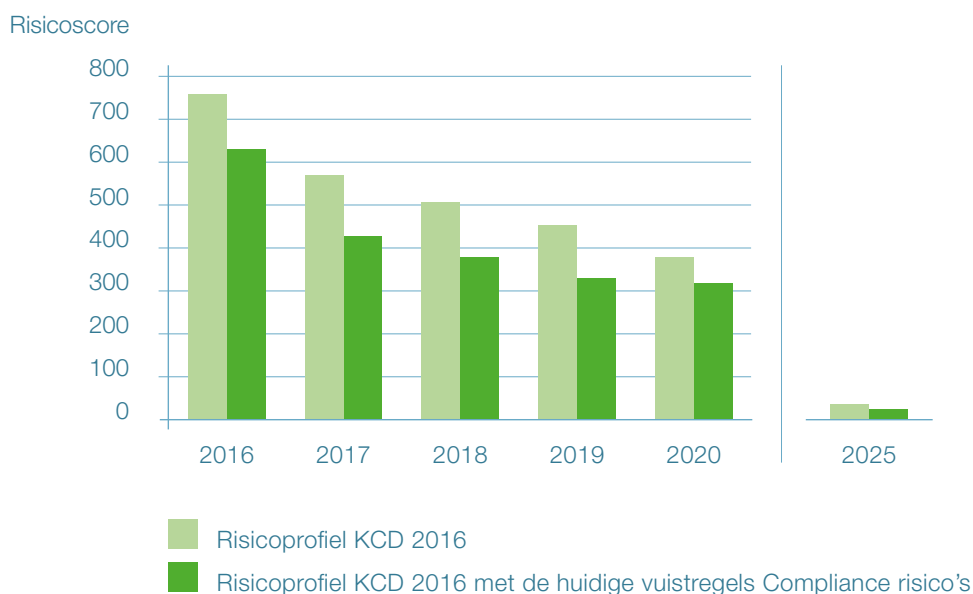
2.4.3 Investeringsportfolio

Projecttypen

De investeringsportfolio omvat verschillende typen projecten. Capaciteitsprojecten omvatten alle investeringen die zorgen voor een uitbreiding van de capaciteit van het net en komen voort uit net-berekeningen. Vervangingsprojecten omvatten investeringen die uitgevoerd worden wegens afnemende functionaliteit, betrouwbaarheid of veroudering van de componenten, en komen veelal voort uit de Health Index-score van componenten. Daarnaast kunnen aangescherpte regelingen vervangingen noodzakelijk maken. Functionaliteitsprojecten omvatten investeringen die een functionaliteit aan het net toevoegen maar de capaciteit van het net niet uitbreiden, zoals additionele fysieke beveiliging van stations of verbeteringen in de telecommunicatie. Verder bevat de portfolio klantaansluitingen en reconstructieprojecten. Deze worden geïnitieerd als klanten aangesloten willen worden op het net of als andere infrastructurele werkzaamheden een wijziging van het net noodzakelijk maken. Het initiëren, en soms zelfs het uitvoeren, van deze projecten ligt vaak buiten de beslissingsbevoegdheid van TenneT en deze projecten worden daarom in minder detail behandeld in dit KCD. Aan deze projecten zijn geen knelpunten verbonden, hoewel het al dan niet doorgang vinden van bepaalde aansluitingen wel kan leiden tot nieuwe knelpunten in het net ("diepere net-investeringen") of het wegvallen van eerder geïdentificeerde knelpunten.

Projectfasen

Projecten in de portfolio doorlopen verschillende fasen (zie Tabel 2.2). Projecten starten in de initiatie-/



Figuur 2.6 Impact van wijziging vuistregels van Compliance risico op gehele risicoprofiel KCD 2016

studiefase, de fase waarin het project het meest onzeker is. In deze periode verkent TenneT verschillende oplossingsrichtingen voor een bepaald knelpunt, wat uitmondt in een voorkeursalternatief. Hierna komt een project in de basisontwerpfase, waar de verdere uitwerking van het voorkeursalternatief plaatsvindt. Het project is in deze fase nog altijd onzeker. In dit KCD worden deze twee fasen gezamenlijk omschreven als de pre-realisatiefase. Na de basisontwerpfase volgt vrijgave van het realisatiebudget, waarna een project overgaat naar de realisatiefase waarin het project daadwerkelijk tot uitvoering komt. De scope van het project staat dan vast, maar ook in de realisatiefase kunnen nog wijzigingen in planning en budget optreden. Daaraan kunnen externe factoren ten grondslag liggen, zoals vergunningsproblematiek of problemen met toeleveranciers en (onder)aannemers, maar ook interne factoren, zoals het niet vrij kunnen schakelen van het net om werkzaamheden uit te voeren of het niet beschikbaar hebben van voldoende personeel. De onzekerheid is echter aanzienlijk lager dan in de pre-realisatie fase.

In een aantal grafieken in dit KCD wordt een splitsing aangebracht tussen projecten in pre-realisatiefase en realisatiefase. Dit betekent niet dat het gehele budget dat in deze projectfase in de figuren wordt weergegeven aan deze fase wordt besteed. Het weerspiegelt de huidige status van het project en is

daarmee een maat voor de zekerheid van het budget voorspeld in een bepaald jaar. Voor projecten die zich nu in realisatiefase bevinden, is het budget meer zeker en in meer detail onderbouwd dan voor projecten die op dit moment in pre-realisatiefase zijn.

De budgetonzekerheid in dit KCD is dus afhankelijk van de fase waarin een project zich bevindt. Budgetonzekerheid is de mate van spreiding in de budgetvoorspellingen, zowel positief als negatief. Hierbij wordt aangenomen dat de kostenraming van een project nauwkeuriger zal zijn naarmate het project meer stappen in het besluitvormingsproces heeft doorlopen. Deze parameter heeft geen effect op de hoogte van het budget, maar is alleen zichtbaar in de bandbreedte rondom de totale budgethoogte.

Large Clusters en reguliere projecten

In de investeringsportfolio zijn de Large Cluster projecten een separaat onderdeel binnen de capaciteitsprojecten. Het onderscheid is van belang in de toegepaste methodiek en wijze van toelichting. Large Clusters omvatten clusters van projecten die gezamenlijk kapitaalintensieve infrastructurele programma's vormen. Alle clusters worden gekenmerkt door één of meer kapitaalintensieve uitbreidingen van het net, waaronder nieuwe verbindingen, veelal aangevuld met kleinere projecten die net-technisch onlosmakelijk verbonden zijn met

Tabel 2.2

Projectfasen		
Projectfase	Onzekerheid	Fase KCD
Initiatie/studie	± 30%	Pre-realiseratie
Basisontwerp	± 20%	Pre-realiseratie
Realisatie	± 10%	Realisatie
Nazorg	0%	Realisatie

de grote uitbreiding. De clusters betreffen projecten van nationaal belang, waarvoor een groot aantal vergunningen verkregen en procedures doorlopen moeten worden. Om dit proces te coördineren is de Rijksoverheid (ministeries van Economische Zaken en Infrastructuur en Milieu) het bevoegd gezag en is de rijkscoördinatie-regeling (RCR) van kracht. De Large Clusters worden vanwege hun belang en speciale status elders in dit KCD in meer detail toegelicht.

De reguliere projecten in de portfolio zijn voornamelijk gerelateerd aan de bestaande en relatief stabiele omvang van de infrastructuur, inclusief reguliere uitbreidingen van deze infrastructuur om de groei in belasting en productie te faciliteren. Deze projecten zijn bedoeld om het net zodanig te onderhouden en uit te breiden dat zowel de prestaties van het net als het risicoprofiel op een aanvaardbaar niveau blijven.

Binnen de reguliere projecten in de portfolio zijn technische clusters gedefinieerd. Deze omvatten groepen van projecten die samen een knelpunt oplossen. Dergelijke clusters worden eveneens in meer detail toegelicht.

Portfolio-governance

De governance-structuur borgt dat het oplossen van knelpunten in een vroegtijdig stadium wordt opgepakt, er formele goedkeuring plaatsvindt van de oplossingsrichting, en de voortgang van het oplossen van het knelpunt wordt gemonitord. Hierdoor is steeds de officiële documentatie beschikbaar die ten grondslag ligt aan de gegevens in de investeringsportfolio. De governance-structuur

is geborgd in het investeringsproces (zie Deel I) en vastgelegd in de Corporate Investment Manual.

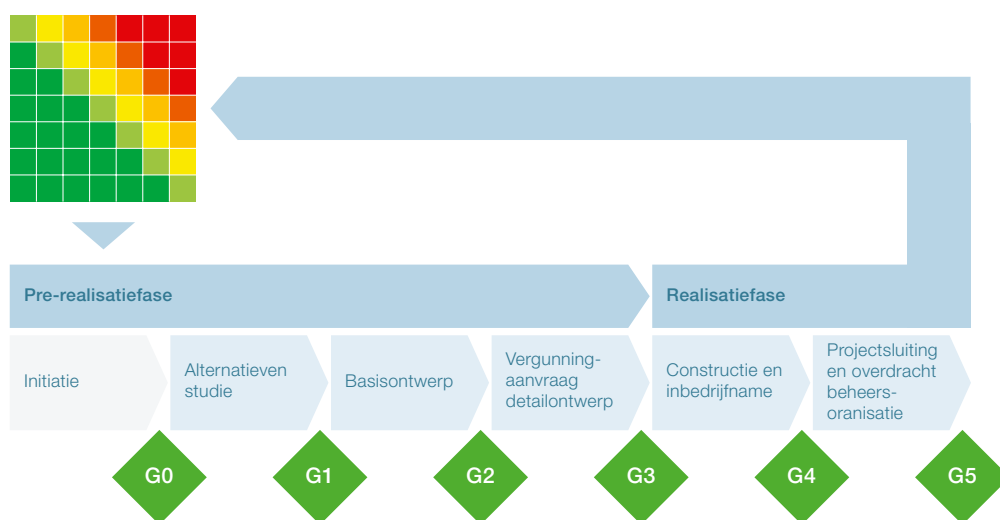
Wanneer de risicobeoordeling voor één of meer van de bedrijfswaarden een waarde Medium of hoger scoort⁶, wordt er een project aangemaakt in de investeringsportfolio door middel van een Study Initiation Form (SIF), eventueel met Gate 0 document (Initial Alternatieves) waarin een eerste verkenning van de oplossingsalternatieven wordt vastgelegd om de scope van de te onderzoeken alternatieven te bepalen. De afronding van de studiefase resulteert in een Gate 1 document (Decision on Alternatives), waarin diverse alternatieven om het betreffende knelpunt te mitigeren worden uiteengezet en een voorkeursalternatief wordt aangedragen. Na het Gate 1 besluit wordt het geselecteerde alternatief uitgewerkt tot een basisontwerp, waarna een Gate 2 document (Final Investment Decision) wordt ingediend. In deze aanvraag zijn scope, budget en planning in detail bepaald. Tijdens de looptijd van het project kan de op dat moment beschikbare informatie aanleiding zijn om een Project Exception Request (ER document) in te dienen om het project mandaat te wijzigen. Een ER kan betrekking hebben op een wijziging in de ernst van het knelpunt dat moet worden opgelost, een overschrijding van het budget mandaat of een (aanzienlijke) vertraging in de realisatie van het betreffende project. In Figuur 2.7 is het governanceproces schematisch weergegeven.

2.4.4 Omzetting van portfolio naar verwachting

De investeringsportfolio bevat de planning per individueel project en reflecteert dus verwachtingen van individuele projecten. De totale portfolio van alle projecten heeft echter een andere verwachting, omdat bij de planning van individuele projecten niet altijd direct de haalbaarheid van de parallelle uitvoering van andere projecten wordt overwogen. De interne governance is op portfolioniveau daarom te optimistisch en houdt onvoldoende rekening met potentiële vertragingen en budgetaanpassingen als gevolg van de verscheidenheid aan projecten en overige activiteiten die moeten plaatsvinden. Om een realistische verwachting van het geheel aan

⁶ Alleen voor de knelpunten die een risiconiveau Medium (risicoscore van 1) of hoger hebben op één of meerdere van de bedrijfswaarden van TenneT zal in principe een oplossing worden bedacht. Een uitzondering wordt gemaakt voor de bedrijfswaarde Compliance. Voor de knelpunten die lager dan Medium scoren op de bedrijfswaarde Compliance dient eveneens een (operationele) oplossing te worden aangedragen.

Capaciteits- of Kwaliteitsknelpunt



Figuur 2.7 Schematische weergave investeringsproces

investeringsprojecten te geven wordt daarom een zogenoemde portfoliocorrectie toegepast op de governance-portfolio.

Deze portfoliocorrectie wordt niet toegepast op de Large Cluster projecten, omdat zij hun eigen dynamiek hebben en in het algemeen relatief onafhankelijk van de overige projecten worden gerealiseerd. Voor Large Cluster projecten is op de laatste verwachting van de planning en het budget een gevoeligheidsanalyse toegepast. Dit resulteert in een pessimistisch scenario in de uitlichting van ieder Large Cluster (zie paragraaf 4.4).

De portfoliocorrectie is gebaseerd op een historische analyse van inmiddels gerealiseerde projecten. Hierbij zijn de aspecten doorlooptijd en budget van het project over de gehele levensduur van het project in het portfolio (projectfase: Initiatie/Studie, Basisontwerp, Realisatie) beschouwd. Verder is de kans van doorgang van een project van invloed op de totale portfolio. Zodoende worden in de portfoliocorrectie drie stappen onderscheiden: correctie voor waarschijnlijkheid, budget en planning. Opgemerkt dient te worden dat de correctiefactoren verschillen met de factoren die gehanteerd zijn voor het KCD 2016. Dit komt door een recente analyse van historische data, waardoor meer aanvullende recente data beschikbaar is. Door de toename van de hoeveelheid data is ook een verfijning van de

indeling in projectcategorieën mogelijk. Daarnaast is de methodiek ten opzichte van het KCD 2016 verbeterd, waardoor grote projecten die in het verleden afweken zwaarder meewegen en er minder uitschieters hoeven te worden gefilterd. Dit geeft een nauwkeuriger beeld van de effecten op portfolioniveau.

In het KCD 2016 werden slechts twee projectcategorieën gehanteerd, te weten TenneT-projecten (projecten om capaciteits- en kwaliteitsknelpunten op te lossen) en klantprojecten (klantaansluitingen en reconstructies). Door de grotere hoeveelheid data is het in de huidige analyse mogelijk vier categorieën te hanteren, te weten projecten om capaciteitsknelpunten op te lossen (capaciteitsuitbreidingen), projecten om kwaliteitsknelpunten op te lossen (functionaliteitsuitbreidingen en vervangingen), klantaansluitingen, en reconstructies.

Een waarschijnlijkheidsfactor geeft per project aan wat de kans op doorgang van dat project is. Deze factor is per project vastgesteld. Het verwachte investeringsvolume wordt bepaald door per project het budget te vermenigvuldigen met de waarschijnlijkheidsfactor en deze uitkomst te sommeren over alle projecten. Hoewel deze gecorrigeerde cijfers op projectniveau geen weerspiegeling zijn van de werkelijkheid, kunnen ze bepaalde portfolio-effecten ondervangen.

Tabel 2.3

Budget correctie factoren						
Projectcategorie	Projectfase					
	Initiatie/studie		Basisontwerp		Realisatie	
	KCD 2016	KCD 2017	KCD 2016	KCD 2017	KCD 2016	KCD 2017
Capaciteitsprojecten	0,87	0,71	1,08	0,88	0,90	0,86
Kwaliteitsprojecten		1,18		1,07		0,92
Klantaansluitingen	1,09	0,80	0,75	0,57	0,93	1,00
Reconstructies		0,79		0,77		0,85

De budgetcorrectie vergelijkt uiteindelijk gerealiseerde kosten per project met de ramingen in de portfolio. De factoren voor de budgetcorrectie voor zowel dit KCD als het KCD 2016 zijn voor iedere projectcategorie en per projectfase weergegeven in Tabel 2.3.

De correctiefactoren geven aan met welke factor de schatting van het totale budget in een bepaalde fase vermenigvuldigd moet worden om te komen tot de uiteindelijk gerealiseerde kosten (een factor kleiner dan 1 betekent een overschatting van het budget ten opzichte van de uiteindelijk gerealiseerde kosten). In het algemeen is er dus sprake van een overschatting van het budget, met uitzondering van de kwaliteitsprojecten die in de beginfasen vaak onderschat worden. Dit komt doordat bij kwaliteitsprojecten (vervangingen) tijdens de uitvoering vanuit efficiency-oogpunt soms aanvullende werkzaamheden worden uitgevoerd. De budgetcorrectie wordt in het algemeen kleiner (factoren komen dichterbij 1) naarmate het project vordert, doordat dat de scope van een project duidelijker wordt. Ten opzichte van het KCD 2016 kan geconcludeerd worden dat door de verfijning in projectcategorieën er meer inzicht is ontstaan in met name de verschillen tussen de schattingen voor capaciteits- en kwaliteitsprojecten. De methodische veranderingen (zwaarder laten meewegen grote projecten en het minder uitfilteren van uitschieters) leiden ertoe dat de correcties groter zijn geworden.

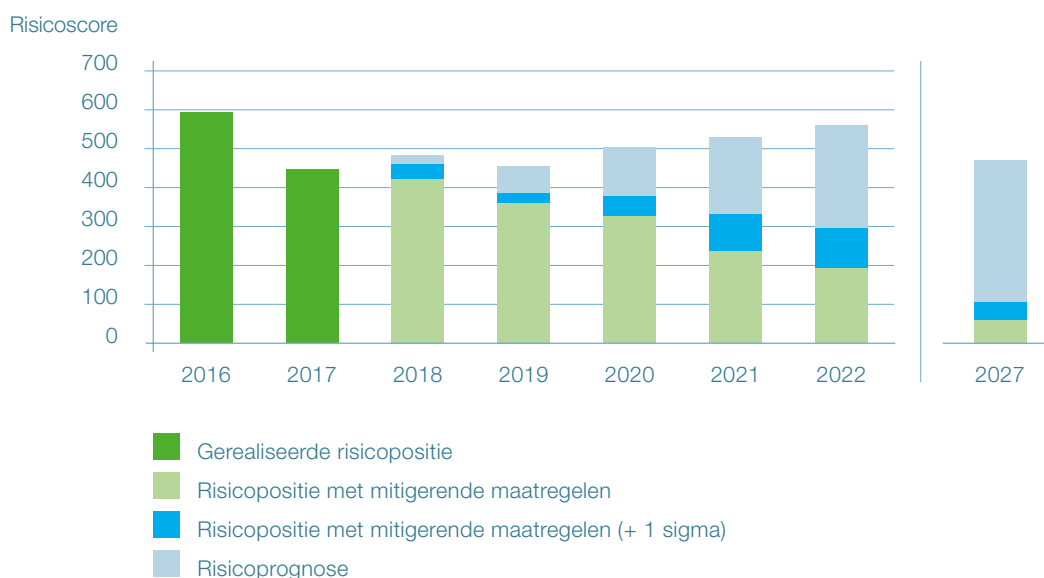
Met betrekking tot de planningscorrectie zijn historisch geschatte IBN-datums vergeleken met daadwerkelijk gerealiseerde IBN-datums. De planningscorrecties voor zowel dit KCD als het KCD 2016 zijn voor iedere projectcategorie en per projectfase weergegeven in Tabel 2.4.

De planningscorrecties geven aan hoeveel kwartalen aan de schatting van de IBN-datum in een bepaalde fase toegevoegd dienen te worden om te komen tot de uiteindelijk gerealiseerde IBN-datum (een positieve correctie betekent een te optimistische planning ten opzichte van de uiteindelijk gerealiseerde IBN-datum). In het algemeen is er dus een vertraging van de projecten, wat verklaard kan worden doordat in de planning van individuele projecten niet altijd direct de haalbaarheid van de parallelle uitvoering van andere projecten wordt overwogen. De planningscorrecties worden kleiner naarmate het project vordert, doordat de planning zekerder wordt. Bij zowel klantaansluitingen als reconstructies dient opgemerkt te worden dat TenneT het tempo van deze projecten doorgaans niet in eigen hand heeft. Ten opzichte van het KCD 2016 kan geconcludeerd worden dat de planningscorrecties iets kleiner zijn geworden en dat dus gemiddeld genomen de schattingen van de IBN-datums licht verbeterd zijn.

Een correctie met de gemiddelde afwijking zorgt ervoor dat bij een ongewijzigde manier van het uitvoeren van projecten de helft van de projecten nog steeds een uiteindelijke IBN-datum heeft die na de gecorrigeerde datum ligt. Door de toename van het aantal meetpunten in de analyse voor dit KCD kan er nu ook, door de standaardafwijking van de afwijkingen op te tellen bij de gemiddelde afwijking, een planningscorrectie worden bepaald waarbinnen circa 85% van de projecten klaar zal zijn. Deze planningscorrectie geeft dus een meer pessimistische schatting van de IBN-datums dan de planningscorrectie die alleen gebaseerd is op de gemiddelde afwijking. Deze planningscorrecties zijn ook weergegeven in Tabel 2.4 ("KCD 2017

Tabel 2.4

Planning correctie factoren									
Projectcategorie	Projectfase								
	Initiatie/studie			Basisontwerp			Realisatie		
	KCD 2016	KCD 2017	KCD 2017 (+ 1 sigma)	KCD 2016	KCD 2017	KCD 2017 (+ 1 sigma)	KCD 2016	KCD 2017	KCD 2017 (+ 1 sigma)
Capaciteitsproject	+10Q	+6Q	+11Q	+5Q	+4Q	+8Q	+2Q	+1Q	+4Q
Kwaliteitsproject		+9Q	+14Q		+6Q	+11Q		0Q	+4Q
Klantaansluitingen	+4Q	+5Q	+9Q	+3Q	+3Q	+7Q	+2Q	+2Q	+5Q
Reconstructies		+5Q	+10Q		+3Q	+7Q		+1Q	+3Q



Figuur 2.8 Totale risicoprofiel op basis van +1 sigma

(+ 1 sigma)”). Het effect van deze correctie wordt in dit KCD alleen getoond voor het totale risicoprofiel.

2.4.5 Risicoprognose

Het risicoregister bevat alleen knelpunten die op dit moment geïdentificeerd zijn. Dit leidt tot een risicoprofiel dat afneemt met het mitigeren van knelpunten door het uitvoeren van investeringsprojecten. In de toekomst zullen nieuwe knelpunten geïdentificeerd worden en om hiervoor te corrigeren wordt een risicoprognose opgenomen.

De risicoprognose is de resultante van twee effecten:

- (1) het identificeren van toekomstige nieuwe knelpunten en vaststellen dat bepaalde knelpunten in de toekomst komen te vervallen, en
- (2) het vervolgens mitigeren van de toekomstige knelpunten.

Het eerste effect is gekwantificeerd op basis van een historische analyse van het jaarlijkse effect op het risicoprofiel van nieuw geïdentificeerde en vervallen knelpunten. Voor het tweede effect is aangenomen dat knelpunten binnen vijf jaar worden gemitigeerd.

De prognoses vertegenwoordigen per definitie knelpunten die nog niet bekend zijn. Dit betekent dat ze niet uitgesplitst zijn naar netvlak of naar regio en alleen voor het gehele net worden getoond. Het risicoprofiel van een netvlak of een regio zal typisch sterk afnemen richting het laatste jaar van de zichtperiode, omdat de geïdentificeerde knelpunten worden opgelost en er geen prognoses worden weergegeven.

03

Ramen

Capaciteitsbehoefte



In dit hoofdstuk wordt ingegaan op ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt en het overheidsbeleid die relevant zijn voor de raming van de transportbehoefte van de elektriciteitsnetten die door TenneT worden beheerd.

3.1 Scenario-ontwikkeling

Voor dit Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD) hebben Gasunie Transport Services (GTS) en TenneT het initiatief genomen om gezamenlijk een set van scenario's te ontwikkelen. Ter ondersteuning van dit initiatief is Energie Centrum Nederland (ECN) benaderd om niet alleen te assisteren bij de scenario-ontwikkeling, maar ook om voor ieder vastgesteld scenario met de modellen, zoals door ECN gehanteerd voor de Nationale Energieverkenning (NEV), de totale energiebalans inclusief gas- en elektriciteitsvraag te berekenen. Bij de ontwikkeling van de scenario's heeft het scenario uit de NEV 2016 gebaseerd op voorgenomen overheidsbeleid als basis gediend. In aanvulling hierop zijn, mede op basis van de scenario's voor het Ten-Year Network Development Plan van ENTSO-E, drie extra scenario's ontwikkeld waarin verschillende paden zijn uitgewerkt waarlangs de transitie naar een duurzame samenleving kan verlopen. Belangrijke scenarioparameters hierbij zijn de ontwikkeling van het opgestelde vermogen aan wind en zon PV, en de rol die kolencentrales in de toekomst zullen spelen in de energievoorziening. Hieronder wordt als eerste een schets gegeven van de ontwikkelingen die zich bij de vraag en het aanbod van elektriciteit kunnen voordoen. In een tweede stap worden op basis van de geschetste ontwikkelingen de vier scenario's beschreven en gekwantificeerd. Elke beschreven ontwikkeling resulteert in een referentiewaarde en een boven- en/of onderwaarde. Bij de kwantificering van de scenario's wordt een van deze waardes aangehouden, afhankelijk van de verhaallijn die ten grondslag ligt aan het scenario. Het hoofdstuk wordt afgesloten met een beschrijving van de kenmerkende resultaten van de marktmodelberekeningen.

3.2 Marktontwikkelingen

Deze paragraaf beschrijft de ontwikkelingen ten aanzien van elektriciteitsvraag (3.2.1) en -aanbod (3.2.2) in Nederland, de transportcapaciteit met de

ons omringende landen en de belangrijkste trends die zich in de elektriciteitssector van deze landen voordoen (3.2.3), brandstof- en CO₂-prijzen (3.2.4) en elektriciteitsopslag (3.2.5). Op basis van deze ontwikkelingen worden vervolgens toekomstscenario's beschreven en gekwantificeerd (zie paragraaf 3.3).

3.2.1 Ontwikkelingen in elektriciteitsvraag

De totale jaarlijkse elektriciteitsvraag blijft gedurende de zichtperiode van dit KCD naar verwachting redelijk constant. Enerzijds neemt de vraag naar elektriciteit af door een toenemende efficiency van huishoudelijke apparatuur en energiebesparing in de industrie, terwijl anderzijds nieuwe toepassingen zoals warmtepompen en elektrisch vervoer juist tot extra vraag leiden. Het verwachte netto-effect van deze ontwikkelingen zorgt ervoor dat de elektriciteitsvraag naar verwachting licht toeneemt van 115 TWh naar 119 TWh per jaar (referentiewaarde). Bij een hogere groei van nieuwe toepassingen wordt rekening gehouden met een stijging naar 128 TWh per jaar. Naast de totale jaarvraag is ook het patroon van de huishoudelijke vraag aan verandering onderhevig. Nieuwe toepassingen leiden naar verwachting tot een verschuiving van vraagpieken en ook de introductie van elektriciteitsopslag op huishoudelijk niveau (zie paragraaf 1.2.5) is in de toekomst mogelijk van invloed op de huishoudelijke belasting.

Voor de modellering van de elektriciteitsvraag is voor dit document dezelfde aanpak gehanteerd als voor het KCD 2016. Dit betekent dat voor een viertal sectoren (huishoudens, industrie, dienstverlening en overig) de ontwikkelingen in de elektriciteitsvraag in kaart zijn gebracht. Daarnaast zijn voor de nieuwe toepassingen van elektriciteit bij vervoer en ruimteverwarming de ontwikkelingen separaat in kaart gebracht.

3.2.1.1 Sector Huishoudens

Het elektriciteitsverbruik per huishouden vertoont de laatste jaren een dalende trend. Tussen 2012 en 2015 nam het huishoudelijk elektriciteitsverbruik met

bijna 10% af van 3.250 kWh in 2012 naar 2.966 kWh in 2015⁷. Deze daling is toe te schrijven aan de vervanging van oude apparatuur door energiezuiniger apparaten.

Door toename van het aantal huishoudens viel de daling tussen 2012 en 2015 als geheel met 7% iets lager uit dan per individueel huishouden. In 2015 bedroeg het verbruik van alle huishoudens tezamen 22,7 TWh, ongeveer 20% van het totale elektriciteitsverbruik in 2015.

Volgens de NEV 2016 zal het elektriciteitsverbruik van individuele huishoudens (exclusief elektrisch vervoer en warmtepompen) op basis van voorgenomen beleid in de komende jaren verder afnemen naar 2.800 kWh in 2020 en 2.500 kWh in 2030. Een daling van respectievelijk 6% en 19% t.o.v. 2015

Door de voorziene groei van het aantal huishoudens zal de elektriciteitsvraag van alle huishoudens tezamen minder sterk dalen. Voor 2020 en 2030 wordt het totale sectorale verbruik geschat op respectievelijk 22,4 TWh en 21,2 TWh, een daling van respectievelijk 1% en 8% t.o.v. 2015.

3.2.1.2 Sector Industrie

In de afgelopen jaren heeft het elektriciteitsverbruik voor de sector industrie zich gestabiliseerd op circa 35 TWh per jaar. Volgens de NEV 2016 is de economische verwachting voor de verschillende industriële deelsectoren, behalve de papierindustrie, vrij gunstig. De extra energievraag ten gevolge van de toenemende industriële bedrijvigheid wordt volgens de NEV 2016 echter vrijwel geheel gecompenseerd door energiebesparingsmaatregelen waardoor het sectorale elektriciteitsverbruik voor de hele zichtperiode tot 2035 nagenoeg constant blijft op circa 35 TWh per jaar.

Mogelijke ontwikkeling voor de industrie die in de toekomst tot een hoger elektriciteitsverbruik kan leiden is de toepassing van power-to-heat. Deze toepassing kan een optie worden om aardgas te besparen door tijdelijke overschotten aan duurzame elektriciteit in proceswarmte om te zetten. Als maximum wordt voor deze optie uitgegaan van 2 TWh extra verbruik.

3.2.1.3 Sector Dienstverlening

Het elektriciteitsverbruik in de sector Dienstverlening heeft zich na een daling in 2012 en 2013 gestabiliseerd op een niveau van circa 34 TWh per jaar in 2014 en 2015. In de NEV 2016 wordt voor de dienstensector voor de periode tot 2020 een stijging van het verbruik voorzien naar 35,6 TWh vanwege de groei van ICT en de toepassing van warmtepompen.

In de periode tot 2025 wordt op basis van voorgenomen overheidsbeleid in de NEV 2016 een daling van het verbruik voorzien met 1,7%/jaar, door besparingen als gevolg van de vervanging van oude door nieuwe apparaten die voldoen aan de vigerende Europese Ecodesign-richtlijn.

Volgens de NEV 2016 mag van deze richtlijn na 2025 geen verdere besparing meer worden verwacht omdat dan de meeste apparatuur aan de richtlijn zal voldoen. Het verbruik van de sector stijgt daardoor in de periode 2025-2030 weer naar het niveau van 2020.

Vanuit het oogpunt van energiebesparing spelen er voor de dienstensector twee ontwikkelingen die invloed kunnen hebben op het elektriciteitsverbruik. De eerste is de continuering van de Ecodesign-richtlijn die ook voor de periode na 2025 kan leiden tot een daling van het elektriciteitsverbruik met 1,7% per jaar. De tweede is de toepassing van elektrische warmtepompen met warmtekoudeopslag. Het extra elektriciteitsverbruik door deze optie kan door het gebruik van de opslag van warmte en koude beperkt blijven tot maximaal ongeveer 7 TWh.

3.2.1.4 Overige sectoren

De categorie Overige sectoren omvat de door het CBS onderscheiden sectoren Energie, Vervoer en Landbouw & Visserij⁸. Het totale verbruik binnen deze categorie bedroeg in 2015 circa 12 TWh.

Het elektriciteitsverbruik van de sector Landbouw & Visserij bedroeg in 2015 circa 9 TWh en kwam met 7,6 TWh grotendeels voor rekening van de glastuinbouw. Door enerzijds inkrimping van het kasareaal en toepassing van energiezuiniger belichtingstechnieken en anderzijds intensivering van teelten zal

⁷ Energietrends 2016, publicatie ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland, september 2016.

⁸ Met 'Landbouw & Visserij' wordt de CBS hoofdsector 'Dienstverlening, landbouw en visserij' exclusief de Dienstverlening bedoeld.

naar verwachting het elektriciteitsverbruik van de glastuinbouw en daarmee ook de gehele sector Landbouw & Visserij zich tot aan 2030 stabiliseren op het niveau van 2015.

Het elektriciteitsverbruik in de Vervoerssector zal naar verwachting in de komende jaren aanzienlijk gaan stijgen door de toename van het aantal elektrische personenauto's (zie hieronder). Voor het traditionele railvervoer wordt in de NEV 2016 een stabilisatie van het verbruik voorzien op een waarde van circa 2 TWh.

3.2.1.5 Elektrisch vervoer

Het aantal elektrische auto's (plug-in hybride en volledig elektrisch) in Nederland is de afgelopen jaren sterk gegroeid. Eind 2016 stonden er ruim 110.000 elektrische personenauto's bij de Rijksdienst voor het Wegverkeer geregistreerd⁹. Uit de verkoopcijfers van 2015 en 2016 blijkt dat fiscale maatregelen nog steeds een belangrijke factor bij de aanschaf van elektrische auto's spelen. Door versoering van fiscale maatregelen bedroeg in 2016 de verkoop van elektrische voertuigen met 20.000 ongeveer de helft van de verkoop in 2015. Voor de komende jaren lijken de fiscale maatregelen zich vooral te richten op de stimulering van de aanschaf van volledig elektrisch aangedreven voertuigen en minder op plug-in hybriden.

In de NEV 2016 wordt op basis van voorgenomen overheidsbeleid voor 2025 een hoeveelheid van 350.000 elektrische personenwagens voorzien. Voor 2035 wordt een uitbreiding naar 700.000 elektrisch aangedreven personenauto's verondersteld.

In de GreenDeal – Elektrisch Vervoer¹⁰ is door de overheid en de autobranche de ambitie uitgesproken dat 10% van de nieuw verkochte personenauto's in 2020 uit plug-in en volledig elektrische auto's moet bestaan. Voor 2025 wordt ingezet op een percentage van 50%, waarvan 30% volledig elektrisch. Daarnaast is in de Energieagenda door de overheid de ambitie uitgesproken dat in 2035 alle nieuw verkochte auto's elektrisch moeten zijn. Uitgaande van een lineaire groei van de verkoop van 'stekker-

auto's' van 10% naar 50% in de periode 2020-2025 en van 50% naar 100% in de periode 2026-2035, zou dit bij een jaarlijkse verkoop van 400.000 nieuwe voertuigen uitkomen op circa een, twee en vier miljoen elektrische voertuigen in respectievelijk 2025, 2030 en 2035. Op basis van een gemiddeld verbruik van 1 kWh per 5 km en een jaarlijks gereden afstand per auto van 15.000 km zal het elektriciteitsverbruik door personenauto's in 2025, 2030 en 2035 respectievelijk 3 TWh, 6 TWh en 12 TWh bedragen.

3.2.1.6 Warmtepompen in woningen

Door aanscherping van de eisen die de overheid aan het energieverbruik van gebouwen stelt, worden er steeds meer elektrische warmtepompen toegepast om in de warmtevraag van woningen te voorzien. Eind 2015¹¹ werden ruim 135.000 woningen met een warmtepomp verwarmd.

Vanaf 2021 moeten alle nieuwbouwwoningen aan strengere Europese richtlijnen voldoen, waardoor naar verwachting het gebruik van warmtepompen aanzienlijk zal stijgen. In het programma Zeer Energiezuinige Nieuwbouw, dat is opgesteld door brancheverenigingen uit de bouwsector en de minister van Binnenlandse Zaken, wordt uitgegaan van 50.000 nieuwbouwwoningen die na 2020 jaarlijks met een elektrische warmtepomp worden uitgerust. Hierdoor zal het totaal aan elektrische warmtepompen in 2035 ongeveer op 900.000 uitkomen.

Door het schrappen van de aansluitplicht voor gas, zoals in de Energieagenda opgenomen, zal op termijn ook een deel van de bestaande woningen te maken kunnen krijgen met een switch naar een elektrisch warmtepompsysteem. Vooruitlopend hierop is in het programma Stroomversnelling door woningcoöperaties en de bouwsector in 2013 reeds de ambitie uitgesproken om in de periode tot 2050 circa 4,5 miljoen huurwoningen om te bouwen tot nul-op-de-meter woningen. Toepassing van warmtepompsystemen is hierbij een belangrijke optie om de doelstelling van nul-op-de-meter te bereiken.

In overleg met GTS is besloten om voor volledig-

⁹ Special: Analyse over 2016, Rijksdienst voor ondernemend Nederland, januari 2017.

¹⁰ <http://www.greendeals.nl/gd198-elektrisch-vervoer-2016-2020>.

¹¹ Energietrends 2016, september 2016, uitgave van ECN, Energie Nederland en Netbeheer Nederland

elektrische warmtepompsystemen vanaf 2020 een jaarlijkse toename met 60.000 eenheden voor nieuwbouw en 90.000 voor bestaande woningen (vervanging) als bovengrens aan te houden.

Voor bestaande woningen is verder toepassing van een hybride warmtepompsysteem, bestaande uit een elektrische warmtepomp en een hr-ketel, een optie om de CO₂-uitstoot van woningen sterk te reduceren. Op basis van de gezamenlijke studie met GTS is besloten om als bovengrens aan te nemen dat na 2020 de helft van de jaarlijkse vervangingsmarkt van cv-ketels (360.000 totaal) uit hybride-systemen zal bestaan.

In de NEV 2016 worden vooralsnog geen hybride warmtepompen voor de warmtevoorziening van woningen voorzien. Voor volledig elektrische warmtepompen wordt in de NEV 2016 een toename naar circa 450.000 in 2035 voorzien.

3.2.2 Ontwikkelingen in productievermogen

De zichtperiode van dit KCD wordt gekenmerkt door een forse toename van zon PV, wind op land en wind op zee. Onder andere met het oog op het behalen van duurzaamheidsdoelstellingen neemt het aandeel van duurzaam productievermogen in Nederland naar verwachting flink toe.

3.2.2.1 Conventioneel vermogen

Zoals Figuur 3.1 laat zien, is het opgesteld productievermogen in de periode 2010–2017 per saldo met 2,7 GW gegroeid door enerzijds nieuwbouw van 6,6 GW gasvermogen, 3,4 GW kolenvermogen en 0,4 GW vermogen bij afvalverbrandingsinstallaties en

anderzijds sluiting van 4,7 GW gas- en 3,0 GW kolenvermogen.

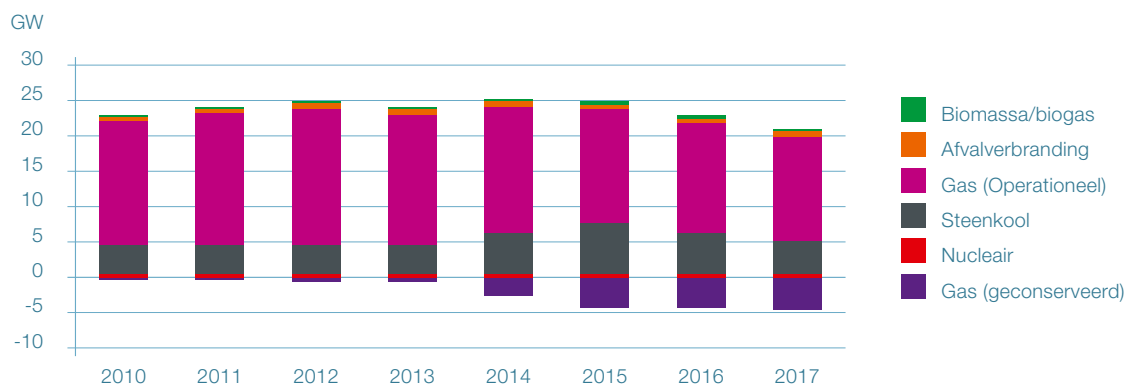
Volgens de officiële informatie die producenten aan TenneT hebben verstrekt, zal er in de komende jaren 1,4 GW gasvermogen worden gesloten. Voor de zichtperiode van dit KCD zijn door producenten geen nieuwbouw van grootschalig thermisch productievermogen gemeld.

In dit KCD is verder aangenomen dat de kerncentrale in Borssele volgens afspraken met de overheid in 2033 gesloten wordt.

Belangrijke onzekerheid bij de ontwikkeling van het thermische vermogen is de maatschappelijke discussie over de toekomst van de kolencentrales. De totale omvang van het kolenpark bedraagt per 1 juli 2017 circa 4,7 GW, dat is opgebouwd uit drie nieuwe kolencentrales met een totaal vermogen van 3,5 GW en twee centrales uit de negentiger jaren van de vorige eeuw met een totaal vermogen van circa 1,2 GW. De ontwikkeling van het kolenvermogen is daarom een belangrijke parameter bij het opstellen van toekomstscenario's, die in paragraaf 1.3 worden beschreven.

3.2.2.2 Wind op land

De NEV 2016 laat zien dat de doelstelling uit het Energieakkoord van 6 GW wind op land niet in 2020 maar in ongeveer 2023 zal worden gehaald. Voor 2020 wordt voorzien dat er ongeveer 5 GW aan windvermogen op land in bedrijf zal zijn. Voor het eindjaar van de zichtperiode (steekjaar 2035) wordt in de NEV 2016 een verdere groei naar ruim 7 GW voorzien.



Figuur 3.1 Ontwikkeling thermisch vermogen in periode 2010 – 2017

Een hoeveelheid van 7 GW komt dicht in de buurt van de maximale hoeveelheid die vanuit ruimtelijk oogpunt mogelijk is. In het Energieakkoord wordt als planologisch maximum een hoeveelheid van circa 20 TWh elektriciteit genoemd dat jaarlijks met windmolens op land kan worden opgewekt. Dit komt neer op ongeveer 8 GW aan opgesteld vermogen.

3.2.2.3 Wind op zee

In het Energieakkoord is afgesproken dat tot het jaar 2023 vijf windparken van 700 MW op zee gerealiseerd zullen worden (in totaal 3,5 GW) bovenop het bestaande vermogen van bijna 1 GW. Volgens de NEV 2016 is de overheid op koers om deze doelstelling te realiseren en wordt op basis van het voorgenomen beleid verwacht dat er in de periode tot 2030 jaarlijks een windpark van 0,7 GW bij komt. Na 2030 wordt in de NEV 2016 uitgegaan van een iets lager groeitempo, waardoor er in 2035 ongeveer 11 GW windvermogen op zee in bedrijf zal zijn. Het ministerie van EZ werkt aan een actualisatie van de routekaart tot 2030 (zie ook hoofdstuk 4, 'Vooruitblik', in Deel III van dit KCD).

3.2.2.4 Zon-PV

Volgens de branchevereniging Holland Solar was er eind 2016 tussen 1,8 en 2 GW aan zonvermogen in Nederland geïnstalleerd, een verdubbeling van de hoeveelheid ten opzichte van 2014. Voor de toekomst wordt op basis van de NEV 2016 voorzien dat de hoeveelheid fotovoltaïsch vermogen in de periode tot 2035 jaarlijks met gemiddeld 1 GW zal toenemen tot 21 GW in 2035.

Gebaseerd op voorziene kostendalingen van zonnepaneelsystemen en commerciële doorbraak van batterijopslag is er kans dat zon-PV sterker groeit dan in de NEV 2016 voorzien. Als maximum wordt op basis van het trendrapport¹² van Solar Solution Int. een toename naar 30 GW aan geïnstalleerd zon PV-vermogen voor 2035 aangehouden.

3.2.3 Ontwikkelingen interconnectiecapaciteit

De Nederlandse elektriciteitsmarkt is gekoppeld aan vier (en vanaf 2019 aan vijf) omliggende landen. De capaciteit die beschikbaar kan worden gemaakt

voor de markt wordt vastgesteld aan de hand van netveiligheidsanalyses, die gebaseerd zijn op inschattingen van TSO's over systeem- en netwerkomstandigheden en is daardoor voor sommige landen lager dan (de som van) de fysieke capaciteit(en) van de grensoverschrijdende verbindingen.

Voor de komende tien jaar wordt verwacht dat de totale interconnectiecapaciteit tussen Nederland en omliggende landen bijna zal verdubbelen van 5,55 GW in 2016 naar 10,8 GW in 2025. Belangrijke ontwikkelingen hierbij zijn:

- De aanleg van een kabelverbinding met Denemarken (Cobra) van 0,7 GW
- Verdubbeling van de interconnectiecapaciteit met Duitsland naar 5 GW door aanleg van de Doetinchem-Niederrhein verbinding (1,5 GW), plaatsing extra dwarsregeltransformator in Meeden (0,3 GW) en interne verzwaring Nederlandse net (0,7 GW)
- Toename van de interconnectiecapaciteit met België met 2 GW naar 3,4 GW door: oplevering van het transformatorstation Rilland, plaatsing extra dwarsregelaar bij Maaseik (B), interne versterkingen in het Belgische net en de sluiting van de kerncentrale Doel.

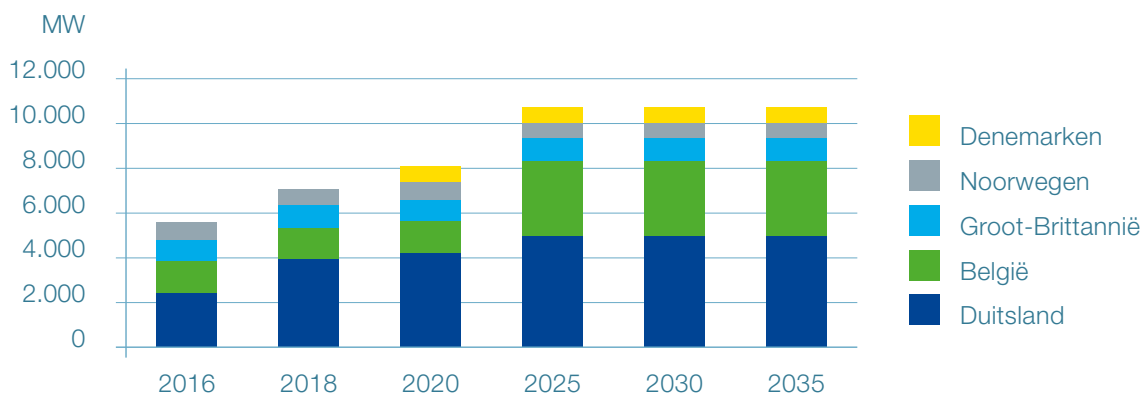
3.2.4 Ontwikkelingen in belasting en productie in omliggende landen

Door de handelsmogelijkheden die via de interconnectieverbindingen mogelijk zijn, is het voor TenneT ook noodzakelijk om de ontwikkelingen in vraag en aanbod in buurlanden in de marktanalyses te betrekken. Hieronder wordt een kort overzicht gepresenteerd van de belangrijkste ontwikkelingen in aanbod die voor buurlanden worden voorzien. Data zijn gebaseerd op de Generation Adequacy Assessment (GAA) 2017 van het Pentalateraal Energieforum (PLEF). Ontwikkelingen in de elektriciteitsvraag van buurlanden worden niet beschreven omdat deze beperkt van omvang zijn en daardoor nauwelijks impact op de elektriciteitsuitwisseling zullen hebben.

3.2.4.1 Duitsland

Voor Duitsland wordt voor het conventionele thermische vermogen aangenomen dat de

¹² Nationaal Solar Trendrapport 2017, Solar Solutions Int., januari 2017



Figuur 3.2 Ontwikkeling marktcapaciteit tussen Nederland en omliggende landen

resterende 10 GW aan nucleair vermogen in het steekjaar 2025 gesloten zal zijn. Voor bruinkoolcentrales wordt een daling in opgesteld vermogen verwacht van 20,8 GW in 2018 naar 9,3 GW in 2035 en voor steenkoolcentrales een daling van 26,5 GW in 2018 naar 10,8 GW in 2035.

De teruggang in nucleair- en kolenvermogen wordt voor een deel gecompenseerd door uitbreiding van gasvermogen van 24,2 GW in 2018 naar 41,5 GW in 2035. Per saldo neemt het totaal aan conventioneel vermogen over de periode 2018-2035 af van 91,2 GW naar 70 GW in 2035.

Voor windenergie wordt voor de periode 2018-2035 een stijging van het opgestelde windvermogen op land voorzien van 49,3 GW naar 61,6 GW. Voor wind op zee wordt voor dezelfde periode een stijging van het opgestelde vermogen verwacht van 6,4 GW naar 19 GW.

Voor zon-PV wordt op basis van een trendmatige prijsontwikkeling, een groei van 43,6 GW in 2018 naar 75,3 GW in 2035 voorzien. Als bovengrens wordt voor zon-PV voor Duitsland uitgegaan van een groei naar 141 GW in 2035.

3.2.4.2 België

Voor België wordt aangenomen dat in 2025 alle kerncentrales (in totaal 6 GW) gesloten zullen zijn. Deze sluiting wordt deels opgevangen door een uitbreiding van het gasvermogen met circa 1,5 GW naar 5,5 GW in 2025. Voor 2035 wordt een verdere uitbreiding van het gasvermogen naar 7,5 GW voorzien.

Het totaal aan conventioneel vermogen zal in België dalen van 12,2 GW in 2018 naar 7,7 GW in 2025.

Voor de lange termijn wordt een toename naar 10,2 GW in 2035 verwacht.

Voor windvermogen is aangenomen dat vanaf 2018 alleen het windvermogen op land nog zal toenemen van circa 2,4 GW naar 3,7 GW in 2035. Samen met wind op zee komt het totaal aan windvermogen voor België uit op ruim 6 GW in 2035.

Uitgaande van een trendmatige prijsontwikkeling wordt voor zon-PV een stijging van 4 GW in 2018 naar 5,6 GW in 2035 voorzien. Op basis van een mogelijke scherpe prijsdaling voor zonnepanelen, wordt een groei naar 20 GW in 2035 als mogelijk verondersteld.

3.2.4.3 Frankrijk

Voor Frankrijk wordt de ontwikkeling van het conventioneel vermogen gedomineerd door sluiting van nucleair vermogen. Voor de periode 2018-2035 wordt voorzien dat het opgesteld nucleair vermogen in Frankrijk met 40% afneemt van 63,2 GW in 2018 naar 37,6 GW in 2035. Deze vermogensachteruitgang wordt nauwelijks gecompenseerd door nieuwbouw van ander thermisch vermogen, waardoor in de periode 2018-2035 het totaal aan conventioneel vermogen afneemt van 73 GW naar circa 49 GW.

Voor zowel windvermogen op land als op zee wordt een aanzienlijke uitbreiding van het opgestelde vermogen voorzien. Voor wind op land wordt een toename van 16,3 GW in 2018 naar 46,3 GW in 2035 voorzien. Wind op zee moet voor dezelfde periode toenemen van 1,0 GW in 2018 naar 10,5 GW in 2035.

Zon-PV zal op basis van een trendmatige groei toenemen van 11,6 GW in 2018 naar 41,4 GW in 2035. Als maximum wordt voor de situatie dat zon-PV goedkoop wordt, een groei naar 118 GW in 2035 verondersteld.

3.2.4.4 Noorwegen

Met een opgesteld vermogen van bijna 39 GW aan waterkracht bezit Noorwegen reeds over een bijna volledig duurzame elektriciteitsvoorziening. Voor de periode tot 2035 wordt een verdere uitbreiding van het waterkrachtvermogen voorzien naar 48,8 GW. Door deze groei en de aanleg van interconnectiecapaciteit met Duitsland en Groot-Brittannië zal de positie van Noorwegen in de Europese elektriciteitsvoorziening verstevigd worden.

Verdere ontwikkelingen in de elektriciteitsvoorziening blijven voor Noorwegen beperkt tot een toename van het opgesteld windvermogen op land van 2,1 GW in 2018 naar 2,9 GW in 2035 en de bouw van een tweede gascentrale van 0,4 GW die in 2030 in bedrijf moet zijn.

3.2.4.5 Groot-Brittannië

Voor Groot-Brittannië wordt aangenomen dat de bijna 4,3 GW aan resterend kolenvermogen in 2025 buiten bedrijf zal zijn gesteld. Ondanks de geplande bouw van een nieuwe kerncentrale bij Hinkley Point met een vermogen van 3,2 GW wordt een daling in nucleair vermogen in Groot-Brittannië voorzien van 9 GW in 2018 naar 5,8 GW in 2035.

Voor het totaal aan conventioneel vermogen wordt voor de periode 2018-2035 een daling in het opgesteld vermogen voorzien van 51,7 GW naar 42,7 GW.

Binnen het totaal aan windvermogen wordt voor Groot-Brittannië de grootste uitbreiding voor wind op zee verwacht. Voor de periode 2018-2035 wordt voorzien dat dit vermogen zal toenemen van 8,2 GW naar 27,2 GW. Voor wind op land wordt een gematigder groei verwacht van 12 GW in 2018 naar 17 GW in 2035.

Zon-PV zal volgens een gematigd groeipad tussen 2018 en 2035 in Groot-Brittannië toenemen van 16,8 GW naar 30,2 GW. Als maximum, wordt voor dezelfde periode voor Groot-Brittannië uitgegaan van een groei naar 116 GW.

3.2.4.6 Denemarken

Voor Denemarken wordt voor het totaal aan thermisch vermogen een stijging in opgesteld vermogen verondersteld van 3,7 GW in 2018 naar 4,9 GW in 2035, als gevolg van nieuwbouw van gascentrales.

De sterkste groei in opgesteld vermogen doet zich voor bij wind op zee. Voor deze vorm van elektriciteitsopwekking wordt een toename voorzien van 2,3 GW in 2018 naar 13,8 GW in 2035. Voor wind op land wordt voor dezelfde periode een groei van 4,1 GW naar 5,1 GW verondersteld.

Zon-PV zal op basis van een trendmatige ontwikkeling in Denemarken naar verwachting toenemen van 0,8 GW in 2018 naar 1,7 GW in 2035. Als maximum wordt voor de periode 2018-2035 een groei naar 11 GW verondersteld.

3.2.5 Ontwikkelingen in brandstof- en CO₂-prijzen

De concurrentiepositie van thermische centrales op de elektriciteitsmarkt wordt in hoofdzaak bepaald door de prijs van brandstof en CO₂-emissierechten. De aannames hierover zijn voor dit KCD afgeleid van IEA's World Energy Outlook 2016 en in lijn met de aannames voor ENTSO-E's TYNDP2018, waarin kolencentrales tot 2030 een gunstiger concurrentiepositie hebben ten opzichte van gascentrales. Voor de periode na 2030 wordt voorzien dat door stijgende CO₂-emissieprijzen dan wel lagere gasprijzen kolencentrales de concurrentie met gascentrales verliezen.

3.2.6 Ontwikkelingen in elektriciteitsopslag en flexibiliteit

Met de voorziene groei van wind- en zonvermogen kan er op termijn behoefte aan opslag van elektriciteitsoverschotten gaan ontstaan. Vanwege het decentrale karakter van zonvermogen zullen waarschijnlijk kleinschalige opslagtechnieken in de orde grootte van enkele kilowatts tot megawatt-schaal gebruikt gaan worden om bij hoog aanbod aan zonvermogen lokaal elektriciteit op te slaan. Voor het opslaan van overschotten windenergie zullen meer centrale opslagtechnieken met een schaal grootte van enkele honderden megawatt waarschijnlijk de voorkeur verdienen.

Nieuwe toepassingen zoals elektrisch vervoer, warmtepompen en 'slimme' apparaten kunnen

daarnaast bijdragen om de flexibiliteit aan de vraagzijde van elektriciteit te vergroten. Ontwikkelingen op ICT-gebied maken het mogelijk om de elektriciteitsvraag af te stemmen op de actuele weersomstandigheden, om zodoende fluctuaties in de beschikbaarheid van wind en zon – tot op zekere hoogte – op te vangen.

3.3 Scenario's en kwantificering

In de gezamenlijke studie van GTS, ECN en TenneT zijn vier scenario's ontwikkeld, die voor zowel de raming van de capaciteitsbehoefte van het gas- als het elektriciteitstransportnet realistische paden schetsen waarbinnen de Nederlandse energievoorziening zich kan ontwikkelen.

Om zo goed mogelijk aan te sluiten bij het nationale overheidsbeleid is besloten om het scenario gebaseerd op voorgenomen beleid uit de Nationale Energieverkenning 2016 als Referentiescenario aan te houden. Gelet op onzekerheden die spelen rondom de sluiting van kolencentrales is een scenario ontwikkeld waarin is verondersteld dat deze centrales eerder gesloten zullen worden dan in het Referentiescenario voorzien. De twee overige scenario's zijn gebaseerd op scenario's die door ENTSO-E (elektriciteit) en ENTSO-G (gas) zijn ontwikkeld voor de komende Ten Year Network Development Plans. In één van deze scenario's, is een sterke groei van wind op zee de dominerende parameter en in het andere een sterke groei van zon PV.

De marktsimulaties zijn uitgevoerd voor de steekjaren¹³ 2018, 2020, 2025, 2030 en 2035. Voor de eerste steekjaren (2018, 2020) wordt aangenomen dat de ontwikkeling van vraag en aanbod onder alle scenario's hetzelfde is, maar dat de ontwikkelingen steeds verder uit elkaar lopen naarmate de tijd verstrijkt. In de latere steekjaren worden verscheidene scenario's doorgerekend (twee in het steekjaar 2025 en vier in elk van de steekjaren 2030 en 2035). Dit past bij de relatief lange doorlooptijd van veranderingen in het elektriciteitssysteem en het feit dat onzekerheid over toekomstige ontwikkelingen in de markt en het overheidsbeleid toeneemt naarmate een verdere toekomsthorizon wordt beschouwd.

3.3.1 Kernpunten Referentiescenario

Voor het Referentiescenario (REF) is in de NEV 2016 verondersteld dat er mondiaal onvoldoende samenwerking is om een effectief klimaatbeleid vorm te geven. Daarnaast is de Europese Unie in dit scenario niet bereid om unilateraal harde doelstellingen voor 2030 vast te stellen.

Voor zon- en windvermogen wordt conform de NEV 2016 aangenomen dat de doelstellingen uit het SER-energieakkoord worden gerealiseerd. Enige uitzondering hierop is wind op land, waarvoor op basis van de NEV 2016 wordt verwacht dat de doelstelling van 6 GW voor 2020 pas in 2023 wordt gerealiseerd. Voor dit scenario wordt voor het steekjaar 2035 in totaal 39 GW aan aanbodvolgend duurzaam vermogen voorzien, dat is opgebouwd uit 7 GW windvermogen op land, 11 GW windvermogen op zee en 21 GW zonvermogen.

Ten aanzien van het conventioneel thermisch vermogen wordt, op basis van informatie door producenten aan TenneT verstrekt, een daling van het opgesteld vermogen verondersteld van circa 20 GW in 2018 naar circa 16 GW in 2035 door sluiting van enkele oude gaseenheden.

Het elektriciteitsverbruik neemt in dit scenario marginaal toe van 115 TWh in 2015 naar 119 TWh in 2035. Deze groei is met name het gevolg van de toename van het aantal elektrische personenauto's en warmtepompen zoals in de NEV 2016 verondersteld. Voor de traditionele toepassingen van elektriciteit wordt verwacht dat extra gebruik van apparatuur gecompenseerd wordt door toepassing van efficiëntere apparatuur. Omgerekend naar vermogen wordt voor het meest extreme historische 'klimaatjaar' uit de periode 2010-2015 een stijging van de piekbelasting voorzien van 18,3 GW in 2018 naar 19,0 GW in 2035.

3.3.2 Kernpunten scenario Richting Duurzame Transitie

Op basis van de maatschappelijke discussie over de toekomst van de kolencentrales in Nederland is in het scenario Richting Duurzame Transitie (RDT) de aanname gedaan dat de kolencentrales vervroegd gesloten worden. Aangezien deze discussie los staat van het te kiezen transitiepad is hiervoor het

¹³ Zie paragraaf 2.2.1 voor een overzicht van de gehanteerde steekjaren.

steekjaar 2025 aangehouden zodat met inbegrip van de afspraken uit het Energieakkoord specifiek de consequenties van deze sluiting op de transport-behoefte in beeld kunnen worden gebracht. Om de reductie in thermisch vermogen (4,5 GW) te compenseren is aangenomen dat het geconserveerde nieuwe gasvermogen (circa 2 GW) in 2025 weer in bedrijf zal zijn.

De overige parameters van dit scenario zijn gelijk aan het Referentiescenario.

3.3.3 Kernpunten scenario Centrale Klimaatactie

In dit scenario (CK) wordt voor wind op zee voor de periode na 2023 het groeicijfer van 1 GW per jaar aangenomen aangehouden, zoals in paragraaf 3.2.2.3 beschreven. Op basis van deze stapgrootte zal er in dit scenario op het Nederlandse deel van de Noordzee in 2035 17 GW aan windvermogen staan opgesteld.

Door de sterke groei van windvermogen op zee en een veronderstelde stijging van de CO₂-prijzen binnen het Europese emissiehandelssysteem ETS neemt de concurrentiepositie van kolenvermogen af, waardoor deze eenheden vanaf 2030 worden stilgelegd. Vanwege hoge CO₂-prijzen floreert gasgestookt productievermogen in Europa.

Gebaseerd op het internationale karakter van het Centrale Klimaatactie scenario is verder verondersteld dat in steekjaar 2035 de interconnectiecapaciteit met Duitsland met 1 GW is uitgebreid en dat er extra kabelverbindingen met Groot-Brittannië (1 GW extra, dus in totaal 2 GW) en Denemarken (700 MW extra, dus in totaal 1,4 GW) in bedrijf zijn.

Ten aanzien van de elektriciteitsvraag is aangenomen dat onder dit scenario hybride warmtepomp-systemen na 2021 in aantal sterk zullen groeien. Op basis van de bovengrens uit paragraaf 3.2.1.6 zullen in 2035 2,7 miljoen woningen met een hybride warmtepompsysteem zullen worden verwarmd. Ten aanzien van nieuwbouw van woningen wordt aangenomen dat er na 2020 jaarlijks 60.000 nieuwe woningen met een elektrische warmtepomp zullen worden uitgerust. Dit scenario gaat er tevens vanuit dat het aantal elektrische personenauto's in Nederland aanzienlijk zal stijgen. Voor 2035 is verondersteld dat een kwart van het totale wagenpark van 8 miljoen auto's elektrisch aangedreven zal

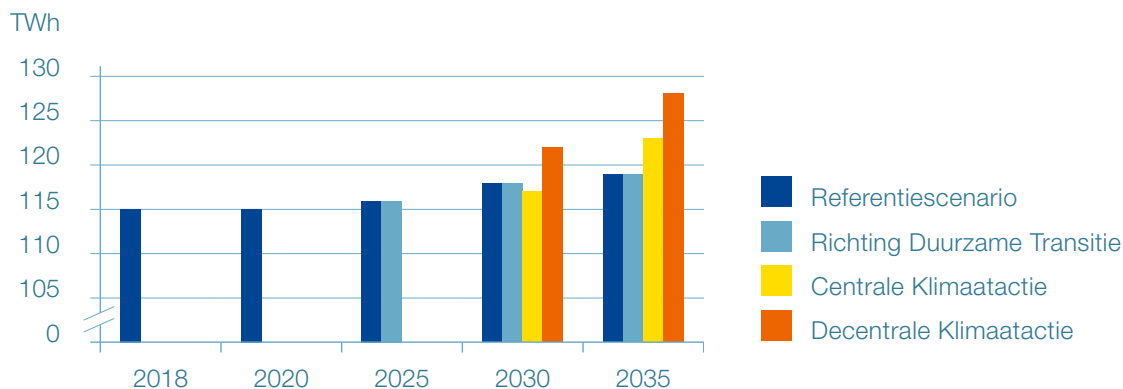
zijn. Vanwege de nadruk op verlaging van de CO₂-uitstoot in dit scenario is verder aangenomen dat op termijn de Ecodesign-richtlijn aangescherpt zal worden waardoor het elektriciteitsverbruik van de huishoudens en de dienstensector ook na 2025 blijft dalen met respectievelijk 2,4% en 1,7% per jaar. Per saldo wordt een groei van het elektriciteitsverbruik voorzien van 115 TWh in 2018 naar bijna 123 TWh in 2035. Omgerekend naar belasting leidt het extra verbruik door warmtepompen en elektrische auto's en de verbruiksdaling bij huishoudens en diensten voor het meest extreme historische 'klimaatjaar' tot een stijging van de piekbelasting van 18,3 GW in 2018 naar 20,3 GW in 2035.

Op basis van de voorziene belastingontwikkeling en de groei van het opgesteld windvermogen is voor dit scenario ook aangenomen dat er grootschalige opslaginstallaties gerealiseerd zullen worden. Als eerste benadering is voor 2035 aangenomen dat er 2,5 GW aan opslagvermogen in bedrijf zal zijn met een opslagcapaciteit van 25 GWh. Voor het steekjaar 2030 is de helft van dit vermogen voorzien .

3.3.4 Kernpunten scenario Decentrale Klimaatactie

Voor dit scenario (DK) is verondersteld dat technologische innovatie leidt tot een verdere daling van de kostprijs voor zonnepanelen en het beschikbaar komen van goedkope batterijsystemen. Voor Nederland is op basis van het rapport van Solar Solutions¹² een groei naar 30 GW in 2035 verondersteld, waarvan 20 GW geïnstalleerd op woningen en bedrijfsgebouwen en 10 GW direct op de grond (zonneweides). Door deze prijsdalingen zullen vele consumenten ook elektriciteitsproducent worden en in lokale duurzame energiecoöperaties gaan samenwerken. Hierdoor neemt het draagvlak voor wind op land toe en zal het maximale potentieel van 8 GW aan wind op land gerealiseerd worden. Voor windvermogen op zee wordt voor 2035 de ondergrens van 9 GW aangehouden zoals in paragraaf 3.2.2.3 vermeld.

Vanwege de gestegen CO₂-prijzen wordt voor dit scenario voorzien dat de twee kolencentrales uit de jaren '90 in 2030 gesloten zullen zijn en de drie nieuwste kolencentrales tot biomassa-centrales zullen zijn omgebouwd. Daarnaast wordt verondersteld dat er tussen 2030 en 2035 ruim 2 GW aan gascentrales met CO₂-afvang (carbon capture and



Figuur 3.3 Ontwikkeling elektriciteitsvraag zoals binnen scenario's voorzien

sequestration CCS) in bedrijf komt, in aanvulling op het reeds bestaande gasvermogen.

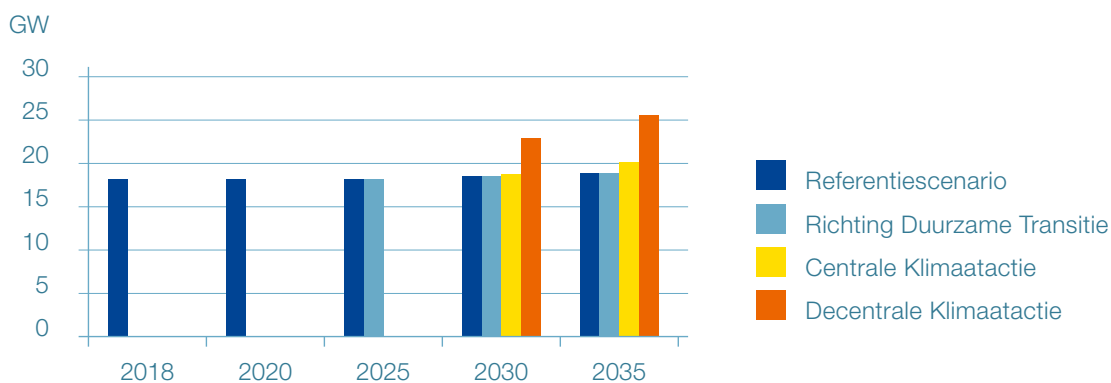
Vanwege de sterke prijsdaling van batterijsystemen wordt voor dit scenario verwacht dat in 2035 de helft van het personenautopark (vier miljoen van de acht miljoen in totaal) uit elektrische auto's zal bestaan. Door deze prijsdaling gaan huishoudens ook in deze vorm van opslag investeren om zo optimaal gebruik te kunnen maken van de thuis geproduceerde elektriciteit. Voor het steekjaar 2035 wordt aangenomen dat vier miljoen huishoudens over een batterijpakket met een vermogen van 5 kW en een opslagcapaciteit van 25 kWh zal beschikken. Voor de groei van het aantal warmtepompen is voor dit scenario uitgegaan van de maximale groei met jaarlijks 150.000 volledig elektrische warmtepompen zoals in paragraaf 3.2.1.6 beschreven, waardoor er in 2035 2,25 miljoen woningen in 2035 met een warmtepomp zullen zijn uitgerust. Voor dit scenario is verder voorzien dat in de industrie er de 2 TWh

elektriciteit zoals in paragraaf 3.2.1.2 beschreven gebruikt zal worden voor de productie van proceswarmte. Vanwege de verregaande elektrificatie van de warmtevraag en transportbehoefte wordt voor dit scenario de grootste stijging van het jaarlijkse verbruik voorzien van 115 TWh in 2018 naar 128 TWh in 2035. Omgerekend naar belasting wordt voor het meest extreme historische 'klimaatjaar' een stijging voorzien van 18,3 GW in 2018 naar 25,6 GW in 2035.

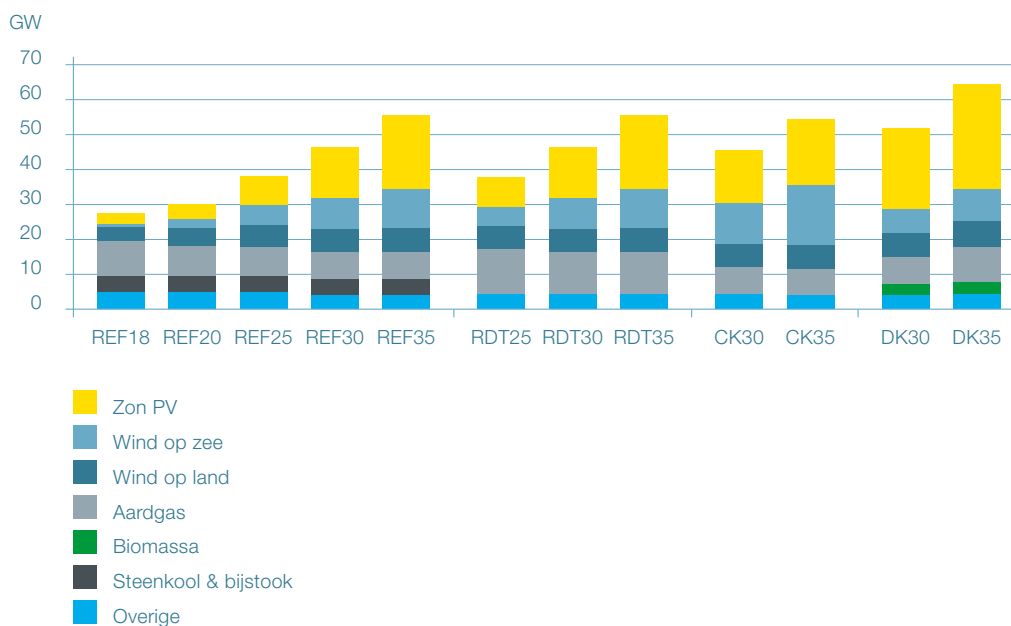
3.3.5 Overzicht scenario-uitgangspunten

Zoals Figuur 3.3 laat zien, blijft voor alle scenario's de verbruiksgroei over de periode 2018-2035 beperkt. Ook voor de scenario's Centrale en Decentrale Klimaatactie, waarin een aanzienlijke elektrificatie van personenvervoer en warmtebehoefte is voorzien, neemt het elektriciteit tussen 2018 en 2035 met maximaal gemiddeld circa 0,6% per jaar toe.

Zoals Figuur 3.4 laat zien stijgt de piekvraag het



Figuur 3.4 Ontwikkeling piekbelasting zoals binnen scenario's voorzien



Figuur 3.5 Operationeel vermogen, naar brandstofcategorie¹⁴, zoals binnen scenario's voorzien

meest onder het scenario decentrale klimaatactie. Naast de sterke toename van het aantal elektrische personenauto's is vooral de groei van het aantal elektrische warmtepompen hier de oorzaak van. Vanwege de hoge gelijktijdigheid in gebruik bij koude wordt voor het steekjaar 2035 een stijging van de piekbelasting met bijna 30% voorzien, tegenover een stijging van het verbruik met circa 10%. De relatief lage stijging van de piekvraag onder het scenario Centrale Klimaatactie scenario, is het gevolg van de aanname over de toepassing van hybride warmtepompsystemen voor de verwarming van woningen in dit scenario. Voor deze systemen geldt dat bij koude de elektrische warmtepomp wordt uitgeschakeld en de hr-ketel op gas de verwarming van de woning overneemt.

Figuur 3.5 geeft een overzicht van het operationele productievermogen dat voor Nederland in de verschillende scenario's en steekjaren is aangenomen in de marktsimulaties. Hierin is te zien dat de productiecapaciteit van zon-PV en windvermogen in elk scenario aanzienlijk toeneemt. Voor alle scenario's wordt daarentegen een afname van het operationele thermisch vermogen voorzien. Belangrijke variabele binnen het totaal aan thermisch vermogen is de hoeveelheid kolenvermogen. In het

Referentiescenario wordt voorzien dat alle kolen centrales in bedrijf blijven. Voor het scenario Richting Duurzame Transitie is arbitrair aangenomen dat alle kolencentrales vanaf 2025 gesloten zullen zijn. Voor het scenario Centrale Klimaatactie wordt voorzien dat alle kolencentrales, ingegeven door verslechterde marktomstandigheden vanwege gestegen CO₂-emissieprijs, vanaf 2030 niet meer in bedrijf zullen zijn. In het scenario Decentrale Klimaatactie is aangenomen dat de nieuwe kolencentrales (3,5 GW) in bedrijf zullen blijven voorzien, maar vanaf 2030 met biomassa gestookt zullen worden. Voor de twee oudere eenheden (1,1 GW) is sluiting verondersteld, omdat ombouw vanwege de leeftijd van de eenheden niet meer rendabel is.

Voor de uitwisselingsmogelijkheden met omliggende landen zijn voor de verschillende steekjaren de cijfers uit Tabel 3.1 aangehouden. Voor de interconnectiecapaciteit met Duitsland is aangenomen dat in 2018 de nieuwe verbinding tussen Doetinchem en Wesel in bedrijf zal zijn. De extra uitbreiding met 300 MW in 2020 is het gevolg van de voorziene ingebruikname van een extra dwarsregeltransformator op station Meeden. Tabel 3.1 geeft per steekjaar en per scenario een overzicht van de in de marktsimulaties gehanteerde interconnectiecapaciteiten.

¹⁴ De categorie 'Overige' bevat kleinschalig industrieel- en WKK-vermogen, waterkracht, en nucleair vermogen (kerncentrale Borssele).

Tabel 3.1

Overzicht veronderstelde interconnectie-capaciteiten in MW						
Steekjaar	2018	2020	2025	2030	2035	
Scenario	Alle	Alle	Alle	Alle	Alle*	CK
NL ↔ DE	3.950	4.250	5.000	5.000	5.000	6.000
NL ↔ BE	1.400	1.400	3.400	3.400	3.400	3.400
BE ↔ NL	1.400	2.400	3.400	3.400	3.400	3.400
NL ↔ NO	700	700	700	700	700	700
NL ↔ GB	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	2.000
NL ↔ DK	0	700	700	700	700	1.400

* Alle scenario's met uitzondering van Centrale Klimaatactie

3.3.6 Vergelijking met KCD 2016

Vergelijking van de ontwikkeling van de piekbelasting tussen de Referentiescenario's van dit KCD en het vorige KCD, weergegeven in Figuur 3.6, laat voor de langere termijn een marginaal lagere piekbelasting voor dit KCD zien. Deze daling is het gevolg van hogere efficiency-eisen die voor de NEV zijn aangehouden en die daardoor aan dit KCD ten grondslag hebben gelegen.

Figuur 3.7 geeft een overzicht van de verschillen tussen het opgesteld vermogen in steekjaar 2025 zoals aangenomen onder de Referentiescenario's van KCD 2016 en KCD 2017. Vergelijking van productievermogens tussen de referentiescenario's van dit KCD en het vorige KCD laat zien dat producenten voornemens zijn om meer gascentrales en kleinschalig vermogen te sluiten dan twee jaar geleden werd voorzien. De groei van wind op land en zon PV is voor dit KCD, conform de NEV 2016, tevens iets lager ingeschat. Voor wind op zee is op basis van deze NEV de prognose juist iets naar boven bijgesteld.

3.4 Resultaten marktsimulaties

Voor alle onderzochte scenario's, zoals in de voorgaande paragraaf geïntroduceerd, wordt voorzien dat de samenstelling van het Nederlandse productiepark in de komende jaren aanzienlijk zal veranderen ten gevolge van de groei van zon- en

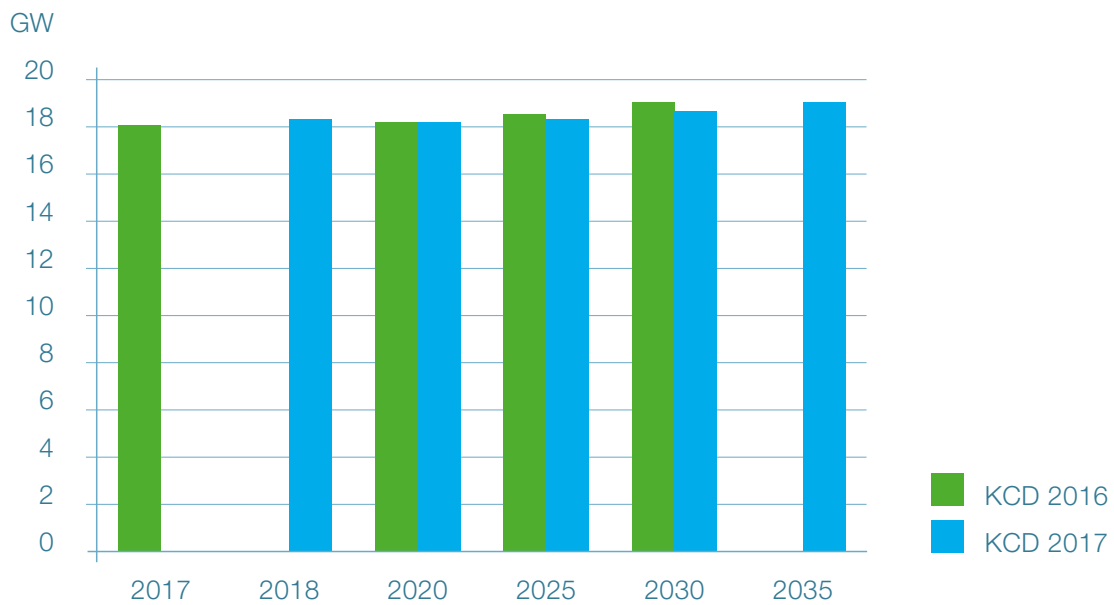
windvermogen. Dit heeft niet alleen consequenties voor de inzet van conventionele productie-eenheden, maar ook voor de uitwisseling met buurlanden. In onderstaande paragrafen wordt een beknopt overzicht gepresenteerd van de meest in het oog springende simulatieresultaten.

3.4.1 Aandeel van duurzame energie neemt sterk toe

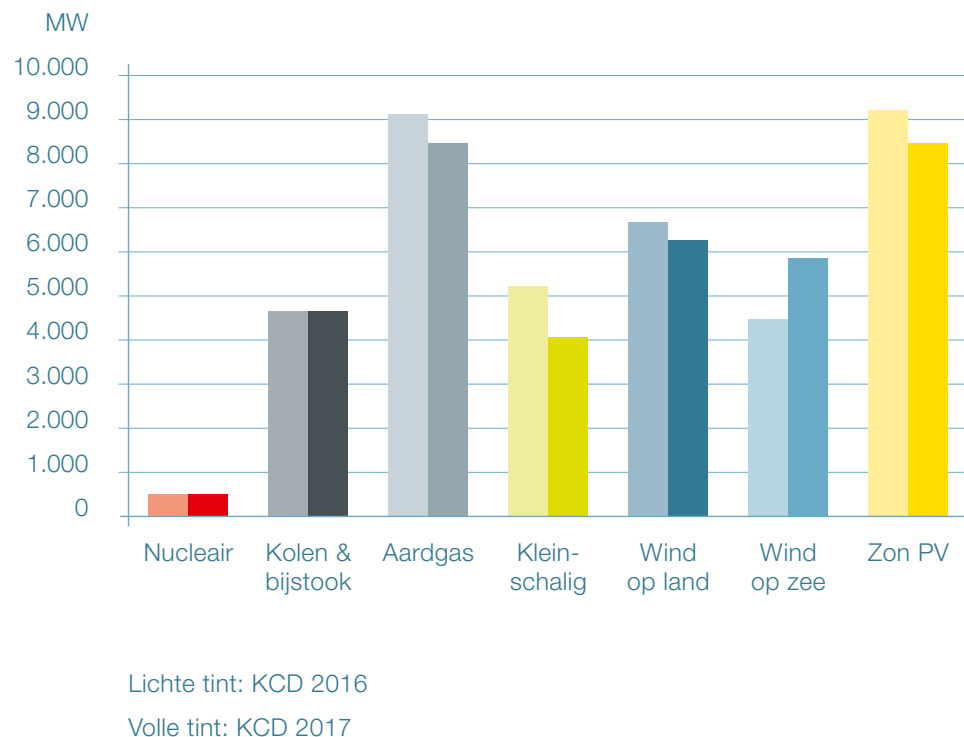
Zoals Figuur 3.8 laat zien, wordt in het Referentiescenario en Richting Duurzame Transitie aan het einde van de zichtperiode (in 2035) ongeveer tweederde van de elektriciteit uit duurzame bronnen opgewekt. In de scenario's Centrale Klimaatactie en Decentrale Klimaatactie ligt de elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen met ruim 70 procent nog hoger. In het scenario Centrale Klimaatactie is het hogere aandeel duurzaam het gevolg van extra groei van windvermogen op zee en voor het scenario Decentrale Klimaatactie is dit de extra groei van zon PV.

Overschotten van wind- en zonne-energie na 2030

De toename van variabele duurzame energiebronnen in de energiemix zou tegen het einde van de zichtperiode tot situaties kunnen leiden waarin op bepaalde momenten méér elektriciteit wordt opgewekt dan nuttig kan worden gebruikt (d.w.z. ten behoeve van consumptie, export of opslag). Gelet op het feit dat vraag en aanbod van elektriciteit altijd met elkaar in evenwicht moeten zijn, moeten duur-



Figuur 3.6 Vergelijking aannames piekbelasting Referentiescenario's van KCD 2016 en KCD 2017



Figuur 3.7 Vergelijking aannames operationeel productievermogen voor 2025 tussen referentiescenario's van KCD 2016 en KCD 2017

zame bronnen worden afgeregeld. Dit wordt *curtailment*¹⁶ genoemd en treedt vanaf 2030 met name in het scenario Decentrale Klimaatactie op en vanaf 2035 tevens in de overige scenario's. In 2030 zijn de overschotten in het Referentiescenario (incl. variant Richting Duurzame Transitie) en Centrale Klimaatactie klein (0,2% resp. 0,5% van de jaarvraag in 2030) en treedt curtailment met name op onder het scenario Decentrale Klimaatactie (1,7% van de jaarvraag¹⁶). In 2035 bestaan onder alle scenario's echter aanzienlijke overschotten van duurzame energie. Uitgedrukt als percentage van de jaarvraag bedraagt het overschot in 2035 onder het Referentiescenario (incl. variant Richting Duurzame Transitie) 2,2%, onder Centrale Klimaatactie 3,1% en onder Decentrale Klimaatactie 5,9%. Hierbij moet worden opgemerkt dat de gecurtailde overschotten onder Centrale Klimaatactie en Decentrale Klimaatactie nog enigszins gedempt worden, doordat beide scenario's de beschikbaarheid van aanzienlijke volumes elektriciteitsopslag voorzien.

De productie van energie uit duurzame bronnen bedraagt in 2030 iets meer dan de helft van de jaarlijkse vraag. In het Referentiescenario en de scenario's Richting Duurzame Transitie en Centrale Klimaatactie, waarbij de toename van duurzame energie voornamelijk komt door wind, vindt dan nog nauwelijks curtailment plaats. Dit verandert echter snel wanneer het opgesteld windvermogen verder toeneemt, zoals in 2035 het geval is. Hoewel het aanbod van duurzame bronnen slechts circa een kwart hoger is dan in 2030, vertienvoudigt het overschot dat niet nuttig kan worden gebruikt. Onder het scenario Decentrale Klimaatactie, waar zon PV een grote rol speelt, bestaat al in 2030 een significant overschot aan duurzame energie.

Decentrale Klimaatactie veronderstelt een zeer sterke groei van het geïnstalleerd zon PV vermogen. Met 23 GW aan zon PV in steekjaar 2030 en 30 GW in 2035 is het opgesteld vermogen groter dan de piekvraag (bijna 23 GW in 2030 en ruim 25 GW in 2035). Dit betekent dat gedurende periodes in het jaar alle vraag met alléén zon PV zou kunnen worden

ingevuld, terwijl er mogelijk ook nog windenergie beschikbaar is.

Zomerpiek in productie bij lage belasting

Vooraf in de zomer is het zichtbaar dat het opgestelde vermogen aan zon PV onder Decentrale Klimaatactie groot is, omdat dan een piek in de productie gepaard gaat met een relatief lage piekbelasting van 18 GW. Er komen dan situaties voor waarin de elektriciteitsproductie anderhalf keer zo groot is als de vraag. Ondanks het feit dat in het scenario Decentrale Klimaatactie 100 GWh aan energieopslag wordt aangenomen¹⁷, doen zich in de marktsimulaties echter regelmatig momenten voor waarin de productie van (duurzame) energie zo veel groter is dan de vraag en mogelijkheid tijd export, dat alle opslagcapaciteit in gebruik is en de overtollige energie uit zon PV niet langer nuttig gebruikt kan worden. Hierdoor is het noodzakelijk om in 2035 een overschot van 7,5 TWh te curtailen.¹⁸ Dit komt overeen met 5,9% van de Nederlandse jaarvraag.

Dit overschot aan elektriciteit kan worden opgeslagen om op een later moment te worden benut of naar het buitenland worden geëxporteerd. Het scenario gaat er echter van uit dat ook in de buurlanden relatief veel zon PV staat opgesteld. Omdat er een hoge gelijktijdigheid tussen Nederland en de buurlanden bestaat ten aanzien van de beschikbaarheid van deze energiebron, hebben ook de buurlanden op hetzelfde moment te maken met een overschot van productie uit zon PV. Opslag is daarmee de enige optie, om dergelijke overschotten –op een later moment– nog nuttig te gebruiken.

3.4.2 Conventionele centrales blijven noodzakelijk

Op dit moment bestaat het Nederlandse productiepark voornamelijk uit thermisch vermogen, waarvan ongeveer twee-derde met aardgas wordt gestookt. De algemene trend in de simulatieresultaten is dat duurzame energiebronnen de thermische eenheden door de jaren heen verdringen, omdat deze vrijwel zonder marginale kosten elektriciteit produceren. Hierdoor staan met name wind en zon PV hoog in

¹⁵ "Curtailment" is gedefinieerd als het verminderen van de elektriciteitsproductie om overaanbod te voorkomen.

¹⁶ Deze waarde is berekend op basis van weerddata uit het klimaatjaar 2011. In de overige doorgerekende klimaatjaren is deze waarde lager, met een minimum van 1,4% op basis van het klimaatjaar 2000.

¹⁷ Decentrale Klimaatactie veronderstelt dat een vier Nederlandse huishoudens de beschikking heeft over een kleinschalige dag-opslagfaciliteit, waarmee in het steekjaar 2035 in totaal 100 GWh kan worden opgeslagen met een vermogen van 20 GW.

¹⁸ Zie voetnoot 17.

de merit order¹⁹, wat betekent dat deze bronnen gedurende relatief veel uren van het jaar het eerste deel van de vraag invullen, waarna het resterende deel door thermische centrales wordt ingevuld. Thermische centrales zijn hierdoor vooral met elkaar en met eenheden in het buitenland in concurrentie. Naarmate het aandeel wind en zon toeneemt, moeten deze centrales een steeds kleiner stuk van de koek verdelen.

De productie uit wind en zon is echter weersafhankelijk en grillig. Op sommige momenten is de productie hoog en de vraag laag, terwijl op andere momenten de productie juist laag is bij een hoge vraag. Dit maakt de beschikbaarheid van voldoende thermisch back-upvermogen onder alle scenario's noodzakelijk. Hoewel de marktsimulaties voor 2035 in de meeste uren tot een lagere residuele vraag leiden, is gedurende een aantal uur per jaar juist méér vermogen anders dan wind en zon benodigd om aan de vraag te voldoen.

Ondanks de toename van productie uit duurzame bronnen, blijft de productie van elektriciteit uit steenkool en aardgas onder het Referentiescenario tot 2030 een belangrijke rol spelen in de Nederlandse energiemix. Vanaf 2030 neemt het aandeel van de productie uit steenkool sterk af, ten gevolge van de scenario-aanname dat de prijs van aardgas daalt en de CO₂-prijs bijna verdubbelt (t.o.v. steekjaar 2018). Gascentrales nemen een aanzienlijk deel van de productie over. Hierdoor spelen steenkoolcentrales in 2035 nog slechts een marginale rol in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening, hoewel het beschikbare vermogen in dit scenario niet verandert ten opzichte van 2018. De inzet van gascentrales neemt na 2030 overigens wel weer af als gevolg van verdere verduurzaming van het aanbod, zowel in binnen- als in buitenland. Tussen 2018 en 2025 neemt de netto import van elektriciteit in Nederland af tot nagenoeg nul (d.w.z. de som van export en import die in verschillende uren van het jaar optreedt is op jaarbasis ongeveer gelijk aan elkaar).

In het scenario Richting Duurzame Transitie vindt vanaf 2025 geen productie uit steenkool meer plaats in Nederland. Door de in dit scenario veronderstelde sluiting van de kolencentrales valt bijna 30 TWh aan productie uit steenkool weg. Ondanks de herinbedrijfname van 4 GW aan gasgestookt vermogen, wordt dit slechts ten dele gecompenseerd door extra productie uit aardgas (+7 TWh). Hoewel de elektriciteitsproductie uit gas dus toeneemt onder dit scenario, daalt de inzetfactor van gaseenheden doordat de extra beschikbare capaciteit (t.o.v. het Referentiescenario) slechts beperkt gebruikt wordt. Hierdoor wordt in het steekjaar 2025 meer elektriciteit geïmporteerd dan onder het Referentiescenario het geval is.

In het scenario Centrale Klimaatactie is vanaf 2030 geen kolenvermogen meer voorzien. De sluiting van de kolencentrales wordt niet gecompenseerd door de inzet van extra gasvermogen, maar de productie uit duurzame bronnen (voornamelijk wind op zee) groeit flink door en compenseert daarmee de sluiting van kolencentrales. De totale jaarproductie in Nederland in 2030 blijft ongeveer gelijk aan dat van 2025. Na 2030 neemt de productie uit duurzame bronnen verder toe, waardoor in 2035 een overschot aan elektriciteitsproductie bestaat, ondanks een lichte stijging van de binnenlandse vraag en een afname van de productie uit gasvermogen.

In het scenario Decentrale Klimaatactie wordt de sluiting van kolencentrales, die ook in dit scenario vanaf 2030 niet langer in bedrijf zijn, gecompenseerd door productie uit duurzame energiebronnen (waaronder overigens ook de ombouw van drie kolencentrales naar biomassacentrales valt). De inzet van gasvermogen neemt onder het scenario Decentrale Klimaatactie in 2030 licht af, maar in 2035 weer toe als gevolg van het inzetten van gasvermogen met CCS. Dit gaat ten koste van de inzet van biomassa-eenheden.

In alle scenario's neemt de elektriciteitsproductie van de categorie 'Overige' tussen 2030 en 2035 af,

¹⁹ De term merit order refereert aan de (te verwachten) inzetvolgorde van productie-eenheden, die elk verschillende karakteristieken hebben. In de regel worden productie-eenheden met lage variabele (marginale) kosten als eerste ingezet. Met name de brandstofkosten, die bij duurzame bronnen als zon en wind nul zijn, spelen hierbij een belangrijke rol.

vanwege de voorziene sluiting van de kerncentrale in Borssele in 2033 die onderdeel uitmaakt van deze categorie.

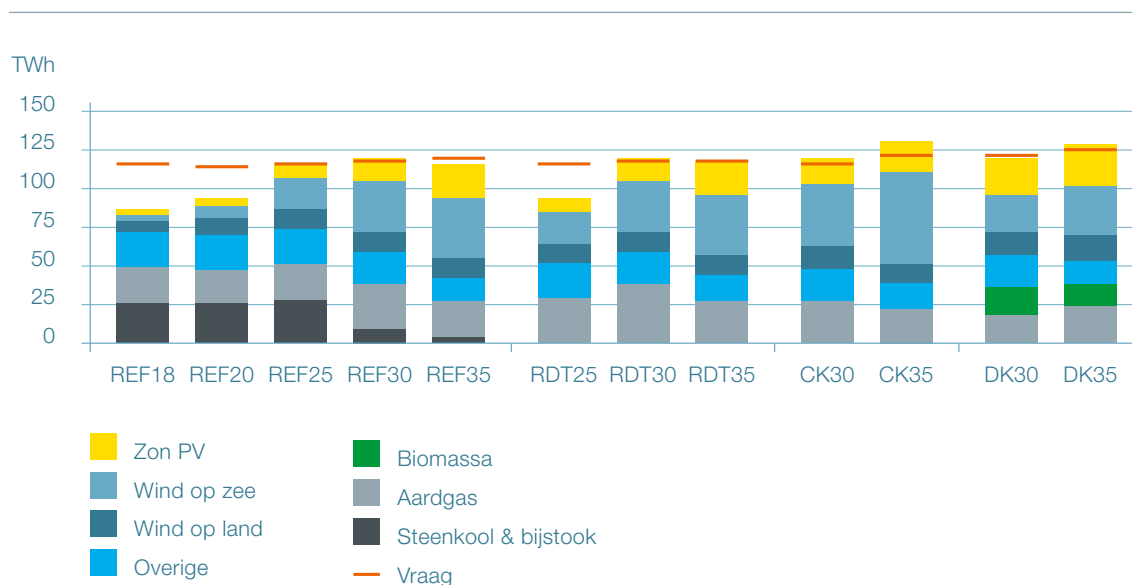
3.4.3 Uitwisseling met buurlanden

Het huidige Nederlandse productiepark kent een relatief klein aandeel van duurzame energiebronnen en een groot geïnstalleerd vermogen aan gascentrales. Aan het begin van de zichtperiode van dit KCD (steekjaar 2018) wordt uitgegaan van brandstof- en CO₂-prijzen die tot gevolg hebben dat elektriciteitsproductie uit kolengestookt vermogen goedkoper is dan productie uit aardgas. Dit heeft tot gevolg dat het Nederlandse productiepark relatief duur is ten opzichte van Duitsland, waar bruin- en steenkoolcentrales veelal de marginale eenheid zijn en waarmee het Nederlandse elektriciteitsnet goed verbonden is. Hierdoor wordt in de uitgangssituatie elektriciteit geïmporteerd uit dit land.

Gedurende de zichtperiode van dit KCD verandert deze situatie, omdat door de toename van elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen en de aanname dat gasgestookt vermogen goedkoper wordt dan elektriciteitsproductie uit steenkool, ertoe leidt dat Nederland minder gaat importeren en tegen het einde van de zichtperiode een min of meer neutrale export-/importbalans verkrijgt. Dit eindbeeld geldt voor alle scenario's.

Onder de variant Richting Duurzame Transitie wordt het resterende kolenvermogen vanaf steekjaar 2025 uit bedrijf genomen verondersteld. Hierdoor wordt pas in 2030 een neutrale uitwisselingsbalans bereikt, terwijl dat in het Referentiescenario al in 2025 het geval is. De sluiting van de Nederlandse kolen centrales wordt grotendeels opgevangen met buitenlands vermogen, voornamelijk door meer import uit Duitsland en minder export naar België. In het steekjaar 2030 neemt de binnenlandse productie uit zowel duurzame bronnen als aardgas echter toe, waardoor een min of meer neutrale uitwisselingsbalans wordt bereikt. De elektriciteitsproductie uit aardgas neemt toe ten gevolge van het feit dat in steekjaar 2030 uitgegaan wordt van een lagere gasprijs en een hogere CO₂-prijs dan in 2025.

Het is belangrijk om te vermelden dat de trend richting een min of meer neutrale netto-uitwisselingsbalans niet betekent dat de interconnectiecapaciteit tussen Nederland en haar buurlanden niet langer wordt gebruikt. Hoewel de jaarlijkse saldi van import en export aan het eind van de zichtperiode een kleinere waarde laat zien dan aan het begin van de zichtperiode, zijn de in elk uur getransporteerde volumes op de interconnectoren ongeveer gelijk. De interconnector wordt gedurende het jaar vaker in verschillende richtingen gebruikt.



Figuur 3.8 Inzet van productie-eenheden in Nederland, per brandstofcategorie

04

Capaciteits-
uitbreidingen
380 kV- en
220 kV-net



Het Nederlandse 380 kV-net is de ruggengraat van het Nederlandse hoogspanningsnet en zorgt voor het transport van grootschalig opgewekt vermogen door heel Nederland én van en naar het buitenland. Het bestaat uit een landelijke ringstructuur met verbindingen naar kustlocaties waar grootschalig productievermogen is aangesloten. Daarnaast zijn er verbindingen met Duitsland, België, Noorwegen, Groot-Brittannië en vanaf 2019 met Denemarken. Het 220 kV-net is kleiner van omvang en gelegen in het noorden van Nederland, met een ringstructuur tussen Ens en Vierverlaten.

Bepalende oorzaken voor het ontstaan van gesignaleerde knelpunten in het 220/380 kV-net zijn drieledig:

- De locatie van ingezet productievermogen, zowel conventioneel als hernieuwbaar, met name van de productie-eenheden aangesloten op de 380 kV-stations op de kustlocaties
- de geïmplementeerde beleidskeuze uit het SEVIII om de voorziene groei van het offshore windvermogen ook op 380 kV-stations aan de kust aan te sluiten
- de toenemende vraag naar interconnectiecapaciteit om de groei van internationale vermogenstransporten te faciliteren.

Voor het vaststellen van knelpunten zijn twee scenario's gebruikt, te weten het Referentiescenario en het scenario waarin conventionele kolengestookte eenheden niet meer operationeel verondersteld zijn (scenario Richting Duurzame Transitie). Voor beide scenario's is vervolgens de gevoeligheid getoetst van zowel prioritering van de inzet van conventionele eenheden in het noorden of het westen van Nederland, als ook van de variatie in beschikbaarheid van zon- en windenergie. Daarnaast zijn er twee toekomstscenario's kwalitatief beschouwd, waarbij de effecten van een grote groei van hernieuwbare energieproductie onderzocht zijn (scenario's 'Centrale Klimaatactie' en 'Decentrale Klimaatactie').

In lijn met de conclusie uit het KCD 2016 kan gesteld worden dat tot het jaar 2025 de geplande opwaardering van de transportcapaciteit van grote delen van de landelijke 380 kV-ring, aangevuld met de aanleg van een nieuwe 380 kV-verbinding tussen Eemshaven-Oudeschip en Vierverlaten (eerste fase project Noord-West 380 kV), de aanleg van een nieuwe 380 kV-verbinding tussen Borssele en Rilland (project Zuid-West 380 kV-West) en de aanleg van

een nieuwe 380 kV-verbinding tussen Rilland en Tilburg (project Zuid-West 380 kV-Oost) nog ruimte biedt om de gesignaleerde knelpunten tot een acceptabel niveau te reduceren. De analyses laten zien dat de hierboven genoemde noodzakelijke opwaardering van de landelijke ring voor de netdelen tussen Diemen – Lelystad – Ens en Geertruidenberg – Krimpen op termijn (na 2025) nog niet alle knelpunten oplost. Om deze toekomstige knelpunten te mitigeren worden meerdere oplossingsrichtingen overwogen en bestudeerd:

- Creëren van aanvullende transportcapaciteit tussen de genoemde stations
- het verder landinwaarts aansluiten van de toekomstige groei van het offshore windvermogen
- onderzoek naar het realiseren van transportcorridors op Europees niveau, middels participatie in het project "TYNDP", het 'Ten Year Network Development Plan' van ENTSO-E, waar de Europese netstrategie op lange termijn beschouwd wordt.

4.1 Nut en noodzaak van investeringen in het 380 kV- en 220 kV-net

4.1.1 Huidige netinfrastructuur

De structuur van het 380 kV- en 220 kV-net per medio 2017 is afgebeeld in Figuur 4.1.

Het Nederlandse 380 kV-net kent als basis een landelijke ringstructuur met verbindingen naar de kustlocaties Eemshaven, Beverwijk, Maasvlakte en Borssele voor aansluiting van conventioneel productievermogen en Wind op Zee. Daarnaast zijn er drie verbindingen met Duitsland en twee met België. Tevens is er een HVDC-verbinding met Noorwegen (NorNed) en Groot-Brittannië (BritNed). Het 220 kV-net is kleiner van omvang en kent een ringstructuur tussen Ens en Vierverlaten, met in het

-  380 kV-verbinding/station/transformatoren op staal
-  380 kV-verbinding/station project
-  380 kV-interconnector
-  380 kV-interconnector project
-  220 kV-verbinding/station/transformatoren op staal
-  220 kV interconnectoren
-  150 kV-verbinding/station/transformatoren op staal
-  110 kV-verbinding/station/transformatoren op staal
-  110 kV-verbinding project
-  Onshore DC-verbinding project
-  Zee interconnector
-  Zee interconnector project
-  Offshore verbinding
-  Offshore verbinding project
-  Offshore converterstation/station
-  TenneT hoofdkantoor
-  TenneT kantoor
-  Productie eenheid
-  Naam station

Aan deze kaart kunnen geen rechten worden ontleend.
30 juni 2017



Figuur 4.1 Netkaart hoogspanningsnet Nederland per 2017

noorden een koppeling naar Eemshaven. In 2015 en 2016 is in het landelijk 380 kV- en 220 kV-net een aantal aanpassingen in bedrijf genomen:

- Uitbreiding van het 380 kV-station Oostzaan met één veld voor het tweede 380 kV-circuit Beverwijk – Oostzaan
- Opwaardering van de 150 kV-verbinding Velsen – Hemweg naar het tweede 380 kV-circuit Beverwijk – Oostzaan
- Realisatie van het eerste deel van het railsysteem in het 380 kV-station Beverwijk
- Realisatie van een tweede transformator op het 380 kV-station Beverwijk
- Uitbreiding van het 220 kV-station Weiwerd met

een nieuwe transformator voor het regionale net

- Opwaardering van de kortsluitvastheid van het 220 kV-station Robbenplaat naar 63 kA
- Opwaardering van de transportcapaciteit van de 380 kV-verbinding Eindhoven – Maasbracht naar 1.975 MVA per circuit.

4.1.2 Toekomstige netinfrastructuur

Voor de vermogensstroomberekeningen met behulp van het netmodel wordt in elk steekjaar rekening gehouden met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren naar verwachting gereed komen. Hierbij zijn uitsluitend de projecten opgenomen die zich nu in de fase 'Realisatie' bevinden.

De bouw van de nieuwe 380 kV-verbinding Bleiswijk – Vijfhuizen – Beverwijk, het project Randstad 380 kV Noordring, is momenteel in een gevorderd stadium. Alle netaanpassingen behorende bij dit project zijn vanaf het eerste steekjaar 2020 opgenomen in het netmodel.

Ook de vierde interconnector met het Duitse hoogspanningsnet, de 380 kV-verbinding tussen Doetinchem en Wesel (D) is in realisatie. Deze verbinding is vanaf het eerste steekjaar 2020 in het netmodel opgenomen. Hetzelfde geldt voor de nieuwe HVDC kabelverbinding met Denemarken, het project COBRACable. Vanaf het steekjaar 2020 is deze in het netmodel opgenomen.

Een aantal toekomstige netuitbreidingen en -aanpassingen maakt deel uit van de Large Cluster projecten Noord-West 380 kV en Zuid-West 380 kV. Deze projecten waren ten behoeve van de analyses voor het KCD 2016 niet in het netmodel opgenomen om zo de knelpunten, die nut en noodzaak onderbouwen, zichtbaar te maken. Inmiddels heeft de eerste fase van beide projecten de status 'Realisatie' en zijn ze conform afspraak nu wel in het netmodel opgenomen. Het betreft de volgende netuitbreidingen:

- Onderdelen van het project Noord-West 380 kV (vanaf steekjaar 2025 in het model opgenomen)
 - 380 kV-verbinding Vierverlaten – Eemshaven-Oudeschip
 - nieuw 380 kV-station Vierverlaten
 - koppeling met het 220 kV-net in Vierverlaten
 - amoveren van de 220 kV-verbinding Vierverlaten – Eemshaven/Robbenplaat
- Onderdelen van het project Zuid-West 380 kV (vanaf steekjaar 2020 in het model opgenomen):
 - 380 kV-verbinding Borssele – Rilland
 - nieuw 380 kV-station Rilland
 - modificatie 150 kV-netkoppeling Zeeland – Noord-Brabant.

4.1.3 Toelichting scenario's

Zoals in de inleiding is beschreven zijn voor de vermogensstroomberekeningen twee scenario's geanalyseerd, te weten het Referentiescenario (REF) en het scenario Richting Duurzame Transitie waarin conventionele kolengestookte eenheden niet meer operationeel verondersteld zijn (RDT). In een viertal excursies per scenario is zowel het effect door-gerekend van een marginale kostenoptimalisatie waardoor de eenheden in het westen of noorden

van Nederland prioriteit krijgt boven de eenheden in de rest van Nederland, als ook de variatie in beschikbaarheid van zon- en windenergie. Dit laatste is gedaan door het wind- en zanaanbod van twee verschillende voorgaande jaren (hier klimaatjaren genoemd) te gebruiken als maat voor de toekomstige zon- en windproductie (maximaal gunstig en gemiddeld). De scenario's zijn geanalyseerd voor drie steekjaren binnen de zichtperiode van dit KCD: 2020 (alleen het Referentiescenario), 2025 en 2030. De scenario's geven per uur een opgave van productie en belasting in Nederland en de import en/of export met het buitenland. Hiermee wordt voor elk uur van een steekjaar een vermogensstroomberekening gemaakt.

In de scenario's die als basis dienen voor de netanalyses, is een zekere groei van wind op zee en zon-PV vermogen opgenomen. Ten behoeve van de netanalyses zijn er keuzes gemaakt waar dit vermogen aangesloten verondersteld wordt. Voor wat betreft de aansluitlocaties voor het wind op zee vermogen is deze keuze in lijn met het derde structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEVIII: locaties Maasvlakte en Beverwijk) aangevuld met de locatie Eemshaven.

Het beschikbare zon-PV-vermogen wordt grotendeels landelijk verdisconteerd in de belasting. Daarnaast wordt aangenomen dat een deel opgesteld zal staan in zonneparken, verdeeld over Nederland middels een verdeelsleutel o.a. gebaseerd op beschikbare landbouwgebieden en grondprijzen. Bovengenoemde modelkeuzes kunnen in een aantal gevallen leiden tot een knelpunt. Over deze knelpunten zal alleen kwalitatief worden gerapporteerd, zodat dit een bijdrage kan vormen in de discussie over hoe de toekomstige groei van duurzame energie gefaciliteerd kan worden.

Naast het genoemde Referentiescenario en het scenario Richting Duurzame Transitie zijn ook een drietal aanvullende analyses gedaan die kwalitatief beschouwd zijn. Deze analyses geven ook een doorkijk voorbij de huidige zichtperiode 2020-2030. Het betreft de volgende analyses, uitgevoerd voor de steekjaren 2030 en 2035:

- Een beschouwing van het effect van geplande toekomstige netaanpassingen, die echter nog geen interne goedkeuring hebben

- Een analyse van situaties waarin de groei van duurzaam opgewekt vermogen in Nederland domineert, zowel wind als zon-PV. Deze analyse is gedaan voor een netsituatie met de nadruk op grootschalige offshore wind (scenario Centrale Klimaatactie) en met de nadruk op een sterke groei van zon-PV opgesteld op land (scenario Decentrale Klimaatactie).

4.1.4 Verbindingen: knelpunten en maatregelen

4.1.4.1 Het Referentiescenario

Dit scenario is voor de steekjaren 2020, 2025 en 2030 geanalyseerd. Bij de analyse van dit scenario zijn vanaf het steekjaar 2020 n-1 knelpunten geconstateerd aan de west- en noordzijde van de landelijke 380 kV-ring: op de verbindingen Geertruidenberg – Krimpen en Diemen – Lelystad – Ens – Zwolle. Daarnaast zijn er knelpunten op verbindingen in de Eemshaven en tussen Rilland en Geertruidenberg, hieronder nader toegelicht bij “Noord Nederland” en “Zuidwest Nederland”. In de latere steekjaren worden de knelpunten op de landelijke ring ernstiger en ontstaan ook knelpunten aan de zuidzijde van de ring (Eindhoven-Maasbracht). Op de verbinding Geertruidenberg-Krimpen dreigt dan ook de transportcapaciteit bij ongestoorde bedrijfsvoering al overschreden te worden. Het knelpunt op de verbinding Krimpen – Oostzaan, dat in het KCD 2016 benoemd is, wordt niet meer gesignaleerd. De reden hiervoor is dat in het netmodel de nog te realiseren, maar wel goedgekeurde, netaanpassingen bij station Diemen en de realisatie van de Randstad 380 kV Noordring opgenomen zijn vanaf het eerste steekjaar 2020.

Noord Nederland

De knelpunten in het noorden van Nederland, in de regio Eemshaven, zijn het eerste steekjaar 2020 nog zichtbaar. Specifiek gaat het hier om n-1 en n-2 knelpunten op de volgende verbindingen en transformatoren:

- Eemshaven-Oudeschip – Eemshaven380
- Meeden – Eemshaven380
- Zwolle – Meeden380
- Transformatorcapaciteit 380/220 in Eemshaven380
- Transformatorcapaciteit 380/220 in Meeden380
- Robbenplaat – Eemshaven220
- Vierverlaten – Eemshaven220

- Vierverlaten – Robbenplaat220
- Weiwerd – Robbenplaat220
- Meeden – Weiwerd220

Vanaf het steekjaar 2025 zijn, na de realisatie van de eerste fase van project Noord-West 380 kV in 2021, deze knelpunten nagenoeg verdwenen. Dit deel van het project Noord-West 380 kV behelst de realisatie van een vier-circuit 380 kV-verbinding tussen Vierverlaten en Eemshaven-Oudeschip, waarbij deze eerst op twee circuits wordt bedreven; de realisatie van een nieuw 380/220 kV-koppelpunt in Vierverlaten en het amoveren van de bestaande 220 kV-verbinding tussen Vierverlaten en Eemshaven/Robbenplaat.

Ook het knelpunt op de verbinding Eemshaven – Oudeschip – Eemshaven is in steekjaar 2025 gemitigeerd, maar wordt weer zichtbaar vanaf steekjaar 2030. Deze ontwikkeling zal vooralsnog gevolgd worden, maar signaleert de behoefte aan verdere versterking van de transportcapaciteit in Noord-Nederland. In paragraaf 4.1.5.4. wordt daarom een verdere doorkijk naar de toekomst gegeven. Na realisatie van de eerste fase van project Noord-West 380 kV resteren er nog twee knelpunten op de transformatorcapaciteit tussen het 380 en 220 kV-net:

- Meeden: dit knelpunt ontstaat door een specifiek voorschrift bij onderhoud aan de vier-circuitverbinding tussen Eemshaven en Meeden, waarbij twee circuits tegelijk uit bedrijf moeten om werkzaamheden veilig uit te kunnen voeren. Onderzocht zal worden of dit knelpunt met operationele maatregelen beheerst kan worden.
- Ens: Bij grote vermogenstransporten door het 220 kV-net, tijdens bijvoorbeeld n-2 situaties, moet het vermogen bij Ens verder getransporteerd worden via het 380 kV-net. De bestaande transformatorcapaciteit is hiervoor dan niet toereikend. De mogelijkheid zal onderzocht worden om 500 MVA-transformatoren te vervangen door transformatoren met een vermogen van 750 MVA.

Zuidwest Nederland

In het netmodel zijn vanaf het eerste steekjaar 2020 de volgende uitbreidingen opgenomen ten opzichte van het KCD 2016: de realisatie van het nieuwe 380 kV-station Rilland, de opwaardering van de verbinding Rilland – Geertruidenberg naar 1.975 MVA en de realisatie van de 380 kV-verbinding Borssele – Rilland (project Zuid-West 380 kV - West). Als gevolg hiervan komt logischerwijze een

aantal transportknelpunten dat in het KCD2016 op de 380kV-verbindingen in het zuidwesten van Nederland is gesignaleerd, nu niet meer naar voren. Vanaf steekjaar 2025 wordt tevens rekening gehouden met de verzwaring van de interconnector Rilland – Zandvliet (België) en de uitbreiding van twee naar vier dwarsregeltransformatoren in het station Zandvliet. Met deze projecten wordt de uitwisselingscapaciteit over deze grensverbinding vergroot naar 2.635 MVA.

Wel blijft er een n-1 knelpunt op de verbinding Rilland – Geertruidenberg en is er geen onderhoud mogelijk op deze verbinding zonder ingrijpende maatregelen. Het n-1 knelpunt manifesteert zich specifiek onder twee condities. Op de momenten dat de vermogensstroom van België naar Nederland is gericht of het in Borssele opgewekte productie-vermogen afgevoerd moet worden naar de landelijke ring vormt de verbinding Rilland – Geertruidenberg een flessenhals in de transportcapaciteit. Daarnaast wordt de belasting op verbinding Rilland – Geertruidenberg beïnvloed door het toegestane transport over de grensverbinding Rilland – Zandvliet. Middels de inzet van dwarsregeltransformatoren op de Nederlands-Belgische grens wordt de belasting op de grensverbinding beheerst, maar wordt ook de netveiligheid in België in stand gehouden. Om vermogenstransporten door België te beheersen, is het situationeel noodzakelijk, met behulp van de dwarsregeltransformatoren, de import via Rilland – Zandvliet te beperken.

Aanvullend geldt dat onderhoud aan de verbinding Rilland – Geertruidenberg niet mogelijk is zonder enerzijds ingrijpende beperkende maatregelen op te leggen aan de productie en anderzijds zwaarwegende internationale marktrestricties af te roepen. Mocht de verbinding Rilland – Geertruidenberg niet beschikbaar zijn, dan is het netwerk in Zeeland enkel nog verbonden met het 150 kV-net tussen Zeeland en Noord-Brabant en op 380 kV-niveau met het Belgische net. Het 150 kV-net alleen is niet in staat om de productie in Zeeland af te voeren. Afzet van productie op het Belgische net tijdens een enkelvoudige storing is niet toegestaan, omdat in ENTSO-E verband gemaakte afspraken bepalen dat een binnenlandse congestie niet op het buitenland wordt afgewend.

Het knelpunt op de verbinding Rilland – Geertruidenberg wordt opgelost door de completering van project Zuid-West 380 kV met realisatie van een

nieuwe 380kV-verbinding tussen Rilland en Tilburg (project Zuid-West 380 kV-Oost). Daarna is er ruimte om de verbinding Rilland – Geertruidenberg op te waarderen naar 2.635 MVA.

Landelijke ring

De meeste verbindingen in de landelijke ring hebben een transportcapaciteit van 1.645 MVA. Ook in het KCD 2016 zijn op deze verbindingen knelpunten gesignaleerd, waarbij als oplossingsrichting het opwaarderen van de transportcapaciteit is genoemd. Hiervoor is een opwaarderingsprogramma “Beter Benutten Bestaande 380 kV” gedefinieerd en inmiddels gestart, waarbij in twee stappen de capaciteit verhoogd wordt van 1.645 MVA naar 1.975 MVA respectievelijk 2.635 MVA. Hiermee wordt maximaal gebruikt gemaakt van de aanwezige 380 kV-corridors.

De realisatie van de opwaardering van de eerste twee verbindingen (Lelystad – Ens en Diemen – Lelystad) is inmiddels gestart, daarom is in het netmodel hun transportcapaciteit vanaf het steekjaar 2020 respectievelijk 2025 verhoogd naar 2.635 MVA.

Op de volgende verbindingen zijn knelpunten gesignaleerd:

- Ens – Zwolle
- Lelystad – Ens
- Diemen – Lelystad
- Geertruidenberg – Krimpen
- Eindhoven – Maasbracht
- Zwolle – Hengelo

Aanvullende verkennende analyses binnen het Referentiescenario laten zien dat voor drie van de genoemde verbindingen in de landelijke ring de maximale opwaardering op termijn nog niet alle knelpunten oplost. Er resteren vanaf 2025 knelpunten op de verbindingen Lelystad – Ens, Diemen – Lelystad en Geertruidenberg – Krimpen. Wat de meest effectieve oplossingsrichtingen hiervoor zijn is onderwerp van nadere studie. Voor de verbindingen Ens – Zwolle en Eindhoven – Maasbracht geldt dat na opwaardering van de transportcapaciteit de knelpunten opgelost zijn. Het knelpunt op de verbinding Zwolle – Hengelo kan middels operationele maatregelen beheerst worden. Er is jaarlijks een voldoende groot onderhoudsvenster beschikbaar en met de introductie van ‘Dynamic Line Rating’ is een transportcapaciteit tot 1.975 MVA beschikbaar. Een tweede opwaarderingsstap naar 2.635 MVA wordt

pas uitgevoerd zodra nieuwe ontwikkelingen hiertoe aanleiding geven.

Doorkijk 2030

Een doorkijk naar het steekjaar 2030 toont een verdere groei van het aantal en de ernst van knelpunten, met name op verbindingen tussen de aansluitlocaties van offshore wind en de landelijke ring. Daarnaast wordt ook de oostzijde van de landelijke ring steeds zwaarder belast, waarbij op de verbinding Dodewaard – Doetinchem een beginnend n-1 knelpunt wordt gesignaleerd. Specifiek gaat het om de volgende verbindingen:

- Oostzaan – Diemen
- Beverwijk – Oostzaan
- Vijfhuizen – Beverwijk
- Wateringen – Bleiswijk
- Maasvlakte – Westerlee
- Maasvlakte – Simonshaven – Crayestein
- Geertruidenberg – Eindhoven
- Doetinchem – Hengelo
- Dodewaard – Doetinchem

Het is momenteel nog te vroeg om hiervoor al maatregelen te definiëren. De ontwikkelingen met betrekking tot de groei van offshore wind zullen actief gevolgd worden. Duidelijk is wel dat knelpunten verlicht kunnen worden door een deel van het offshore windvermogen verder landinwaarts aan te sluiten. Wat betreft de knelpunten aan de oost- en zuidzijde van de landelijke ring, op de verbindingen Doetinchem – Hengelo, Dodewaard – Doetinchem en Geertruidenberg – Eindhoven, geldt dat er nog ruimte is voor verhoging van de transportcapaciteit.

4.1.4.2 Scenario Richting Duurzame Transitie

Dit scenario kent in beginsel dezelfde uitgangspunten als het Referentiescenario voor wat betreft de belasting, beschikbaarheid van duurzame productie-eenheden en de interconnectiecapaciteit. Het verschil is dat de kolengestookte productie-eenheden niet meer beschikbaar zijn verondersteld in het marktscenario. Dit scenario is geanalyseerd voor de jaren 2025 en 2030, waarbij ook in twee excursies de gevoeligheid van de prioritering van de inzet van eenheden op basis van marginale kosten

beschouwd is. De variatie in beschikbaarheid van zon- en windenergie is niet nader onderzocht, het klimaatjaar met de maximale opbrengst is gebruikt²⁰.

De conclusie uit de analyses is dat dezelfde knelpunten als gesignaleerd in het Referentiescenario optreden, zij het iets minder ernstig. Dit laatste komt doordat de productie nu meer decentraal tot stand komt, aangezien de grote kolencentrales in Maasvlakte en Eemshaven niet meer operationeel verondersteld zijn.

In dit scenario zijn de belangrijkste knelpunten gesignaleerd op de volgende 380 kV-verbindingen:

- Ens – Zwolle
- Lelystad – Ens
- Diemen – Lelystad
- Geertruidenberg – Krimpen
- Eindhoven – Maasbracht

Deze verbindingen zijn allemaal opgenomen in het opwaarderingprogramma om de transportcapaciteit te verhogen tot 2635 MVA. Na de noodzakelijke opwaardering resteren op termijn (na 2025) nog n-1 knelpunten op de verbindingen Ens – Lelystad, Diemen – Lelystad en Geertruidenberg – Krimpen. De oplossingsrichtingen voor deze knelpunten zijn nu onderwerp van nadere studie.

4.1.4.3 Overzicht gesignaleerde transportknelpunten

In tabel 4.1 is per verbinding en netkoppeling aangegeven welk knelpunt er gesignaleerd is. De tabel geeft een overzicht van de knelpunten gesignaleerd in zowel het Referentiescenario als het scenario Richting Duurzame Transitie.

4.1.5 Stations: knelpunten en maatregelen

Naast de vermogensstroomanalyses is voor de 380 kV- en de 220 kV-stations ook het railcriterium en de kortsluitvastheid getoetst. In de tabellen 4.2 en 4.3 is een overzicht gegeven van de gesignaleerde knelpunten op stations.

4.1.5.1 Railcriterium

Het railcriterium omvat de toetsing van een drietal eisen waaraan het elektriciteitssysteem moet voldoen tijdens een enkelvoudige storing op een rail met een spanning van 220 kV of hoger, bij onderhoud aan de andere rail. Bovenstaande situatie mag

²⁰ Eerder is onderzocht wat de impact is van verschillende klimaatjaren op het ontstaan van knelpunten. De conclusie daarvan is, dat de ernst van knelpunten kan verschillen per gehanteerd klimaatjaar, maar dat er geen knelpunten over het hoofd worden gezien door slechts één klimaatjaar te hanteren.

Tabel 4.1

Knelpunten op verbindingen en transformatoren in het 220/380 kV-net					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico			Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
	2020	2025	2030		
380 kV-verbindingen					
Meeden - Eemshaven	n-1	-	-		Bestaand
Eemshaven Oudeschip - Eemshaven	n-1	-	n-1	10 - 100*	Bestaand, nieuw
Meeden - Zwolle	n-2	-	-		Bestaand
Ens - Zwolle	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Lelystad - Ens	n-1	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand, nieuw
Diemen - Lelystad	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand, nieuw
Geertruidenberg - Krimpen	n-1	n-1	n-0	1 - 10	Bestaand, nieuw
Geertruidenberg - Eindhoven	-	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Eindhoven - Maasbracht	-	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand
Geertruidenberg - Rilland	n-1	n-2	n-2	1 - 10**	Bestaand
Dodewaard - Doetinchem	n-2	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
220 kV-verbindingen					
Vierverlaten - Eemshaven	n-2	-	-		Bestaand
Robbenplaat - Eemshaven	n-1	-	-		Bestaand
Vierverlaten - Robbenplaat	n-2	-	-	10 - 100*	Bestaand
Weierd - Robbenplaat	n-2	-	-		Bestaand
Meeden - Weierd	n-2	-	-		Bestaand
Transformatoren 380/220 kV					
station Eemshaven	n-1	-	-	10 - 100*	Bestaand
station Meeden	n-2	n-2	n-2		Bestaand, nieuw
station Ens	n-2	n-2	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

* Voor de 380 kV-verbindingen Meeden-Eemshaven, Eemshaven – Oudeschip – Eemshaven, Meeden – Zwolle, alle genoemde 220 kV-verbindingen en de stations Eemshaven en Meeden is één risicobeoordeling opgesteld

** Dit betreft dezelfde risicobeoordeling als voor de verbindingen in Zeeland in Tabel 7.1

(samengevat) niet leiden tot een onderbreking van transport van meer dan 1.500 MW invoedend vermogen, een cascade van transportonderbrekingen of een onderbreking van afname van 1.000 MW langer dan twee uur.

De stations waar meer dan 1.500 MW aan opgesteld productievermogen is aangesloten (Eemshaven-Oudeschip en Maasvlakte) zijn uitgevoerd met een 3/2-, respectievelijk 4/3-schakelaarconfiguratie. Deze configuratie voorkomt verlies van al het

invoedend vermogen bij uitval van beide rails omdat een deel altijd nog via een circuit naar het aanliggende station in bedrijf blijft. Ook op het 380 kV-station Borssele is in de toekomst naar verwachting meer dan 1.500 MW aan productie aangesloten. Om aan het railcriterium te kunnen voldoen, wordt het station uitgerust met een langkoppeling in het railsysteem zodat onderhoud per railsectie uitgevoerd kan worden of het station geheel gesplitst kan worden.

Tabel 4.2

Knelpunten op verbindingen na toetsing op het railcriterium in het 220/380 kV-net			
Uitval van twee rails op station	Gesignaleerd knelpunt op	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Station Meeden (220 kV)	Eemshaven transformator 380/220 kV	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Robbenplaat (220 kV)	Vierverlaten - Eemshaven 220 kV	0,1 - 1	Nieuw
	Meeden transformator 380/220 kV		
Station Diemen (380 kV)	Geertruidenberg - Krimpen 380 kV	0,01 - 0,1	Nieuw
	Eindhoven - Maasbracht 380 kV		
	Verlies van meer dan 1.000 MW belasting	1 - 10*	Bestaand
Station Ens (380 kV)	Geertruidenberg - Krimpen 380 kV	0,1 - 1	Nieuw
	Eindhoven - Maasbracht 380 kV		
Station Geertruidenberg (380 kV)	Diemen - Lelystad 380 kV	0,1 - 1	Nieuw
	Ens - Zwolle 380 kV		
	Hengelo - Zwolle 380 kV		
Station Krimpen (380 kV)	Diemen - Lelystad 380 kV	0,1 - 1	Nieuw
	Oostzaan - Diemen 380 kV		
	Beverwijk - Oostzaan 380 kV		
	Ens - Zwolle 380 kV		
	Hengelo - Zwolle 380 kV		
	Bleiswijk - Vijfhuizen 380 kV		
	Verlies van meer dan 1.000 MW belasting	1-10	Bestaand
Station Lelystad (380 kV)	Geertruidenberg - Krimpen 380 kV	0,1 - 1	Nieuw
	Eindhoven - Maasbracht 380 kV		
Station Maasbracht (380 kV)	Verlies van meer dan 1.000 MW belasting	1 - 10*	Bestaand
Station Zwolle (380 kV)	Eemshaven transformator 380/220 kV	0,1 - 1	Nieuw
	Ens transformator 380/220 kV		
	Geertruidenberg - Krimpen 380 kV		

* Deze scores worden in de desbetreffende 150 kV-regio meegenomen

De toetsing op een mogelijke cascade van transportonderbrekingen is uitgevoerd door een uitvalanalyse van alle dubbelrail 220 kV- en 380 kV-stations te doen en de daar uitvloegende knelpunten op 220 kV- en 380 kV-verbindingen te beschouwen. Deze analyse is voor alle steekjaren en beide scenario's gedaan voor alle uren van het jaar, zoals kort toegelicht in paragraaf 4.1.2. Tot slot is bij de analyses van de 150 kV- en 110 kV-netten getoetst of uitval van twee rails in een station

van het 380- of 220 kV-net leidt tot een onderbreking groter dan 1.000 MW. Op basis van het voorgaande zijn de bij de analyse gesignaleerde knelpunten weergegeven in tabel 4.2.

De 220 kV-knelpunten uit tabel 4.2 worden opgelost door de realisatie van de eerste fase van project Noord-West 380 kV. De 380 kV-knelpunten worden opgelost door de opwaardering van de transportcapaciteit van 380 kV-verbindingen in de landelijke

Tabel 4.3

Gesignaleerde knelpunten op 220/380 kV-stations					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2020	2025	2030	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Station Diemen	-	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Geertruidenberg	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Krimpen	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Maasbracht	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

ring naar 2.635 MVA, behalve voor station Krimpen en Maasbracht.

Op station Krimpen ontstaat vanaf 2030, bij uitval van beide rails, een knelpunt waarbij opwaardering van de transportcapaciteit van verbindingen niet meer toereikend is. Om dit knelpunt op te lossen zou het station Krimpen uitgerust moeten worden met een derde rail. Dit vergt echter een ingrijpende ombouw van het station en hoeft, conform het toetsingskader, pas overwogen te worden zodra een substantiële renovatie van de primaire installatie nodig is.

Het 380 kV-station Maasbracht is ook aan te merken als een knelpunt, uitval van twee rails in dit station kan leiden tot een onderbreking van een belasting groter dan 1.000 MW. Omdat dit station een belangrijke schakel is voor de interconnectie met Duitsland en België, er een kortsluitknelpunt is en twee transformatoren aan het einde van hun levensduur zijn, is het voornemen op korte termijn het station volledig te vernieuwen. Bij deze nieuwbouw zal de keuze voor een drierail-station leidend zijn bij het ontwerp zodat voldaan wordt aan het railcriterium.

4.1.5.2 Kortsluitvastheid

Voor de analyse van de kortsluitvastheid geldt dat kortsluitknelpunten voornamelijk ontstaan ten gevolge van grote netuitbreidingen. Daarom is voor latere steekjaren de impact van de realisatie van de verbinding Rilland – Tilburg (project Zuid-West 380 kV – Oost; opname in het model vanaf steekjaar 2025), de realisatie van het derde en vierde circuit tussen Vierverlaten en Eemshaven – Oudeschip en het realiseren van nieuwe 380 kV verbinding tussen Vierverlaten en de landelijke ring bij Ens (onderdelen van project Noord-West 380 kV; opname in het model vanaf steekjaar 2030), die voor de vermogensstroomberekeningen niet in het netmodel zijn

opgenomen, nu wel stapsgewijs onderzocht. In tabel 4.3 zijn de resultaten weergegeven.

Voor aanvang van de berekening hebben de omringende buitenlandse TSO's op verzoek een opgave gedaan van het kortsluitvermogen dat invoedt op het Nederlandse net. Gebleken is dat met name de opgegeven bijdrage uit het noorden van Duitsland lager en die uit België hoger is dan in voorgaande jaren.

380 kV-station Diemen

Op dit station staan nog enkele componenten in het veld van de condensatorbank die een lagere kortsluitvastheid hebben dan de rail. Bij een eerstvolgende onderhoudscyclus zullen deze componenten vervangen moeten worden door componenten met een hogere kortsluitvastheid.

380 kV-station Geertruidenberg

Op het station Geertruidenberg wordt de kortsluitvastheid van het railsysteem overschreden. De oplosingsrichting hiervoor is het versterken en verzwaren van het railsysteem. Zodra hiervoor een project geïnitieerd wordt, zal ook onderzocht worden of de dubbelrailconfiguratie vervangen moet worden voor een drie-railconfiguratie. Op basis van een nog uit te voeren analyse zullen alle oplossingsalternatieven, waaronder beheersing middels operationele maatregelen, worden afgewogen.

380 kV-station Krimpen

Op het station Krimpen wordt de kortsluitvastheid van het railsysteem overschreden. De oplossing hiervoor, versterking en verzwaring van het railsysteem, is een fors renovatieproject waarbij ook onderzocht moet worden hoe de dubbelrailconfiguratie vervangen kan worden voor een drie-

railconfiguratie, zodat tegelijkertijd het railcriterium-knelpunt opgelost wordt. Op basis van een nog uit te voeren analyse zullen alle oplossingsalternatieven, waaronder beheersing middels operationele maatregelen, worden afgewogen.

380 kV-station Maasbracht

Er is een overschrijding van de driefasen-kortsluitvastheid geconstateerd voor het 380 kV-station Maasbracht vanaf het eerste steekjaar, zowel van de ontwerpwaarde van het railsysteem als van het onderbrekingsvermogen van de vermogensschakelaars. Hiervoor is, mede gebaseerd door de bevindingen uit de railcriteriumanalyse, inmiddels een project in voorbereiding om de huidige stationsinstallatie geheel te vervangen door een nieuwe installatie met een drie-railconfiguratie.

4.1.6 Transportcapaciteit na de zichtperiode

Zoals in paragraaf 4.1.2 genoemd zijn aanvullende analyses uitgevoerd met als doel een doorkijk te geven voorbij de huidige zichtperiode 2018-2027. Het betreft analyses uitgevoerd voor de steekjaren 2030 en 2035. Hierin is enerzijds het effect van een aantal toekomstige netaanpassingen onderzocht, en anderzijds het effect van een sterke groei van duurzaam opgewekt vermogen in Nederland.

4.1.6.1 Zuid-West 380 kV

Het project Zuid-West 380 kV draagt bij aan het in stand houden van de leveringszekerheid in Nederland door de realisatie van een nieuwe 380 kV-verbinding tussen het 380 kV-station Borssele en de landelijke ring bij Tilburg. De realisatie van dit project valt enerzijds samen met de aansluiting van de offshore windparken voor de Nederlandse kust bij Borssele, anderzijds met de netversterking tussen Nederland en België. De invoeging van het nieuwe 380 kV-station Rilland in deze verbinding maakt dit laatste mogelijk, waarmee het project Zuid-West 380 kV in twee delen gebouwd wordt (west en oost). Naast de strategische noodzaak van een nieuwe verbinding tussen Borssele en de landelijke ring is geverifieerd of de verbinding Rilland – Tilburg (project ZuidWest 380 kV-Oost) inderdaad de in dit KCD gesignaleerde knelpunten uit geanalyseerde scenario's oplost. Hiertoe zijn, specifiek gericht op

dit netdeel, meerdere aanvullende netanalyses uitgevoerd. Er is onderzocht wat het effect is van het openen van de 150 kV-netkoppeling tussen Zeeland en Noord-Brabant, de groei van duurzaam opgewekt vermogen in Zeeland en een toename van het offshore windvermogen aangesloten in Borssele (additioneel aan het vermogen uit de eerste twee kavelbesluiten).

Door sterke toename in Zeeland van windenergie op land en de realisatie van nieuwe zonneparken, in combinatie met de reeds bestaande hoeveelheid decentrale- en conventionele productie, ontstaan meerdere knelpunten in het 150 kV-net in Zeeland en Noord-Brabant. Deze knelpunten worden vrijwel allemaal opgelost door de 150 kV-koppeling tussen Zeeland en Noord-Brabant te openen als onderdeel van het project Zuid-West 380 kV-Oost. Met de ont koppeling wordt bereikt dat de in Zeeland opgewekte energie via het daarvoor geëigende 380 kV-net afgevoerd wordt naar de landelijke 380 kV-ring. Dit betekent echter een verdere toename van transport op de verbinding Rilland – Geertruidenberg, dat bij import van vermogen uit België, een flessenhals in de transportcapaciteit vormt. De verbinding Rilland – Tilburg realiseert de noodzakelijke afvoercapaciteit naar de landelijke 380 kV-ring. De nieuwe verbinding wordt in Tilburg aangesloten op de landelijke ring. Zo ontstaat een geografische spreiding van de hoogspanningsverbindingen vanuit Rilland waarmee een ringvormig robuust netwerk gebouwd wordt, dat bijdraagt aan een hoge leveringszekerheid²¹.

In de aanvullende analyses is tevens getoetst in welke mate het 380 kV-net in zuidwest Nederland de aansluiting van offshore windvermogen na de eerste twee kavels uit het Energieakkoord, kan faciliteren. Op basis van dit scenario wordt geconcludeerd dat na de completering van project Zuid-West 380 kV er transportruimte ontstaat om tenminste twee GigaWatt additioneel offshore windvermogen te kunnen aansluiten.

4.1.6.2 Beter Benutten Bestaande 380 kV

Een tweede project waarvan de nut en noodzaak getoetst is, het programma Beter Benutten Bestaande 380 kV, betreft de opwaardering van een

²¹ Van aansluiting op de locatie Geertruidenberg is afgezien, omdat dit leidt tot nieuwe knelpunten met betrekking tot overschrijding van het kortsluitvastheid van zowel het 380 kV- als het 150 kV-station. Met de aansluiting in Tilburg wordt een nieuw kortsluitknelpunt voorkomen en ontstaat tegelijkertijd de mogelijkheid tot de noodzakelijke versterking van het 150 kV-net in Noord-Brabant met een extra voedingspunt.

aantal verbindingen in de landelijke 380 kV-ring, te weten:

- Ens – Zwolle
- Lelystad – Ens
- Diemen – Lelystad
- Geertruidenberg – Krimpen
- Eindhoven – Maasbracht
- Zwolle – Hengelo

Zoals in paragraaf 4.1.3.1 is aangegeven is, uitgezonderd voor de verbinding Zwolle – Hengelo, de maximale opwaardering van de transportcapaciteit voor deze verbindingen tenminste noodzakelijk. Na de noodzakelijke opwaardering resteren vanaf 2025 nog n-1 knelpunten op de verbindingen Ens – Lelystad, Diemen – Lelystad en Geertruidenberg – Krimpen. Zoals hiervoor aangegeven wordt momenteel bestudeerd wat de meest effectieve oplossingsrichtingen hiervoor zijn. Voor de verbinding Zwolle – Hengelo geldt dat momenteel de opwaardering door de introductie van 'Dynamic Line Rating' van 1.645 MVA naar 1.975 MVA voldoende lijkt. De opwaardering naar 2.635 MVA wordt daarom voorlopig nog niet uitgevoerd. De ontwikkelingen zullen nauwlettend gevolgd blijven worden, zodat bij een toenemende behoefte aan transportcapaciteit uitvoering van dit project alsnog gerealiseerd kan worden.

4.1.6.3 Groei van duurzaam opgewekt vermogen

Met de analyse van een tweetal toekomstscenario's is onderzocht of het hoogspanningsnet de voorziene groei van duurzame energie kan faciliteren. Hiervoor zijn twee invalshoeken leidend geweest. Een waarbij de nadruk ligt op de groei van grootschalig centraal opgesteld offshore wind en een waarbij decentraal opgesteld zon-PV vermogen op land de sterkste groei doormaakt.

In het eerste scenario, genoemd Centrale Klimaatactie, is verondersteld dat uiteindelijk 17 GW centraal opgesteld offshore windvermogen aangesloten wordt op 380 kV-stations aan de kust zoals ook benoemd in het SEVIII, namelijk Maasvlakte en Beverwijk, uitgebreid met de locatie Eemshaven. Het vermogen is zodanig verdeeld dat op elk van de drie stations circa 5 GW is aangesloten.

De analyses tonen dat deze configuratie tot significante transportknelpunten leidt in het netwerk, met name op de verbindingen aangesloten op de genoemde kustlocaties. De oplossingsrichting

hiervoor is driedelig: (1) waar mogelijk verzwaren van verbindingen, (2) uitbreiden van de transportcapaciteit en (3) het verder landinwaarts aansluiten van een deel van het offshore windvermogen.

Het tweede scenario, Decentrale Klimaatactie, veronderstelt dat het zon-PV-vermogen groeit tot maximaal 30 GW. Een groot deel van dit vermogen zal verspreid over Nederland opgesteld staan en aangesloten zijn op het laagspanningsnet. De geproduceerde elektriciteit is dan direct verdisconteerd in de landelijke belasting. Het resterende deel van dit vermogen zal geconcentreerd opgesteld staan in zonneparken, verdeeld over Nederland, en aangesloten worden op de 110 kV- en 150 kV-stations. Om een inschatting te maken van de grootte van het vermogen per station is een verdeelsleutel opgesteld, o.a. gebaseerd op beschikbare (landbouw)gebieden en grondprijzen. Dit leidt ertoe dat een relatief groot deel van deze zon-PV-parken opgesteld staat in de noordelijke provincies van Nederland.

Omdat per saldo de landelijke belasting overdag afneemt, wordt het overschot van vermogen via het hoogspanningsnet over langere afstanden getransporteerd. Geconstateerd is dat dit leidt tot significante knelpunten op verbindingen in de landelijke ring, te weten Geertruidenberg – Krimpen en Diemen – Lelystad – Ens. De reeds geplande opwaardering van de transportcapaciteit van deze verbindingen biedt niet voldoende soelaas. Nadere studie naar de hoeveelheid en locatie van opgesteld zon-PV vermogen dat het landelijke net, in combinatie met de voorziene groei van windvermogen, kan faciliteren is noodzakelijk.

4.1.6.4 Noord-West 380 kV - fase 2

De realisatie van de eerste fase van het project Noord-West 380 kV, een nieuwe 380 kV-verbinding tussen Eemshaven-Oudeschip en Vierverlaten waarbij de bestaande 220 kV-verbinding Vierverlaten – Robbenplaat/Eemshaven geamoveerd wordt, is noodzakelijk om reeds bestaande knelpunten in het netwerk in deze regio op te lossen. Dit is ook bevestigd met de analyse van het Referentie-scenario, zie paragraaf 4.1.3.1. Bij de uitvoeringsvorm van de eerste fase van dit project wordt rekening gehouden met toekomstige ontwikkelingen. Concreet betekent dit dat voor de nieuwe 380 kV-verbinding tussen Vierverlaten en Eemshaven-Oudeschip geldt dat de masten en funderingen direct

worden gerealiseerd uitgaande van de eindsituatie (vier circuits van 2.635 MVA), maar er tijdelijk minder geleiders (twee circuits) in worden gehangen. Op deze wijze wordt het hoogspanningsnet op dit traject betrouwbaar, robuust en toekomstvast uitgelegd.

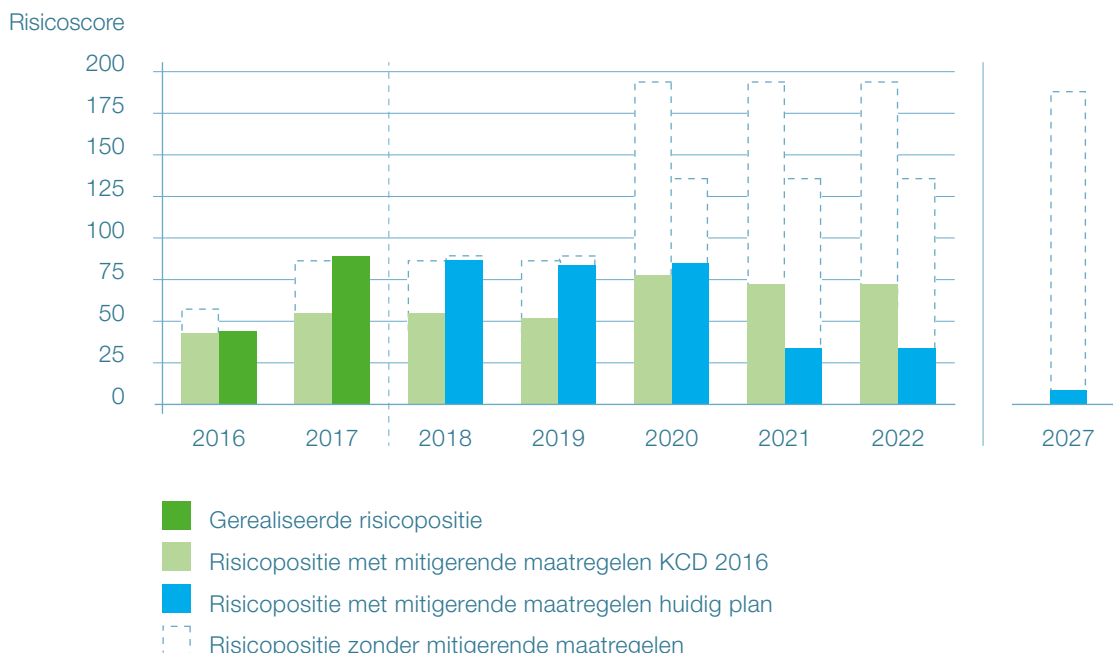
De behoefte naar meer transportcapaciteit is o.a. te verwachten vanuit de verdergaande transitie naar hernieuwbare energie, zoals beschreven in hoofdstuk 3. De recent gepubliceerde visie van de stad en provincie Groningen over de energietransitie sluit hier ook bij aan. Daarnaast wordt verkend of Duitse offshore windparken kunnen worden aangesloten op het hoogspanningsnet in de Eemshaven.

Ontwikkelingen zoals deze geven aanleiding om de transportcapaciteit van het station Eemshaven-Oudeschip naar de landelijke ring verder uit te breiden door het toevoegen van het derde en vierde circuit op de 380 kV-verbinding tussen Vierverlaten en Eemshaven-Oudeschip en het realiseren van een nieuwe dubbelcircuit 380 kV-verbinding tussen Vierverlaten en de landelijke ring bij Ens. Dan kunnen bovengenoemde ontwikkelingen op een efficiënte manier aangesloten worden op de stations in de

regio Eemshaven en kan de elektriciteit verder getransporteerd worden.

4.2 Algehele staat van het net

Tabel 4.3 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten in het landelijke net en de bijbehorende risico-inschattingen, zoals deze in de voorafgaande paragrafen zijn beschreven. Dit betreft knelpunten die een risiconiveau van Medium of hoger hebben op één of meerdere van de bedrijfswaarden van TenneT, nu of in de toekomst. Een uitzondering wordt gemaakt voor de bedrijfswaarde Compliance. Voor de knelpunten die lager dan Medium scoren op de bedrijfswaarde Compliance²² dient eveneens een (operationele) oplossing te worden aangedragen. Op basis van huidige inzichten leidt de ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in het landelijke 220/380 kV-net tot een dalend risicoprofiel, afgezien van 2020 wanneer knelpunten in het eerste steekjaar zichtbaar worden (Figuur 4.2). Zoals aangegeven in paragraaf 2.4.5 zullen in de toekomst naar verwachting nieuwe knelpunten worden



Figuur 4.2 Ontwikkeling van de risicopositie, zonder en met mitigerende maatregelen (exclusief prognoses)

²² Gerelateerd aan n-1 knelpunten en 100 MW/6h-uitloper knelpunten.

Tabel 4.4

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie 220/380 kV-netwerk							
Geïdentificeerd knelpunt op	Risico	Risico-categ.	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN	Fase
Meeden - Eemshaven Meeden - Zwolle Vierverlaten - Eemshaven Robbenplaat - Eemshaven Vierverlaten - Robbenplaat Weiwerd - Robbenplaat Meeden - Weiwerd Station Eemshaven Station Meeden Eemshaven Oudeschip - Eemshaven	n-1 / n-2	10 - 100	2015	Bestaand	Noord-West 380 kV (fase 1)	2021	Realisatie
Eemshaven Oudeschip - Eemshaven	n-1	0,1 - 1	2030	Nieuw	Noord-West 380 kV (fase 2)	-	-
Ens - Zwolle	n-1	10 - 100	2020	Bestaand	Opwaarderen verbinding (3 kA) en Beter Benutten (4 kA)	2023	(Pre)-realisatie
Lelystad - Ens	n-1	1 - 10	2017	Bestaand	Beter benutten (4kA)	2018	Realisatie
	n-1	1 - 10	2020	Nieuw	Oplossingsrichtingen worden bestudeerd	-	-
Diemen - Lelystad	n-1	10 - 100	2016	Bestaand	Beter benutten (4kA)	2020	Realisatie
	n-1	0,1 - 1	2025	Nieuw	Oplossingsrichtingen worden bestudeerd	-	-
Geertruidenberg - Krimpen	n-1	1 - 10	2010	Bestaand	Beter benutten (4kA)	2021	Pre-realisatie
	n-1	1 - 10	2025	Nieuw	Oplossingsrichtingen worden bestudeerd	-	-
Krimpen - Oostzaan - Diemen	n-1	0,1 - 1	2017	Bestaand	Inlussen verbinding Krimpen - Oostzaan op station Diemen	2019	Realisatie
Geertruidenberg - Eindhoven	n-2	0,01 - 0,1	2025	Bestaand	Opwaarderen verbinding (3kA)	2025	Pre-realisatie
Eindhoven - Maasbracht	n-1	1 - 10	2025	Bestaand	Beter benutten (4kA)	2024	Pre-realisatie
Geertruidenberg - Rilland	n-1	1 - 10	2011	Bestaand	Zuid West 380 kV Oost* en opwaarderen verbinding Borssele - Geertruidenberg	2025	(Pre)-realisatie
Dodewaard - Doetinchem	n-1	0,1 - 1	2025	Bestaand	Opwaarderen verbinding (3kA)	2020	Pre-realisatie
Station Ens	n-1	0,01 - 0,1	2025	Bestaand	Opwaarderen transformatorcapaciteit	2031	Pre-realisatie
Station Maasbracht	l _k	0,1 - 1	2013	Bestaand	Splitsing station en verzwaren componenten	2024	Pre-realisatie
Station Borssele	r	10 - 100	2020	Nieuw	Uitbreiding rail Borssele	2020	Realisatie
Station Robbenplaat	r	0,1-1	2020	Nieuw	Noord West 380 kV fase 1	2021	Realisatie
Station Diemen	r	0,01 - 0,1	2025	Nieuw	Opwaarderen verbindingen Geertruidenberg - Krimpen en Eindhoven - Maasbracht (Beter Benutten)	2024	Pre-realisatie
Station Ens	r	0,1 - 1	2030	Nieuw			
Station Lelystad	r	0,1 - 1	2030	Nieuw			
Station Krimpen	r	1 - 10	2008	Bestaand	Randstad 380 kV Noordring	2019	Realisatie
		0,1 - 1	2020	Nieuw	Opwaarderen verbindingen Diemen - Lelystad, Ens - Zwolle (Beter Benutten) en Hengelo - Zwolle	2023	(Pre)-realisatie
Station Geertruidenberg	r	0,1 - 1	2020	Nieuw	Noord-West 380 kV fase 1 en opwaarderen verbinding Geertruidenberg - Krimpen (Beter Benutten) en transformatorcapaciteit station Ens	2031	(Pre)-realisatie
Station Zwolle	r	0,1 - 1	2020	Nieuw			

* Voor dit project is het project Ombouw aarding Zuid-Nederland noodzakelijk

geïdentificeerd. De prognoses die hiervoor worden gemaakt op landelijk niveau (zie paragraaf 1.2) worden vanwege hun inherente onzekerheid echter niet gesplitst naar de regio's en zijn daarom ook niet in Figuur 4.2 opgenomen.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in het landelijke 220/380 kV-net laat tot en met 2020 een stijging zien ten opzichte van het KCD 2016. Vanaf 2021 is het risicoprofiel lager dan in het vorige KCD. Het in 2016 gerealiseerde risiconiveau is in lijn met de verwachting in het KCD 2016, maar in 2017 ligt het gerealiseerde risiconiveau significant hoger dan verwacht, met name door een gestegen risico van de bestaande knelpunten in Noord Nederland door het niet kunnen afvoeren van productie en het niet voldoen aan het n-1 criterium op de verbinding Diemen – Lelystad. Deze stijging werkt ook door in de jaren daarna tot 2020. De veranderingen die de stijging van 2018 tot en met 2020 en de daling in de jaren daarna verklaren zijn door een aantal verschillende factoren te verklaren die hierna worden beschreven.

Veranderingen in de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde capaciteitsknelpunten

De stijging van het risicoprofiel tot en met 2020 komt grotendeels voor rekening van de eerder genoemde hogere risico-inschatting van de knelpunten in Noord Nederland en het n-1 knelpunt op de verbinding Diemen – Lelystad. Op de verbinding Ens – Zwolle is het moment waarop voorzien wordt dat het risico kan optreden naar achteren geschoven, maar het risico wordt dan wel hoger ingeschat dan in het vorige KCD, wat voor een stijging zorgt vanaf 2020 tot de inbedrijfname van het project in 2023. Vanaf 2020 is echter ook een andere tendens zichtbaar, waarin de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten lager wordt ingeschat. Dit betreft onder andere het knelpunt met betrekking tot het afvoeren van productievermogen in Zeeland, dat vanaf 2020 naar beneden is bijgesteld. Daarnaast wordt het bestaande knelpunt op Krimpen – Geertruidenberg op basis van nieuwe inzichten de komende jaren lager ingeschat dan in het KCD 2016, met pas een stijging naar een hoger niveau na de voorziene inbedrijfname van het project in 2021. Het knelpunt op verbinding Hengelo – Zwolle waarvan in het vorige KCD werd gemeld dat deze later actueel zou worden is nu geheel verdwenen.

Veranderde mitigatiedatum van eerder geïdentificeerde capaciteitsknelpunten

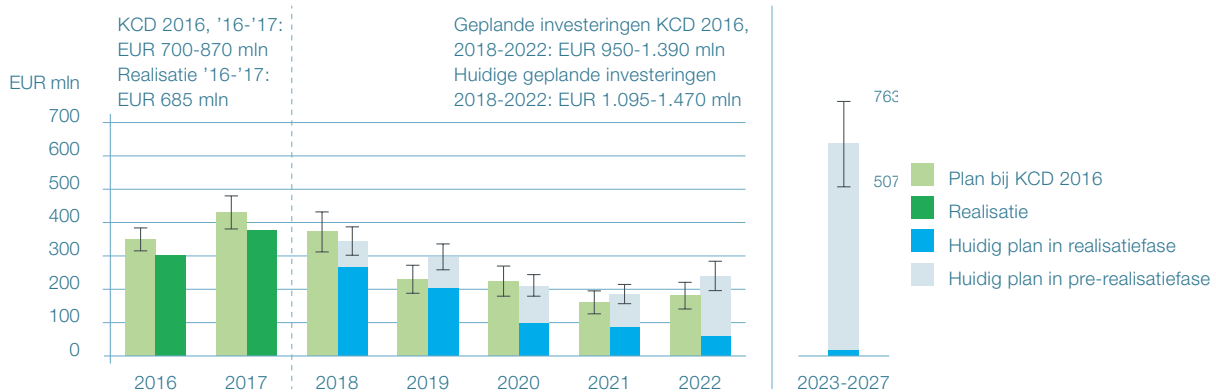
Afgezien van 2020 hebben veranderingen in de inbedrijfname datum van de mitigerende maatregelen in alle jaren een verlagend effect op het risicoprofiel. De stijging in 2020 wordt veroorzaakt door de latere oplevering van het cluster Noord West 380 kV fase 1, waardoor de knelpunten in Noord Nederland langer blijven staan. In 2021 en 2022 is een daling zichtbaar door een snellere mitigatie van het n-1 knelpunt op Krimpen – Geertruidenberg. De snellere mitigatie van het n-1 knelpunt op de verbinding Ens – Zwolle zorgt voor een daling in 2023 en 2024. In 2025 wordt een daling veroorzaakt door snellere mitigatie van het knelpunt op Eindhoven – Maasbracht.

Het effect van nieuw geïdentificeerde knelpunten op het risicoprofiel in de zichtperiode is beperkt. Dit betreft met name knelpunten die in het vorige KCD nog voorzien werden volledig gemitigeerd te worden door bestaande projecten zoals het Beter Benutten programma en Noord West 380 kV fase 1. In dit KCD blijkt dat de belasting op deze verbindingen mogelijk doorgroeit waardoor opnieuw knelpunten ontstaan. Dit betreft bijvoorbeeld Geertruidenberg – Krimpen, Lelystad – Ens, Eemshaven – Eemshaven Oudeschip en Diemen – Lelystad. In steekjaar 2030 stijgt het risico van de eerste twee genoemde knelpunten verder. Mogelijke oplossingsrichtingen van deze knelpunten worden nog bestudeerd.

4.3 Investerings algemeen

In het landelijke 220 kV en 380 kV-net zullen de investeringen in de periode 2018-2022 naar verwachting met 10% toenemen ten opzichte van het KCD 2016. Hiervoor zijn de volgende primaire redenen aan te wijzen:

- De Large Clusterprojecten 'Randstad 380 kV Noordring' en 'Noord-West 380 kV' zijn duurder geworden
- De voor 2017 geplande kosten van 'COBRACable' zijn naar 2018 en 2019 verschoven
- De projecten 'Meeden-Diele 380 kV, opwaarderen verbinding' en 'Maasbracht 380 kV, reconstructie station' worden duurder
- Er zijn drie nieuwe, niet risicogedreven, projecten aan het investeringsportfolio toegevoegd.



Figuur 4.3 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 380/220 kV

4.4 Investerings in Large Projects

Binnen de portfolio van TenneT heeft een aantal projecten een aparte status, en vormt de zogenoemde Large Clusters. Het betreft hier de realisatie van grootschalige, kapitaalintensieve uitbreidingen van het net, veelal nieuwe verbindingen, die vaak aangevuld zijn met projecten die net-technisch onlosmakelijk verbonden zijn met deze uitbreidingen. Meestal zijn deze clusters van projecten erop gericht om de belangrijkste knelpunten in het landelijke net op te lossen en aanpalende knelpunten op de onderliggende netten te adresseren. De projecten zijn van nationaal belang, één (n.l. Doetinchem – Wesel 380 kV) is zelfs van Europees belang en daardoor bestempeld als een Project of Common Interest (PCI). De Rijkscoördinatieregeling (RCR) speelt een belangrijke rol in het verloop van de Large Clusters. Deze regeling wordt in KCD deel I nader toegelicht. De verslaglegging over de Large Clusters is op een aantal vlakken ook anders dan de overige investeringsprojecten van TenneT. Dit wordt in paragraaf 4.4.1 besproken.

Op dit moment werkt TenneT aan projecten in vijf large clusters in verschillende stadia van ontwikkeling: Randstad 380 kV Noordring (RN380), Doetinchem-Wesel 380 kV (DW380), Noord-West 380 kV (NW380), Zuid-West 380 kV (ZW380) en Beter Benutten Bestaande 380 kV (BBB380). Het zesde cluster, te weten Noordoostpolder (NOP), is in bedrijf genomen.

Tabel 4.5 geeft een overzicht van de clusters, hun verwachte inbedrijfsname-datum (IBN) en de huidige raming van het project (zie paragraaf 4.4.1). Figuur 4.4 toont de geografische spreiding van de clusters. De paragrafen 4.4.2 tot 4.4.6 gaan in detail in op de noodzaak van deze clusters, hun planning en budget en de voortgang in de afgelopen twee jaar.

4.4.1 Verslaglegging

De verslaglegging over de Large Clusters in dit KCD kent een aantal bijzonderheden, die ingegeven zijn door de grootte van de projecten, hun belang en in het bijzonder hun status als RCR-projecten, waaraan de wetgever specifieke eisen stelt.

In overeenstemming met Artikel 41c lid 7a en b van de Elektriciteitswet betreft ACM de geschatte vermogenskosten van de RCR-investeringen bij het bepalen van de tariefinkomsten. In Deel IV: Vertrouwelijke bijlagen is een overzicht van RCR-investeringen ten behoeve van de vergoeding van de vermogenskosten opgenomen, dat als basis kan worden gebruikt voor deze schatting.

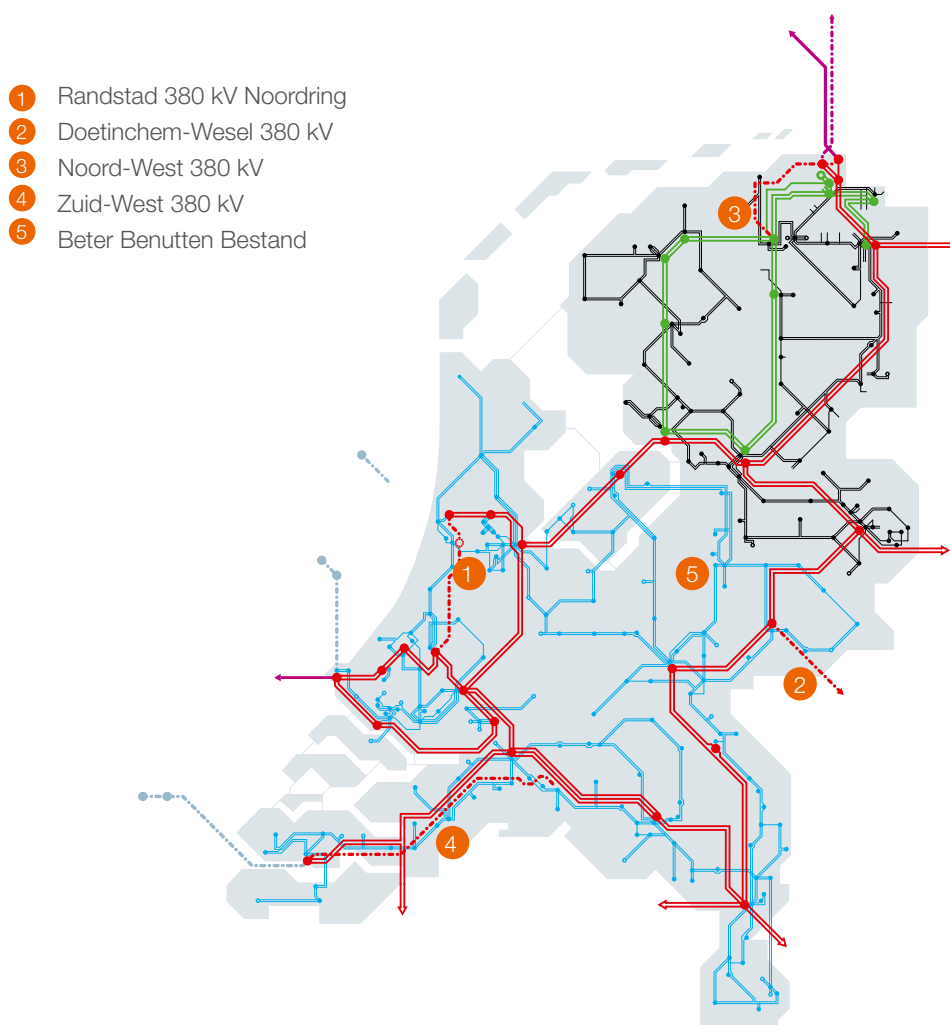
Noodzaak en alternatievenafweging

Bij RCR-projecten waarvoor een inpassingsplan (IP) wordt opgesteld bevat dit IP een uitgebreide motivering van nut en noodzaak van het project. Deze wordt ingegeven door de netanalyses en een aansluitende, uitgebreide studie naar de effectiviteit van de voorgestelde oplossingsrichting om de geïdentificeerde knelpunten te mitigeren. Het KCD

Tabel 4.5

Overzicht Large Clusters			
Cluster	Beschrijving	IBN	Projectverwachting [EUR mln] ¹
Randstad 380 kV Noordring	Creëren ringstructuur in het 380 kV-net in de noordelijke Randstad	Q1 2019	659
Doetinchem-Wesel 380 kV	Nieuwe 380 kV-interconnector met Duitsland	Q3 2018	169
Noord-West 380 kV	Verhogen transportcapaciteit t.b.v. afvoer van opgewekte vermogen uit de Eemshaven	Q4 2021	398
Zuid-West 380 kV	Verhogen transportcapaciteit t.b.v. afvoer van opgewekte vermogen uit regio Borssele	Q2 2025	1.156
Beter Benutten Bestaande 380 kV	Verhogen transportcapaciteit t.b.v. afvoer van opgewekt vermogen uit de Randstad en Noord-Nederland	2024	221

1) Bedragen zijn exclusief bouwrente van 1 april 2016 i.v.m. de wijziging van de Elektriciteitswet (T-0 vergoeding voor RCR projecten)



Figuur 4.4 Geografisch overzicht Large Clusters

bevat voor elk large cluster een beknopte samenvatting van die analyses. Het IP geeft daarnaast een afweging van de alternatieven voor de gekozen oplossing en ook hiervan is een beknopte samenvatting opgenomen. De large clusters RN380, DW380 en station Rilland uit de large cluster ZW380 zijn in realisatie en het IP is voor deze clusters al onherroepelijk. Er is dan ook geen alternatievenafweging bij deze clusters opgenomen. Voor de volledige toelichting op zowel nut en noodzaak als alternatievenafweging wordt verwezen naar de ontwerp-inpassingsplannen dan wel vastgestelde inpassingsplannen voor de verschillende projecten.

Voor de projecten binnen het programma Beter Benutten Bestaande 380 kV wordt geen IP opgesteld, omdat dit programma in beginsel binnen de bestaande planologische kaders wordt uitgevoerd. Daarom wordt volstaan met het toepassen van de vergunningenmodule van de RCR. Uitgangspunt is dat het beter benutten van het bestaande netwerk efficiënter is en minder omgevingsimpact heeft dan de aanleg van nieuwe verbindingen. Alternatievenafweging heeft dan ook vooral plaatsgevonden in de vorm van onderzoek naar de manier waarop de opwaardering zo efficiënt mogelijk en met de minst mogelijke omgevings-impact kan plaatsvinden.

Budgetopbouw

Het budget van de Large Clusters is opgebouwd uit vier onderdelen:

- **Investeringskosten.** Dit is de raming voor met name de grondkosten – voor het verwerven van grond, het treffen van infrastructurele voorzieningen en het geschikt maken van de grond om erop te kunnen bouwen, bouwkosten – voor de fysieke realisatie – en bijkomende kosten, die betrekking hebben op voorbereiding en begeleiding zoals projectmanagementkosten, ontwerp- en onderzoekskosten, kosten voor zakelijk recht overeenkomsten (ZRO's), financieringslasten, kosten gerelateerd aan amoveringen/aanpassingen van de bestaande infrastructuur en verzekeringen.
- **Risicobudget.** Alle projecten voeren risicoanalyses uit, waarbij alle risico's voor het project worden

geïdentificeerd en gekwantificeerd. Op basis hiervan wordt in het projectbudget een reservering gemaakt voor deze geïdentificeerde risico's. Op deze reservering kan door de projectmanager alleen met goedkeuring van de zogeheten Project Steering Group (PSG) van TenneT een beroep worden gedaan.

- **Project Contingency.** Indien zich gedurende het project afwijkingen voordoen zoals bijvoorbeeld aanbestedingsresultaten en het niet of anders effectief worden van geïdentificeerde risico's, dan worden de beschikbaar gekomen middelen onttrokken aan het projectbudget (investeringskosten en risicobudget) en gereserveerd voor onvoorziene kosten. Als algemene richtlijn geldt dat de hoogte van deze project contingency varieert tussen de 0-5% afhankelijk van de aard van het project. Op deze reservering kan alleen met goedkeuring van de PSG een beroep worden gedaan. Het bedrag staat dus niet vrijelijk ter beschikking van het project.
- **General Contingency:** Naast de Project Contingency is er een general contingency voor onvoorziene kosten. De hoogte van deze reservering bedraagt 10%. Op deze reservering kan alleen met goedkeuring van de Executive Board van TenneT een beroep worden gedaan.

Samen vormen de investeringskosten en het risicobudget het zogeheten projectbudget. In de verdere behandeling van de large clusters in dit hoofdstuk wordt enkel de ontwikkeling van dit projectbudget meegenomen. In specifieke gevallen kan het voorkomen dat een historische budget-opgave ook contingency bevatte. Dit wordt in de behandeling expliciet aangegeven.

Bouwrente (financieringslasten)

De financiering van de Large Cluster projecten brengt kosten met zich mee die ten laste komen aan het project, de zogenoemde bouwrente. TenneT maakt voor RCR -projecten aanspraak op vergoeding in de tarieven van vermogenskosten voor nog niet in gebruik genomen investeringen. Dit houdt in dat de vermogenskosten voor nog niet in gebruik genomen investeringen in hetzelfde jaar in de tarieven mogen worden verwerkt. Hiermee vervallen

de financieringslasten met ingang van 1 april 2016. In de getoonde verwachtingswaarden voor de large clusters, is rekening gehouden met het vervallen van deze financieringslasten vanaf 1 april 2016. Deze verwachtingswaarden worden vergeleken met de verwachtingswaarden uit het KCD 2016 exclusief bouwrente.

Kosten na inbedrijfname

Bij alle large clusters lopen de verwachte kostenverdelingen langer door dan de verwachte IBN-data. Dit komt doordat onder andere amoveringen en schadeafhandelingen wel deel uitmaken van de kostenverdelingen, maar geen invloed hebben op de IBN van de verbinding (en daarmee de activering van de investeringskosten).

Verwachtingswaarde

De onzekerheden en risico's voor elk cluster hebben, als vermeld, een mogelijk effect op de hoogte van de investeringen, die wordt gekwantificeerd in het risicobudget en de contingency. De risico's hebben echter ook een uitwerking op de doorlooptijd van de projecten en daarmee op de geplande inbedrijfname van de investering. Voor elk cluster zijn deze effecten verdisconteerd in een verwachtingswaarde.

De verwachtingswaarde is gebaseerd op de planning waarop door TenneT wordt gestuurd en die als haalbaar wordt gezien. Daarin zijn de risico's en haar effecten in de tijd gezet waarbij op basis van eerdere ervaringen een inschatting is gemaakt van de realistische vertraging die als gevolg van de risico's kan optreden. Hierbij worden showstoppers als vernietiging van een IP na uitspraak van de Raad van State (die bijv. kunnen leiden tot een geheel nieuw project) of force majeure buiten beschouwing gelaten. Voor elk cluster wordt toegelicht welke risico's aanleiding geven tot de aangenomen vertraging.

4.4.2 Cluster Randstad 380 kV Noordring

De zorgen over de kwetsbaarheid van de stroomvoorziening in de Randstad zijn toegenomen, mede door het beperkte aantal en de capaciteit van aansluitpunten van het 150 kV-net op het landelijke 380 kV-net. Bij uitblijven van netinvesteringen zullen op termijn in de Randstad de volgende problemen ontstaan:

- in perioden met een grote vraag naar elektriciteit vanuit het 150 kV-net kan TenneT niet meer volledig aan die vraag voldoen
- de bedrijfszekerheid van het 150 kV-net neemt af ten gevolge van veroudering in combinatie met

een zwaardere belasting (hoge vraag)

- in perioden van weinig vraag in de Randstad zal het voor producenten steeds moeilijker worden om stroom te transporteren naar gebieden buiten de Randstad. TenneT kan genoodzaakt zijn productie en import te beperken om overbelasting van het net te voorkomen. Dit is strijdig met haar faciliterende rol
- de kans op grootschalige stroomuitval in de Randstad wordt groter
- de afvoercapaciteit vanuit Beverwijk is beperkt door de opgelegde maximale capaciteit.

Door het inmiddels gerealiseerde Randstad 380 kV Zuidring project en de in aanleg zijnde netuitbreidingen van het project Randstad 380 kV Noordring ontstaan een zuidelijk- en een noordelijk ringnet in het 380 kV-net in de Randstad, die elk op meerdere plaatsen verbonden zijn met de rest van het 380 kV-net en het onderliggende 150 kV-net. Hierdoor ontstaat een robuust netwerk. Randstad 380 kV Zuidring is in 2015 afgerond en het cluster Randstad 380 kV Noordring (hierna: RN380) zal naar verwachting begin 2019 in bedrijf worden genomen.

Doordat de RN380-verbinding voor een deel ondergronds aangelegd wordt, zijn extra installaties nodig om de stabiliteit op het landelijke elektriciteitsnet zeker te kunnen stellen. Daarnaast dient de energievoorziening aan de zuidzijde van Amsterdam, de Haarlemmermeerpolder, geborgd te worden. Dit heeft geleid tot de keuze voor een de realisatie van het 380 kV-station Vijfhuizen gekoppeld aan het bestaande 150/50/10 kV-transformatorstation in Vijfhuizen.

RN380 omvat een cluster van zeven projecten dat diverse knelpunten oplost in zowel het 380 kV-net als het 150 kV-net Noord-Holland. Vier van de projecten vallen onder de RCR, in drie aparte procedures. Figuur 4.5 geeft de scope van het project schematisch weer. De deelprojecten zijn:

- verbinding Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk. De nieuwbouw van een 380 kV-verbinding van 58,1 km, waarvan het merendeel (48,5 km) bovengronds, met een lijnverbinding van 2x1.975 MVA, wordt aangelegd. Daarnaast worden vier delen van het tracé ondergronds aangelegd met een kabelverbinding (samen 9,6 km), waaronder een tracé om het Noordzeekanaal te passeren. Ook wordt een deel van de 150 kV-infrastructuur verkabeld of geamoveerd

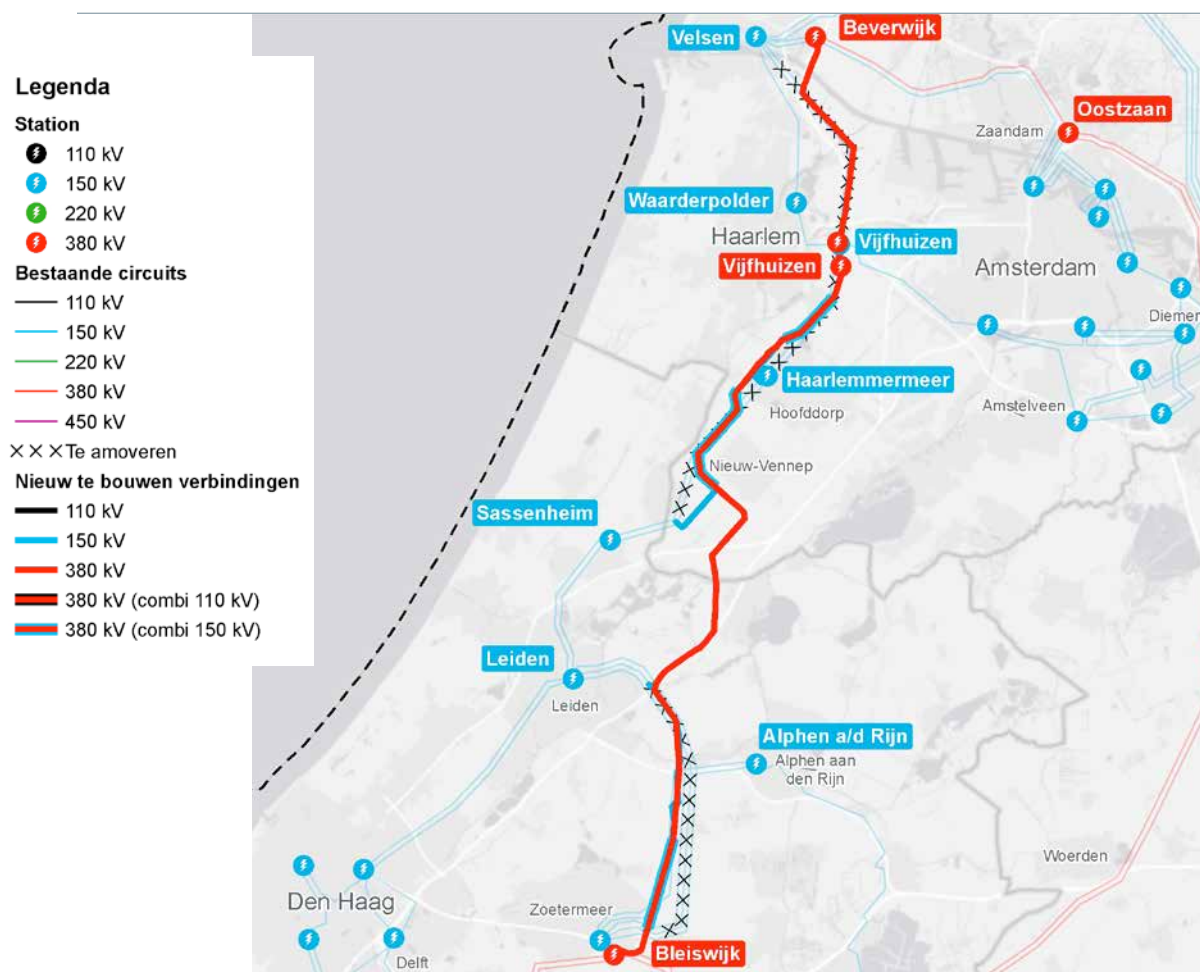
- opwaardering van het bestaande station in Beverwijk tot een volwaardig 380 kV-station met 7 velden. Er komen op het station twee 380/150/50 kV-transformatoren. Samen met de verbinding Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk maakt dit project deel uit van één RCR-procedure
- nieuwbouw van een 380 kV-station in Vijfhuizen met 7 velden en drie nieuwe 380/150/50 kV-transformatoren
- vervanging van het bestaande 150 kV-station in Vijfhuizen. Dit behelst nieuwbouw van een 150 kV-station met 17 velden. Het bestaande 150 kV-station wordt geamoveerd. Samen met het 380 kV-station Vijfhuizen maakt dit project deel uit van één RCR-procedure
- uitbreiding en verzwaring van de 150 kV-verbinding Beverwijk – Velsen tot twee circuits
- een tweede 150 kV-circuit op de verbinding Vijfhuizen – Waarderpolder
- opwaardering van de 150 kV-verbinding Haarlemmermeer – Sassenheim.

4.4.2.1 Huidige status

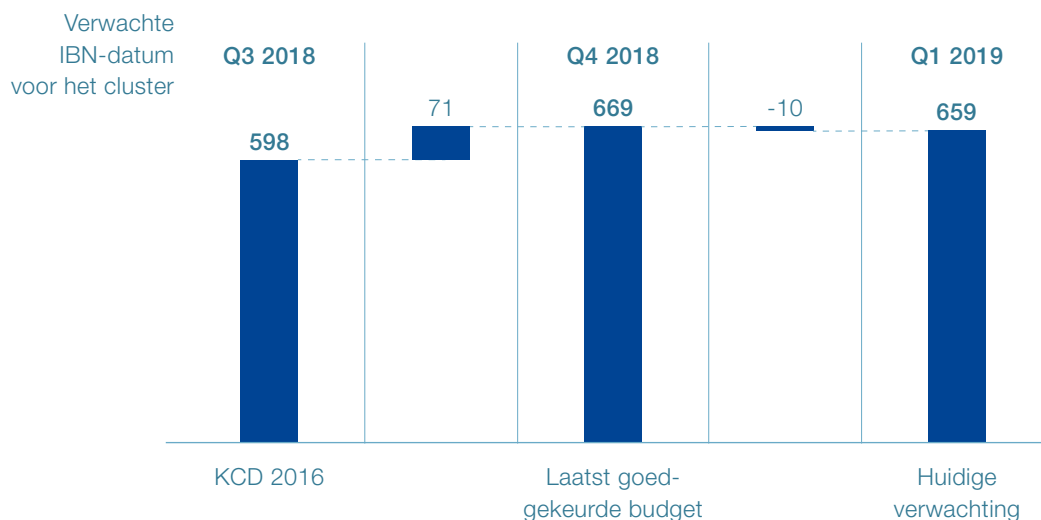
Op 5 juni 2013 heeft de uitspraak door de Raad van State plaatsgevonden, waardoor de RCR-procedure voor de verbinding Beverwijk – Bleiswijk en het station Vijfhuizen is afgesloten. Hiermee werd het IP onherroepelijk. De aanbestedingstrajecten zijn afgerond en de realisatie is in 2014 van start gegaan. Op 1 januari 2014 is gestart met de bouw van de verbinding Beverwijk-Vijfhuizen-Bleiswijk. Van 2013 tot 2016 zijn daarvoor vijf vergunningenmodules ingediend en goedgekeurd, die voorwaardelijk waren voor de aanvang. Verder is in de afgelopen jaren het grootste deel van de af te sluiten ZRO's tot stand gekomen en alle grote aanbestedingen zijn afgerond.

4.4.2.2 Huidige planning en projectbudget

De huidige verwachting is dat RN380 in het eerste kwartaal van 2019 opgeleverd kan worden (IBN) voor een bedrag van EUR 659 mln (Figuur 4.6). Dit bedrag is, zoals vermeld in paragraaf 4.4.2, inclusief geïdentificeerde risico's (EUR 28 mln). Met de verbinding



Figuur 4.5 Scope van cluster Randstad 380 kV Noordring



Figuur 4.6 Ontwikkeling van de projectverwachting en IBN van Randstad 380 kV Noordring sinds het KCD 2016, inclusief laatste goedgekeurde budget [EUR mln]

Tabel 4.6

Opbouw van de projectverwachting RN 380 naar deelproject	
Deelproject	Budget [EUR mln]
Verbinding Beverwijk - Vijfhuizen - Bleiswijk	511
Station Beverwijk	38
Station Vijfhuizen 380 kV	55
Station Vijfhuizen 150 kV	25
Overig	30
Projectverwachting	659

Tabel 4.7

Belangrijkste mijlpalen voor het cluster RN 380	
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"
Start project	Q1 2008
Onherroepelijk IP	Q3 2013
Start realisatie	Q1 2014
IBN-datum	Q1 2019
Afronden project (amoveren e.d.)	Q4 2019

ding Beverwijk – Bleiswijk is het leeuwendeel van de investeringen gemoeid, te weten EUR 511 mln, de stations en overige projecten dragen gezamenlijk EUR 148 mln bij (zie Tabel 4.6).

De realisatie van RN380 is begin 2014 gestart en loopt naar verwachting door tot begin 2019 (Tabel 4.7). De jaren 2015-2018 kennen dan ook de grootste investeringsuitgaven. Alle deelprojecten, afgezien van de verbinding Vijfhuizen – Bleiswijk, zijn in 2017 of daarvoor opgeleverd, de resterende bedragen zijn enkel aan de verbinding gerelateerd (Figuur 4.7). Figuur 4.6 laat zien dat RN380 ten opzichte van het KCD 2016 een lichte vertraging heeft opgelopen van naar verwachting twee kwartalen en een stijging van de verwachtingswaarde met EUR 61 mln. Zowel de kostenstijging als de vertraging worden hieronder nader toegelicht.

Verklaring kostenstijging

Nieuwe eisen Hoogheemraadschap

Door het Hoogheemraadschap zijn aangepaste vergunningseisen gesteld voor de beheersing van het kwelrisico bij de uitvoering van de mastlocaties in delen van de verbinding Vijfhuizen-Bleiswijk. De aanvullende eisen waren niet voorzien bij de aanbesteding van het project en hebben tot een nieuw

ontwerp, een nieuw uitvoeringsplan en extra werkzaamheden geleid. Dit heeft een verhogend effect van EUR 17 mln.

Vertragingen en wensen stakeholders

De vertraging zoals hierna genoemd en de noodzaak om te voldoen aan wensen van stakeholders hebben geleid tot extra kosten bij de aannemers. Een voorbeeld van het laatste is de extra kosten voor het terug brengen van de gronden van eigenaren naar de cultuurtechnische beginsituatie. In de toekomst zullen vanwege specifieke inrichtingsvereisten op individuele bouwlocaties verdere wijzigingen in de bouwkosten noodzakelijk blijken. Naar de huidige verwachting zal dit een additionele EUR 44 mln zijn.

Verklaring vertraging van de IBN

Ten tijde van het KCD 2016 werd een IBN voorzien van Q3 2018. De huidige verwachting is dat het cluster in Q1 2019 kan worden opgeleverd, een vertraging van twee kwartalen. De IBN van het cluster wordt bepaald door de IBN van de verbinding. Twee factoren dragen in het bijzonder bij aan de vertraging van het project.

Ten eerste is de oplevering van RN380 afhankelijk van het verkrijgen van Zakelijk Recht Overeenkomsten (ZRO's) voor alle percelen langs het tracé. Zonder een dergelijke overeenkomst kunnen de percelen niet betreden worden. Bij weigering van de perceeleigenaar wordt de rechter gevraagd om tot gedoogplichtuitspraak te komen. In navolging van

het KCD 2016 heeft ook nu weer het uitblijven van de laatste gedooguitspraken geleid tot vertraging in de oplevering van het project. Medio mei 2017 heeft de Raad van State voor TenneT positief geoordeeld over deze gedoogplichten.

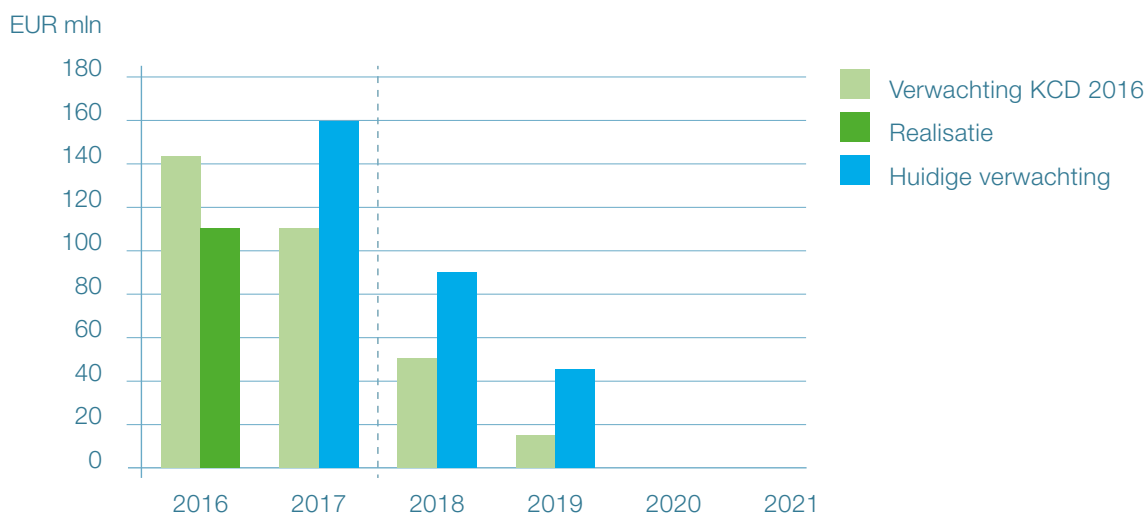
Ten tweede leiden de extra eisen voor de beheersing van het kwelrisico bij de uitvoering van enkele mastlocaties tot een nieuw ontwerp en uitvoeringsplan, hetgeen vertraging tot gevolg heeft.

Het cluster heeft naast de twee genoemde punten ook vertraging opgelopen doordat diverse beschermde diersoorten zijn aangetroffen in het zuidelijke deel van de verbinding Vijfhuizen-Bleiswijk. Hiervoor dienen aanvullende flora en fauna vergunningen te worden verkregen die invloed hebben op de planning van de activiteiten en maatregelen. Door doeltreffende maatregelen is de hierdoor ontstane vertraging echter beperkt gebleven.

4.4.2.3 Voortgang in 2016 en 2017

Voor het noordelijk deel (Verbinding Beverwijk - Vijfhuizen) zijn alle 67 masten geplaatst en de bovenlijnen gemonteerd. De stations Beverwijk en Oostzaan zijn opgeleverd. Het station Vijfhuizen is in Q3 2017 in gebruik genomen.

Momenteel worden in het zuidelijke deel (Verbinding Vijfhuizen – Bleiswijk) de masten geplaatst en de ondergrondse kabels aangelegd. Eind 2018 zullen deze werkzaamheden worden afgerond en kan dit deel van de verbinding getest worden. De uitvoering



Figuur 4.7 Jaarlaagverdeling van het budget Randstad 380 kV Noordring in de zichtperiode (verwachting in KCC 2016 en huidige verwachting)

van de werkzaamheden is op tussenmijlpalen vertraagd maar blijft nagenoeg binnen de algehele planning en ook het budget voldoet naar verwachting, zoals te zien in Figuur 4.7.

4.4.3 Cluster Doetinchem-Wesel 380 kV

De vrije Europese elektriciteitsmarkt biedt mogelijkheden voor de handel in en uitwisseling van elektriciteit. Om dit daadwerkelijk mogelijk te maken moet het Europese elektriciteitstransportnet uitgebreid worden. In het bijzonder is de aanleg van extra interconnectiecapaciteit tussen Nederland en Duitsland noodzakelijk vanwege:

1. De verdere ontwikkeling naar één (Noordwest-) Europese elektriciteitsmarkt, een Europees en nationaal beleidsdoel
2. Het handhaven van de betrouwbaarheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem in het licht van toenemende grensoverschrijdende transporten
3. Het faciliteren van verdere groei in duurzame elektriciteitsproductie in Nederland en het buitenland door flexibilisering van het transportnet.

Een nieuwe verbinding tussen de 380 kV-hoogspanningsstations Doetinchem en Niederrhein (Wesel) (hierna: DW380) draagt bij aan al deze drie doelstellingen. Het is dan ook door de Europese Commissie aangemerkt als Project of Common Interest (PCI). TenneT realiseert voor het Nederlandse deel van deze interconnector een 380 kV-verbinding tussen Doetinchem en de grensovergang bij Voorst. Het betreft een nieuwe bovengrondse 380 kV-verbinding van ca. 23 km. Verder wordt het 380 kV-hoogspanningsstation in Doetinchem uitgebreid.

De verbinding wordt deels gecombineerd met een 150 kV-verbinding tussen de 150 kV-hoogspanningsstations Doetinchem, Uift en Dale. Daardoor kunnen delen van de bestaande bovengrondse 150 kV-verbinding geamoveerd worden. Verder wordt door middel van een ondergrondse 150 kV-kabel de nieuwe gecombineerde verbinding aangesloten op de te behouden gedeeltes van de bestaande 150 kV-verbinding en 150 kV-stations. De

150 kV-verbinding naar Zevenaar vanaf hoogspanningsstation Langerak 150 kV wordt deels ondergronds aangelegd, parallel aan de bovengrondse 380/150 kV-verbinding. In totaal wordt hierdoor ca. 7 km ondergrondse 150 kV-kabel toegepast.

Aan Duitse zijde wordt de verbinding gerealiseerd door Amprion. De verbinding levert een vergroting van de interconnectiecapaciteit met Duitsland op van ca. 1.500 MW.

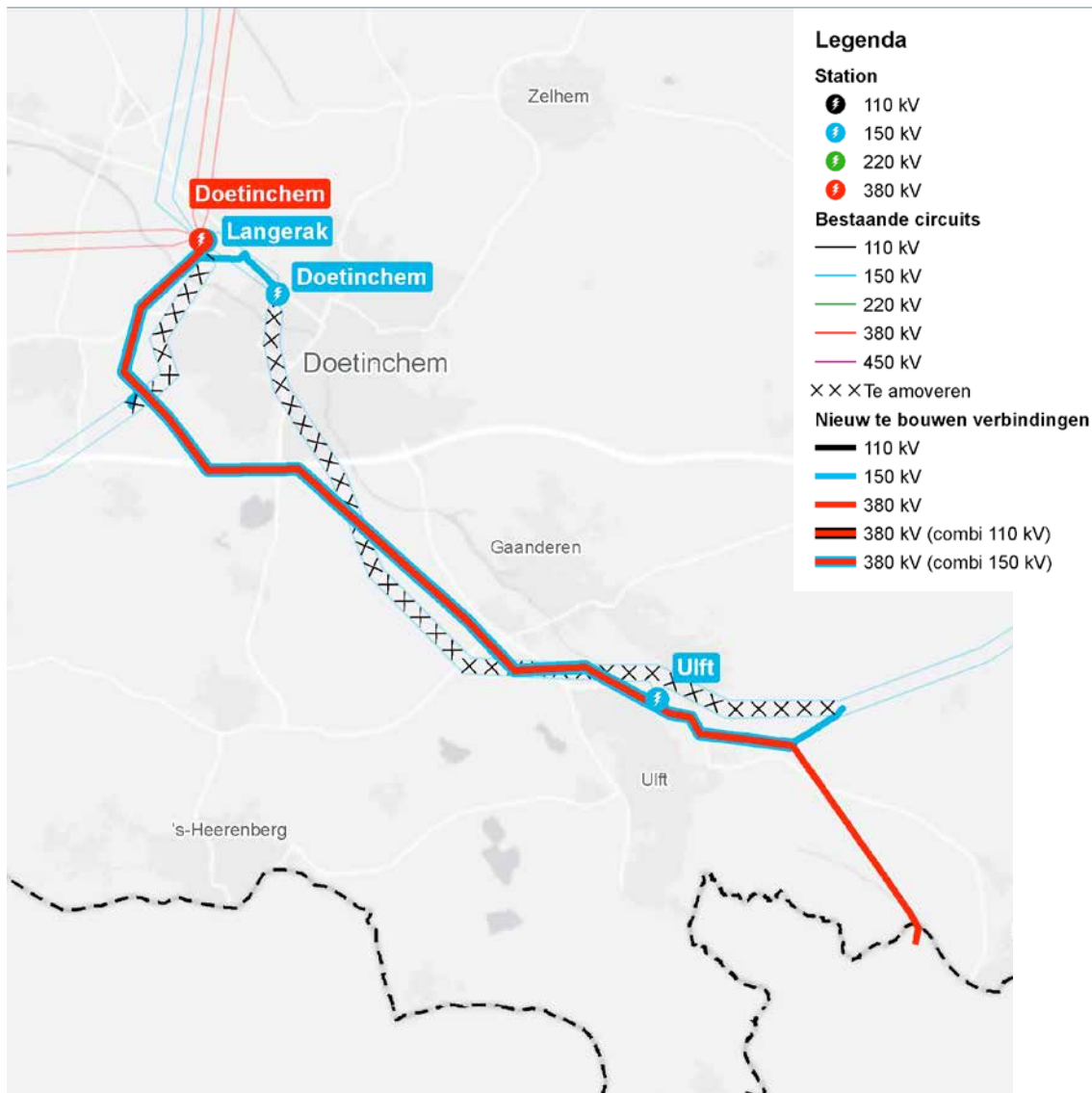
4.4.3.1 Huidige status

Het project DW380 valt onder de Rijkscoördinatie-regeling (RCR). Het Nederlandse deel van het tracé en de uitvoeringswijze, zijn in april 2015 in een inpassingsplan vastgesteld. In maart 2016 is het inpassingsplan onherroepelijk geworden en is gestart met de werkzaamheden.

Het Nederlandse gedeelte van het project is voorspoedig verlopen. Vrijwel aan het einde van het project is één tegenvaller opgetreden, door de vernietiging van een gedoogbeschikking. Hierdoor kan de bouw aan de Nederlandse zijde niet conform de originele planning worden afgerond. De procedure is opnieuw opgestart en de bouw zal naar verwachting in het tweede kwartaal van 2018 alsnog worden afgerond. De daadwerkelijke aansluiting op het Duitse gedeelte van de verbinding zal volgens de huidige verwachting worden opgeleverd in het 3e kwartaal van 2018. Dit als gevolg van een vertraagde vergunningsverlening aan de Duitse zijde van de verbinding. Tabel 4.8 geeft een overzicht van de belangrijkste planningsmomenten.

Tabel 4.8

Belangrijkste mijlpalen voor cluster Doetinchem-Wesel 380 kV	
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"
Onherroepelijk RIP	Q1 2016
Start realisatie	Q2 2016
IBN-datum	Q3 2018
Afronden project (incl. amoveren e.d.)	Q1 2019



Figuur 4.8 Scope van Doetinchem – Wesel 380 kV

4.4.3.2 Huidige planning en projectbudget

De huidige verwachting is dat DW380 in het derde kwartaal van 2018 opgeleverd kan worden (IBN) voor een bedrag van EUR 169 mln (Figuur 4.9). Verreweg de grootste kostenpost is het realiseren van de ca. 23 km bovengrondse verbinding. De realisatie van het project heeft grotendeels plaatsgevonden in 2016 en 2017, en in deze jaren zijn dan ook de grootste kosten gemaakt. (zie Figuur 4.10).

Zoals op te maken uit Figuur 4.9 is er sinds het KCD 2016 een vertraging opgetreden van 5 kwartalen. De vertraging is veroorzaakt door de vernietiging van een gedoogbeschikking vrijwel aan het einde van het project. Hierdoor kon het project niet tijdig worden

afgerond. Een nieuwe procedure is gestart en de verwachting is dat de bouw in het voorjaar van 2018 alsnog kan worden afgerond en de verbinding bij het gereed komen van de Duitse zijde in Q3 van 2018 in bedrijf kan worden genomen.

4.4.4 Cluster Noord-West 380 kV

Eemshaven is vanwege de ligging aan de kust in het Derde Structuurschema Elektriciteits-voorziening (SEVIII) aangewezen als één van de belangrijke productielocaties voor elektriciteit. Eemshaven is daarnaast een belangrijk schakelpunt geworden in het internationale elektriciteitsnetwerk, vanwege een verbinding met Noorwegen (NorNed) en een in aanbouw zijnde verbinding met Denemarken (COBRACable). De afgelopen jaren zijn nieuwe elektriciteits-



Figuur 4.9 Ontwikkeling van de projectverwachting en IBN van Doetinchem – Wesel 380 kV sinds het KCD 2016, inclusief laatste goedgekeurde budget (PBA 2016) [EUR mln]

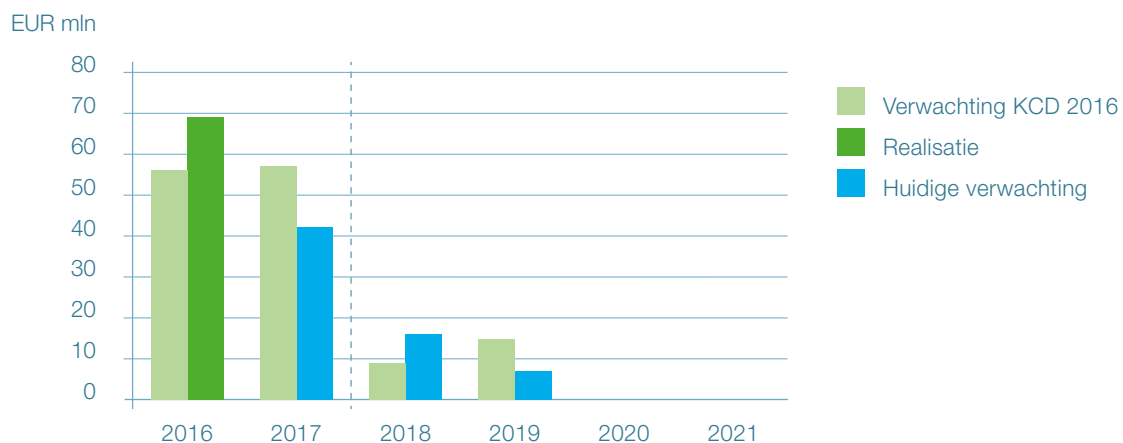
centrales gebouwd met een totaal vermogen van 3.000 MW. Verder is een windpark op zee aangesloten. Eemshaven is daarmee één van de belangrijkste locaties voor elektriciteitsproductie in Nederland.

Deze ontwikkelingen leiden tot knelpunten in de afvoer van het opgewekte vermogen vanuit Eemshaven zoals beschreven in paragraaf 4.1.4.1. Knelpunten zijn er onder andere op de verbindingen Eemshaven – Eemshaven Oudeschip, Eemshaven – Vierverlaten, Ens – Lelystad en Diemen – Lelystad. Om deze knelpunten op te lossen, moet het transportvermogen worden verhoogd door middel van een combinatie van opwaardering van een deel

van het bestaande net en het realiseren van nieuwe verbindingen. Naast de al gerealiseerde opwaardering van de verbinding Vierverlaten – Hessenweg (2011), is het project Noord-West 380 kV (hierna: NW380) gedefinieerd.

NW380 wordt op dit moment voorzien in twee fases, waarvan op dit moment de voorbereiding van Fase 1 bijna gereed is. Het besluit over de realisatie van Fase 2 wordt later genomen, zodra de marktontwikkelingen daartoe aanleiding geven. Deze sectie zal dan ook enkel Fase 1 behandelen.

Fase 1 van NW380 bestaat van origine uit twee afzonderlijke onderdelen, met elk twee deelprojecten.



Figuur 4.10 Jaarlaagverdeling van het budget Doetinchem – Wesel 380 kV in de zichtperiode (verwachting KCD 2016 en huidige verwachting)

Het eerste onderdeel is de aanleg van een nieuwe 380 kV-verbinding van ca. 40 km van hoogspanningsstation Eemshaven-Oudeschip naar hoogspanningsstation Vierverlaten (hierna: EOS-VVL). De uitvoeringsvorm van de eerste fase houdt rekening met toekomstige ontwikkelingen. Dit houdt concreet in dat de masten en funderingen direct worden gerealiseerd uitgaande van de eindsituatie (vier circuits van 2.635 MVA), maar er tijdelijk minder geleiders (twee circuits) in worden gehangen. Op deze wijze wordt het hoogspanningsnet betrouwbaar, robuust en toekomstvast uitgelegd.

Daarnaast wordt een nieuw 380 kV-hoogspanningsstation bij Vierverlaten (hierna: station VVL) ten westen van de stad Groningen gerealiseerd. Beide deelprojecten vallen onder de RCR-procedure (zowel de ruimtelijke module als de vergunningenmodule). Figuur 4.11 geeft de verschillende onderdelen van dit projectdeel schematisch weer.

Het tweede onderdeel van fase 1, de opwaardering van de bestaande 380 kV-verbindingen Diemen – Lelystad en Lelystad – Ens naar 2 x 2.635 MVA, behoorde oorspronkelijk tot het cluster NW380. De uitvoering van deze beide deelprojecten is medio 2017, met de toepassing van de Rijkscoördinatie-regeling gevoegd in het programma “Beter Benutten Bestaande 380 kV”. Dit programma wordt in paragraaf 4.4.6 toegelicht.

Voor geheel Fase 1 van de originele scope van project NW380 is een PBA goedgekeurd door het ministerie van Financiën. Hiermee kan uiteindelijk de opwaardering van de verbinding Diemen-Lelystad-Ens in financiële zin niet los worden gezien van project Eemshaven-Oudeschip – Vierverlaten.

4.4.4.1 Fase 2

In het KCD 2016 is beschreven dat is gekozen om de oorspronkelijke projectscope (vergroten van de transportcapaciteit tussen Eemshaven en Diemen) te faseren. Deze gefaseerde aanleg met een 380 kV-transformatorstation in Vierverlaten biedt ruimte om alle nu geplande productie-uitbreidingen te faciliteren en efficiënt te kunnen reageren op nieuwe uitbreidingen in productievermogen, zodra deze zich aandienen.

De 2e fase behelst het toevoegen van het derde en vierde circuit op de verbinding tussen Eemshaven Oudeschip en Vierverlaten, en de realisatie van een

gecombineerde 220/380 kV-verbinding tussen Vierverlaten en Ens, met capaciteit van respectievelijk 2x950 MVA en 2x2.635 MVA. Hiervoor is geen opwaardering van stations nodig.

4.4.4.2 Huidige status

In september 2014 heeft het ministerie van Financiën de door TenneT ingediende budgetaanvraag, een zogenoemde Project Budget Application (PBA), goedgekeurd. In deze PBA is een budget vastgesteld voor de gehele scope van Fase 1 van EUR 511 mln. In deze ingediende en goedgekeurde PBA is, volgens de toen gangbare opvattingen en in afwijking van later ingediende en goedgekeurde PBA's, geen 10% budget opgenomen voor onvoorziene risico's (contingency). Alleen de destijds bekende, dus voorziene, risico's zijn in de PBA meegenomen.

In de besluitvorming door de Executive Board van TenneT is uit het budget een bedrag van EUR 97 mln toegewezen aan de projectdelen Diemen-Lelystad en Lelystad-Ens. Dit is zichtbaar gemaakt in figuur 4.12. Deze projectdelen worden uitgevoerd in het kader van het programma Beter Benutten Bestaande 380 kV en worden daarom nader toegelicht paragraaf 4.4.6.

Conform de uitgangspunten van het SEVIII is vanuit de RCR onder verantwoordelijkheid van het ministerie van EZ een voorgenomen tracé vastgesteld. Voor de deelprojecten EOS-VVL en station VVL zijn het Ontwerp Inpassingsplan, het milieueffectrapport en de ontwerpbesluiten medio 2017 ter inzage gelegd en zullen naar verwachting eind 2017 / begin 2018 definitief worden vastgesteld door de ministers van EZ en IenM.

4.4.4.3 Huidige planning en projectverwachting

De huidige verwachting is dat NW380 (exclusief Diemen – Lelystad en Lelystad – Ens) in het vierde kwartaal van 2021 opgeleverd kan worden voor een bedrag van EUR 398 mln (Figuur 4.12). De belangrijkste mijlpalen zijn weergegeven in tabel 4.9.

Aangezien de deelprojecten EOS-VVL en station VVL de ruimtelijke module van de RCR-procedure doorlopen, geldt voor deze twee deelprojecten dat er door de ministers van EZ en IenM een inpassingsplan zal worden vastgesteld, inclusief de

Legenda

Station

- 110 kV
- 150 kV
- 220 kV
- 380 kV

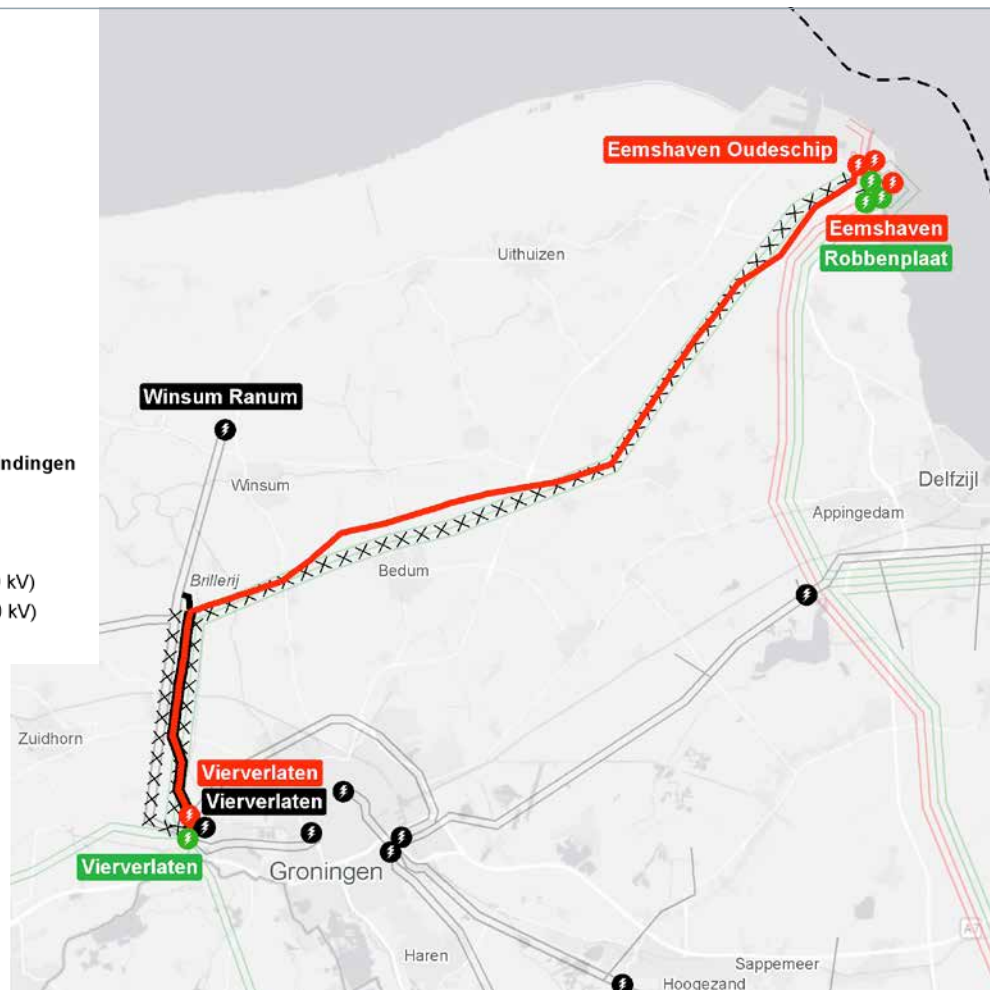
Bestaande circuits

- 110 kV
- 150 kV
- 220 kV
- 380 kV
- 450 kV

X X X Te amoveren

Nieuw te bouwen verbindingen

- 110 kV
- 150 kV
- 380 kV
- 380 kV (combi 110 kV)
- 380 kV (combi 150 kV)



Figuur 4.11 Scope van Noord-West 380 kV Fase 1

daarbij horende onderzoeken. Voor deze projecten ligt de goedkeuringsprocedure op het kritieke pad. Sinds het KCD 2016 is de planning voor het vaststellen van het inpassingsplan verschoven met een jaar als gevolg van herziene uitgangspunten rond de mogelijkheid van het ondergronds brengen van 380 kV verbindingen en daarop aanvullende onderzoeken naar ondergrondse mogelijkheden van de verbinding op verzoek van de Tweede Kamer.

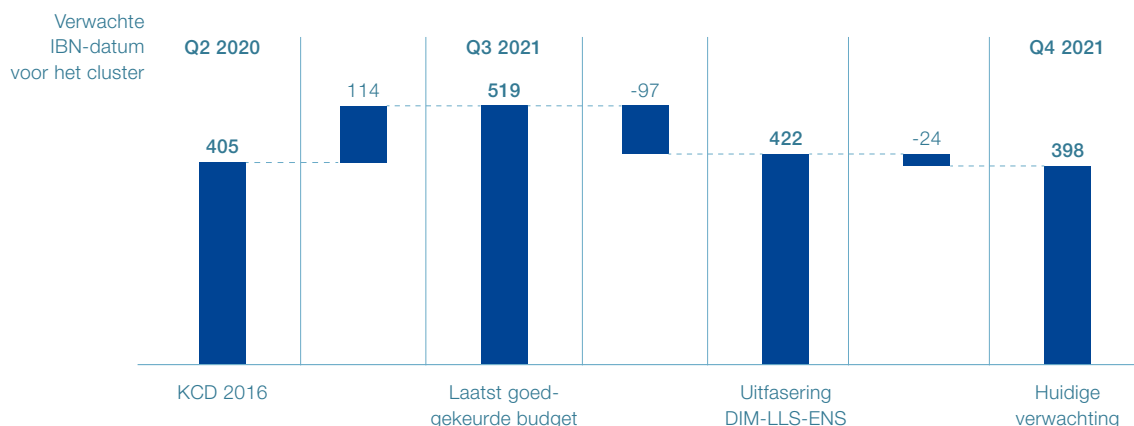
Figuur 4.12 laat zien dat NW380 ten opzichte van het KCD 2016 een vertraging heeft opgelopen van zes kwartalen en een stijging van de verwachte projectkosten van EUR 90 mln. De kostenstijging is deels te wijten aan gevolgen van politieke besluitvorming met betrekking tot compensatie- en aanvullende inpassingsmaatregelen en het effect hiervan op scope en tijd (ongeveer EUR 20 mln), aan verbeterde inzichten in de technische uitvoering van het project (ongeveer EUR 60 mln) en aan het combineren van werk met andere knelpunten op hetzelfde

station, waardoor overall gezien efficiencyvoordeel wordt behaald, maar de kosten van dit specifieke project stijgen (ongeveer EUR 10 mln). Verreweg de grootste kostenpost is het realiseren van de bovengrondse verbinding EOS-VVL. Start van de uitvoering wordt voorzien in 2019, waardoor vanaf dat jaar de investeringsuitgaven sterk zullen toenemen (Figuur 4.13).

Verklaring vertraging van de IBN

Ten opzichte van het KCD 2016 is de IBN van de nieuwe bovengrondse verbinding EOS - VVL en het station VVL met 2 jaar opgeschoven van Q4 2019 naar Q4 2021. De vertraging is ontstaan door:

- Vertraging in het ter inzage leggen van het voorontwerp inpassingsplan en concept MER. Dit is veroorzaakt door een, op instigatie van het ministerie van Economische Zaken ingelast onderzoek naar de mogelijkheden voor een gedeeltelijk ondergrondse aanleg van de verbinding.



Figuur 4.12 Ontwikkeling van de projectverwachting en IBN van Doetinchem – Wesel 380 kV sinds het KCD 2016, inclusief laatst goedgekeurde budget (PBA 2016) [EUR mln]

Tabel 4.9

Belangrijkste mijlpalen van het project Noord-West 380 kV	
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"
Verbinding Eemshaven Oudeschip - Vierverlaten (incl. station VVL)	
Ontwerp IP	Q2 2017
Vaststelling IP	Q4 2017
Onherroepelijk IP	Q3 2018
Start realisatie	Q4 2021
IBN-datum	Q4 2021
Afronden project	Q4 2022

- Als gevolg van deze vertraging is de planning van de bouwperiode van de verbinding ook langer geworden. Dit heeft te maken met een ongunstige planning ten opzichte van de seizoenen.
- Om een veilige ombouw van Station Vierverlaten mogelijk te maken is gebleken dat de eerder opgestelde ombouwplanning niet realistisch was. Deze is derhalve bijgesteld wat leidt tot een langere bouwperiode.

4.4.4.4 Voortgang in 2016 en 2017

Het project bevond zich in 2016 en 2017 nog in de voorbereidende fase. Dit houdt in dat de werkzaamheden de afgelopen twee jaar geheel in het teken hebben gestaan van het voorbereiden en deels doorlopen van de besluitvormingsprocedures

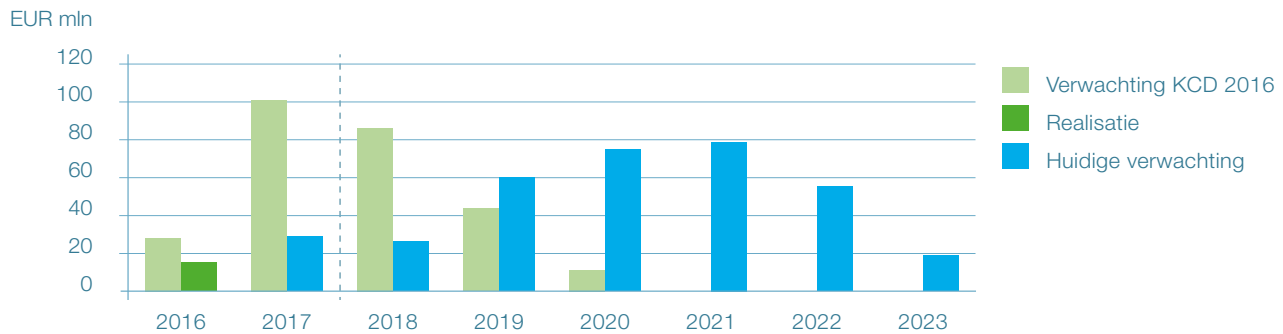
zoals die voor de RCR-procedure gelden. In het kader hiervan is voor de verbinding EOS - VVL en station VVL een MER en een voorontwerp inpassingsplan in het zogenaamde Bro-overleg gebracht en zijn het Ontwerp Inpassingsplan, MER en de ontwerpbesluiten in de eerste helft van 2017 opgeleverd en ter visie gelegd. Ook heeft intensief contact plaatsgevonden met relevante stakeholders over onder andere het tracé, de compensatie- en mitigatieopgave ecologie en de landschappelijke maatregelen.

Voor zowel de verbinding EOS - VVL als station VVL zijn de belangrijkste inkoopcontracten gegund. De aannemers zijn begonnen met hun voorbereidende werkzaamheden ten einde zo snel mogelijk te kunnen beginnen met de werkzaamheden na het onherroepelijk worden van het inpassingsplan.

Vergeleken met de verwachting in het KCD 2016 is in 2016 en 2017 totaal EUR 85 mln minder uitgegeven dan voorzien. De voornaamste reden hiervoor is de voornoemde vertraging in het Ontwerp Inpassingsplan, waardoor de geplande realisatie-werkzaamheden nog niet konden aanvangen.

4.4.5 Cluster Zuid-West 380 kV

In de provincie Zeeland wordt aanmerkelijk meer elektriciteit geproduceerd dan er wordt verbruikt. Met het definitieve besluit tot de bouw van de nieuwe Sloecentrale bij Borssele (2007) en het wegvallen van een aantal grootverbruikers in Zeeland, wordt het hoogspanningsnetwerk vanuit Borssele volledig benut voor transport naar de rest



Figuur 4.13 Jaarlagverdeling van het budget Noord-West 380 kV fase 1 in de zichtperiode (verwachting in KCD 2016 en huidige verwachting)

Noot bij Figuur 4.13: In KCD 2016 werd NW380 als één geheel behandeld (dus inclusief Diemen-Lelystad-Ens). Uitsluitend voor vergelijkingsdoeleinden is de huidige verwachting voor Diemen-Lelystad-Ens in mindering gebracht op de originele verwachting volgens KCD 2016.

van het land. De huidige verbinding zit dus als het ware 'vol'. Dit heeft als gevolg dat:

- Er onvoldoende toekomst vaste aansluitcapaciteit beschikbaar is voor nieuwe (grootschalige) conventionele opwekking. Dit geldt niet alleen in Borssele maar voor heel Zeeland, inclusief Zeeuws Vlaanderen (met het industriegebied in Terneuzen)
- Er onvoldoende toekomst vaste aansluitcapaciteit beschikbaar is voor (grootschalige) offshore windenergie en de aansluiting van windenergie op land
- Er geen onderhoud meer kan worden uitgevoerd aan de hoogspanningsverbindingen vanuit Borssele, zonder aanmerkelijke productiebeperkingen op te leggen. Afstemming van gelijktijdig onderhoud aan productie-eenheden en het hoogspanningsnetwerk is niet meer mogelijk zonder aanzienlijke economische gevolgen (structureel).

Om dit probleem op te lossen is het project Zuid-West 380 kV (ZW380) gedefinieerd, een 380 kV-verbinding van Borssele naar Tilburg.

In 2014 is vastgesteld dat onder meer in verband met de behoefte aan vergroting van de interconnectie capaciteit met België de bouw van een nieuw 380 kV-station bij Rilland eerder dan voorzien noodzakelijk werd. Met station Rilland vermindert daarnaast het onderhoudsknopje op de 380 kV-verbindingen Rilland-Zandvliet en Rilland-Geertruidenberg en is het mogelijk geworden om de verbinding van Borssele naar Tilburg gefaseerd aan te leggen in twee tracédelen: Borssele – Rilland en Rilland – Tilburg.

Het realiseren van ZW West biedt al een oplossing voor een aantal knelpunten:

- Het bestaande 380 kV-transportcapaciteitsknelpunt in het tracédeel Borssele – Rilland wordt opgelost. Hierbij kan onder andere de voorziene grootschalige productie van windenergie voor de Zeeuwse kust, ondanks de vertraging in het Noordbrabantse deel van de verbinding, toch tijdig worden gefaciliteerd. Zolang ZW Oost nog niet is gerealiseerd, kan er bij hoge productie wel congestie optreden
- Het bestaande onderhoudsknopje op het tracédeel Borssele – Rilland wordt op zo kort mogelijke termijn opgelost.

Met het realiseren van ZW Oost wordt voorzien in:

- Het oplossen van het bestaande 380 kV-transportcapaciteitsknelpunt in het tracédeel Rilland – Geertruidenberg en het realiseren van voldoende transportcapaciteit om productie vanuit Zeeland af te voeren naar de landelijke ring bij Tilburg
- Het oplossen van het resterende onderhoudsknopje in het tracédeel Rilland – Geertruidenberg
- Het koppelen van het 150 kV-hoogspanningsnet in Noord-Brabant met de landelijke hoogspanningsring bij het nieuw te bouwen 380 kV-station Tilburg met als doel om knelpunten in het 150 kV-hoogspanningsnetwerk op te lossen en investeringen in het 150 kV-hoogspanningsnetwerk te voorkomen.



Figuur 4.14 Scope van Zuid-West 380 kV West (links) en Oost (rechts)

De overkoepelende hoofddoelstelling van ZW380 om productie vanuit Zeeland af te voeren naar de landelijke ring is na realisatie van de projecten ZW West én ZW Oost compleet. Daarnaast ontstaat uiteindelijk een ringvormige structuur die Zeeland op twee manieren verbindt met het landelijke 380 kV-net. Figuur 4.14 geeft de verschillende onderdelen van het project weer.

ZW West bestaat uit ca. 47 km bovengrondse 380 kV-verbinding van Borssele naar Rilland, met een vermogenscapaciteit van 2x2.635 MVA. De nieuwe 380 kV-lijn wordt over grote lengte gecombineerd met de bestaande 150 kV-lijn. Het 380 kV-station Borssele wordt uitgebreid en er wordt een nieuw 380 kV-station gebouwd in Rilland.

ZW Oost zal naar verwachting ruim 74 km bovengrondse 380 kV-verbinding behelzen van Rilland naar Tilburg, met mogelijk ca. 7 km ondergrondse 380 kV-kabel en ca. 35 km aan ondergrondse 150 kV-kabel. De capaciteit van de nieuwe 380 kV-verbinding is ook 2x2.635 MVA. Verder betreft het de nieuwbouw van één 380 kV-station bij Tilburg en de uitbreiding van 150 kV-station Tilburg-Noord. Zoals hierna verder omschreven is de scope van dit deel van het project nog aan veel onzekerheden onderhevig.

4.4.5.1 Huidige status

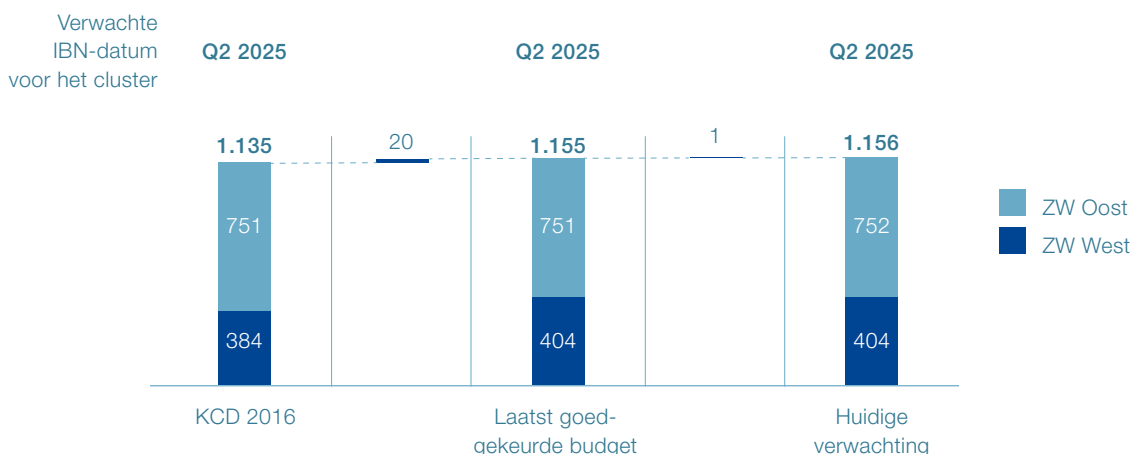
Het Ontwerp Inpassingsplan voor station Rilland is ter inzage gelegd in april 2015 en het inpassingsplan (IP) is vastgesteld in oktober 2015. In het tweede kwartaal van 2016 is het IP onherroepelijk geworden. Voor het westelijk tracé tussen Borssele en Rilland is begin maart 2016 het Ontwerp Inpassingsplan ter

inzage gelegd en het IP is vastgesteld in december 2016. Naar verwachting zal in het eerste kwartaal van 2018 het IP onherroepelijk worden. Het oostelijk tracé tussen Rilland en Tilburg heeft een significante vertraging opgelopen, doordat het voorziene voorkeursalternatief is verlaten. Het project is daarmee teruggezet in het proces tot de startnotitie. Begin juli is het voorgenomen tracé door de minister vastgesteld.

In september 2014 heeft het ministerie van Financiën de door TenneT ingediende budgetaanvraag, een zogenoemde Project Budget Application (PBA), goedgekeurd. In deze PBA is een budget vastgesteld voor de gehele scope van EUR 404 mln. In deze ingediende en goedgekeurde PBA is, volgens de toen gangbare opvattingen en in afwijking van later ingediende en goedgekeurde PBA's, geen 10% budget opgenomen voor onvoorziene risico's (contingency). Alleen de destijds bekende, dus voorziene, risico's zijn in de PBA meegenomen.

4.4.5.2 Huidige planning en projectverwachtingswaarde

De huidige verwachting is dat ZW380 in het tweede kwartaal van 2025 opgeleverd kan worden (IBN) voor een bedrag van EUR 1.156 mln (Figuur 4.15). Verder moet hierbij aangetekend worden dat er een aanzienlijk verschil is in de betrouwbaarheid van de schattingen van ZW West en ZW Oost, gezien de status van de twee deelprojecten. De IBN voor het large cluster komt nu overeen met de IBN voor ZW Oost, die om dezelfde redenen nog onzeker is. Voor ZW West is de verwachte IBN Q4 2020 en de verwachtingswaarde EUR 404 mln (zie ook Tabel



Figuur 4.15 Ontwikkeling van de projectverwachting en IBN Zuid-West 380 kV sinds het KCD 2016, inclusief laatste goedgekeurde budget [EUR mln]

4.10). Dit bedrag is, zoals vermeld in paragraaf 4.4.2, inclusief geïdentificeerde risico's (EUR 50 mln). Voor ZW West is de grootste kostenpost het realiseren van de ca. 47 km bovengrondse verbinding.

Voor ZW Oost is rekening gehouden met een bepaalde lengte aan ondergrondse kabel, die naast de ruim 74 km bovengrondse verbinding grote invloed heeft op de verwachtingswaarde. De huidige

prognose van ZW Oost bedraagt EUR 752 mln. Dit bedrag is inclusief geïdentificeerde risico's (EUR 33 mln). Figuur 4.15 geeft het verloop van de investeringen in de tijd aan, waarbij de fasering van ZW West en ZW Oost duidelijk te zien is.

De figuur laat een stijging zien voor ZW380 ten opzichte van het KCD 2016 van de verwachte projectkosten van EUR 21 mln. De kostenstijging hangt samen met verbeterde inzichten in de technische uitvoering van het project (ongeveer EUR 20 mln).

Tabel 4.10

Belangrijkste mijlpalen voor Zuid West 380 kV West (boven) en ZW380-Oost (boven)	
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"
Zuid-West 380 kV West	
Start project	Q1 2008
Onherroepelijk IP	Q4 2017
Start realisatie	Q1 2018
IBN-datum	Q4 2020
Afronden project (amoveren e.d.)	Q3 2023
Zuid-West 380 kV Oost	
Start project	Q1 2008
Onherroepelijk IP	Q3 2021
Start realisatie	Q4 2021
IBN-datum	Q2 2025
Afronden project (amoveren e.d.)	Q2 2028

De realisatie van ZW West start naar verwachting eind 2017, waardoor vanaf dat jaar in ZW West ca. EUR 80 mln per jaar wordt geïnvesteerd. In 2020 beginnen de investeringen voor ZW West af te nemen maar juist toe te nemen voor ZW Oost, waardoor in de jaren na 2020 flinke investeringen worden verwacht. In 2025 wordt het totale project afgerond (zie ook Tabel 4.10). Hierbij moet worden vermeld dat de financiële ramingen nog aanzienlijke onzekerheden kennen, gezien de status van ZW Oost (i.c. scope nog niet vastgesteld middels onherroepelijk IP) in het bijzonder.

Verklaring vertraging van de IBN

Station Rilland is reeds in uitvoering. Voor dit deel van het project is in december 2016 het IP onherroepelijk geworden. Zowel voor Rilland als voor ZW West geldt dat de doorlooptijden van de planfase langer zijn dan in eerste instantie gedacht. Verder duurt de voorbereiding op de aanbesteding van de contracten voor Rilland en ZW West langer

Tabel 4.11

Overzicht van projecten in het Beter Benutten programma		
Projecten	Totalen kosten [EUR mln]	Fase
Zwolle - Hengelo, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	0	ON HOLD
Ens - Zwolle, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	30	Basis Ontwerp
Eindhoven - Maasbracht, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	49	Basis Ontwerp
Geertruidenberg - Krimpen 380, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	41	Basis Ontwerp
Diemen - Lelystad, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	68	Realisatie
Lelystad - Ens, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	29	Realisatie
Beter Benutten Voorloopbudget*	4	Realisatie
Totaal	221	

* Voorafgaand aan de opwaardering is reeds gestart met voorbereidingen gerelateerd aan juridisch zaken en omgevingsbeheer. De totale kosten daarvan zijn geraamd op circa EUR 4 mln.

dan voorzien. De IBN van Rilland is verschoven van Q1 2019 naar Q2 2019. De realisatie van ZW West bevindt zich als gevolg van deze vertragingen op het kritieke pad. Eind 2017 wordt het onherroepelijk IP verwacht. De aanbesteding voor Wintrack II en geleidemontage zijn gegund. De huidige verwachting is dat ZW West in Q4 2020 zal worden opgeleverd wat in lijn is met het pessimistische scenario in het KCD 2016.

De planfase van ZW Oost wordt, zoals eerder vermeld opnieuw doorlopen vanaf vastgestelde startnotitie, waardoor de planning volledig aangepast is. Afhankelijk van de datum waarop het IP voor ZW Oost onherroepelijk wordt vastgesteld, is de IBN van ZW Oost nu geraamd op Q2 2025. De verwachte IBN van het gehele cluster is daarmee Q2 2025.

Onzekerheid in de voorspelling

Het verkrijgen van een onherroepelijk IP kan vertraging oplopen. In het verleden is het bij andere projecten voorgekomen dat delen van het IP pas na een zogenoemd reparatietraject onherroepelijk konden worden verklaard. In specifieke gevallen kon daardoor in eerste instantie slechts op delen van het project met uitvoering worden begonnen.

De aanleg van ZW West is op kritische momenten afhankelijk van het verkrijgen van VNB's. Als er voor activiteiten op het kritieke pad geen VNB kan worden verkregen, heeft dat een direct effect op de doorlooptijd van het project. In het bijzonder is er

een jaarlijkse mogelijkheid voor het verkrijgen van VNB bij de kerncentrale in Borssele, waardoor het kritiek is om dit slot niet te missen. Het in gebruik nemen van station Rilland kan ervoor zorgen dat de VNB-afhankelijkheid wordt beperkt.

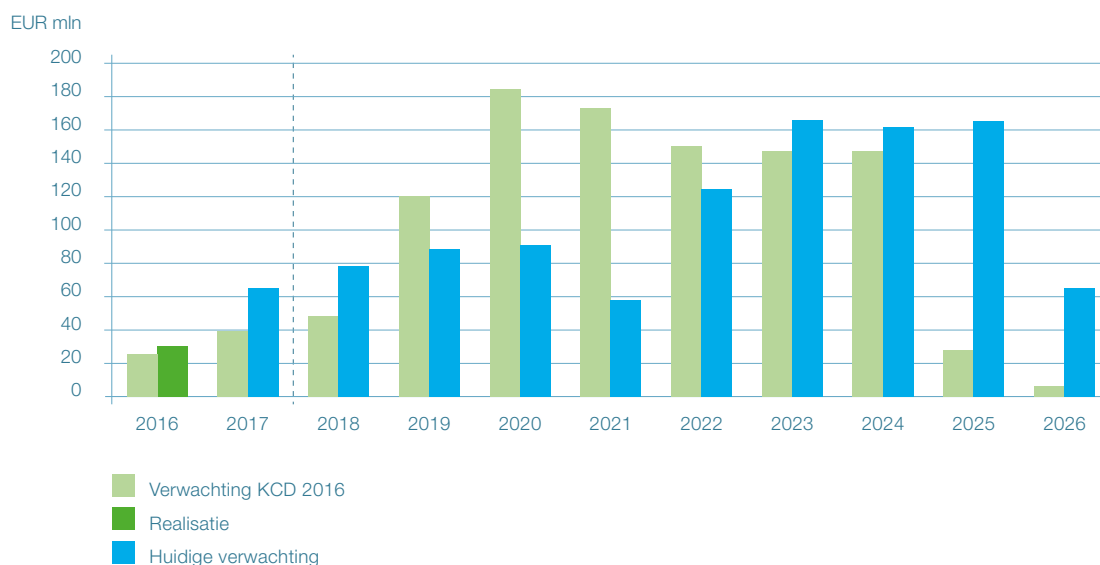
4.4.5.3 Voortgang in 2016 en 2017

In 2016 en 2017 hebben zich vooral wijzigingen voorgedaan in aanpak van de voorbereidende fase. Voor station Rilland is in april 2015 het ontwerp inpassingsplan ingediend, dat in oktober 2015 is vastgesteld en in juni 2016 onherroepelijk geworden. Voor de verbinding Borssele – Rilland is het inpassingsplan in december 2016 vastgesteld en is de planning dat deze onherroepelijk wordt einde 2017. De contracten voor de Wintrack II masten de geleidemontage zijn begin 2017 gegund. De voorbereidende werkzaamheden voor station Rilland zijn begin 2017 afgesloten en de 1e paal is eind juni geslagen. Voor Oost is in de zomer van 2017 een voorgesteld tracé vastgesteld. Alle documenten zijn voorbereid en gepubliceerd.

4.4.6. Beter Benutten Bestaande 380 kV

4.4.6.1. Inleiding

Op de landelijke 380 kV-ring zijn bij diverse verbindingen ernstige knelpunten geconstateerd. Dit maakt spoedige verhoging van de transportcapaciteit van de betreffende verbindingen noodzakelijk. TenneT heeft onderzocht of het opwaarderen en daarmee beter benutten van de bestaande



Figuur 4.16 Jaarlaagverdeling van het budget Zuid-West 380 kV in de zichtperiode. Verwachting in KCD 2016 en huidige verwachting

verbindingen mogelijk is. Dit blijkt voor de betreffende verbindingen het geval te zijn en geeft ten aanzien van kostenefficiëntie en beperking van omgevingsimpact aanzienlijke voordelen ten opzichte van het bouwen van nieuwe of extra verbindingen. Daarom is TenneT een programma gestart onder de titel 'Beter Benutten Bestaande 380 kV' (hierna: Beter Benutten), waarbij de komende jaren op verschillende verbindingen de transportcapaciteit zal worden verhoogd naar 2x2.635 MVA (4 kA).

Het programma bestaat uit deelprojecten met een vergelijkbare nut en noodzaak en eenzelfde realisatiekeuze. Met deze programmatische aanpak wordt beoogd efficiëntie te bereiken door kennis, ervaring en leereffecten optimaal te ontwikkelen en te benutten. Dit is óók van toepassing voor de projecten Diemen – Lelystad en Lelystad – Ens, die al waren gestart als onderdeel van NW380. Daarom zijn deze projecten qua uitvoering en organisatie toegevoegd aan het programma Beter Benutten.

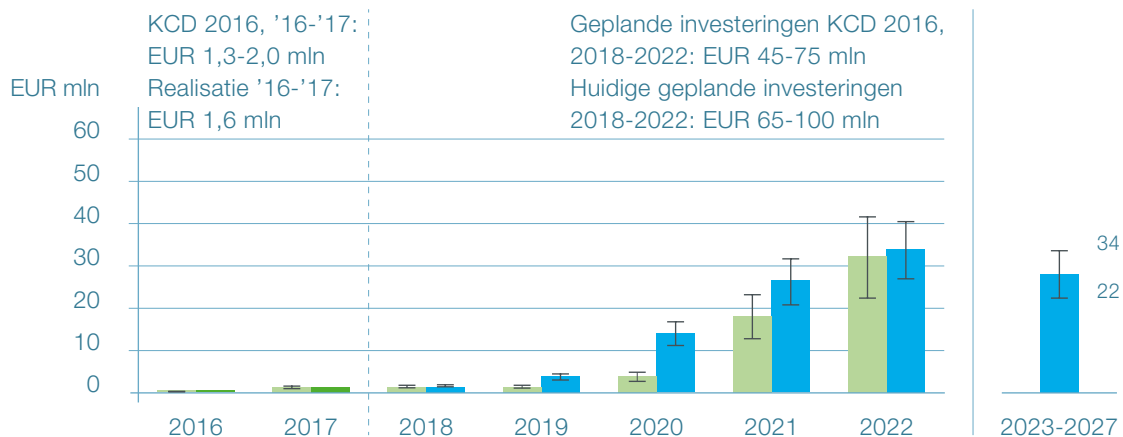
De projectbudgetten van de projectdelen Diemen – Lelystad en Lelystad – Ens maken onderdeel uit van de PBA van het project NW380, welke in 2014 door de Minister van Financiën is goedgekeurd. Hiermee zullen de projectdelen in financiële zin altijd gezamenlijk gezien moeten worden met het projectdeel Eemshaven – Vierverlaten van cluster Noord-West 380 kV (hoofdstuk 4.4.4).

Het programma Beter Benutten wordt uitgevoerd onder de Rijkscoördinatieregeling. Er wordt geen Inpassingsplan opgesteld, omdat dit programma in beginsel binnen de bestaande planologische kaders wordt uitgevoerd. Daarom kan worden volstaan met het toepassen van de vergunningenmodule van de RCR. Tabel 4.11 geeft een overzicht van de betreffende 380 kV-verbindingen met de relevante projectgegevens.

Zoals in het vorige KCD al aangegeven is, heeft TenneT in het kader van NW380 in 2015 de Keten Innovatie Studie (KIS) uitgevoerd. Deze studie heeft geleid tot alternatieve oplossingsrichtingen voor de wijze van opwaardering met aanzienlijk lagere uitvoeringskosten en minder noodzaak om de bestaande verbinding tijdelijk uit bedrijf te nemen ten behoeve van de werkzaamheden (zogenoemde Voorziene Niet Beschikbaarheid (VNB)). In 2016 zijn de oplossingsrichtingen opnieuw afgewogen en dat heeft geleid tot gewijzigde voorkeursoplossingen voor opwaardering. Hierbij wordt gebruik gemaakt van HTLS-geleiders (High Temperature Low Sag), waardoor verzwaring van masten en fundaties niet nodig is. Dit leidt tot lagere kosten en kortere doorlooptijden ten opzichte van de plannen in KCD 2016.

4.4.6.1. Huidige status

Vanwege de urgentie om de capaciteitstekorten op m.n. Lelystad – Ens op te heffen, zal dit project als eerste van de – tot nu toe – zes deelprojecten van Beter Benutten worden uitgevoerd. Omdat de



Figuur 4.17 Investeringsvolume Beter Benutten

Noot bij figuur 4.16: In KCD 2016 werd Beter Benutten behandeld zonder de projectdelen Diemen – Lelystad en Lelystad – Ens (deze verbindingen maakten destijds onderdeel uit van het cluster NW380). Uitsluitend voor vergelijkingsdoeleinden is de huidige verwachting voor Diemen-Lelystad-Ens toegevoegd aan de originele verwachting volgens KCD 2016.

mogelijkheden om circuits in de landelijke 380 kV-ring buiten bedrijf te stellen beperkt zijn, kunnen de deelprojecten uitsluitend volgtijdelijk worden uitgevoerd. Het is daarom van groot belang om uitloop van afzonderlijke projecten te vermijden.

De totale kosten voor Beter Benutten zijn gedaald van EUR 295 mln naar EUR 221 mln. Deze kosten-daling heeft 3 aanwijsbare oorzaken:

1. Toevoeging van de projectdelen Diemen – Lelystad en Lelystad – Ens aan de scope van het programma (+ EUR 97 mln.)
2. Verlaging van de verwachte projectkosten voor de opwaarderingen van Ens – Zwolle, Eindhoven – Maasbracht en Geertruidenberg – Krimpen met EUR 71 mln (van EUR 191 mln naar EUR 120 mln). Dit als gevolg van de reeds genoemde inzet van HTLS-geleiders.
3. De opwaardering van Zwolle – Hengelo is On Hold gezet, omdat uit nieuwe netberekeningen blijkt dat er geen n-1 knelpunt op deze verbinding optreedt. In het vorige KCD waren de investeringen voor dit project, EUR 100 mln, gepland in de periode na 2022.

Zoals eerder genoemd zal dankzij de programma-tische aanpak en de toepassing van de HTLS geleiders de uitvoering van het programma kunnen worden versneld. Dit is zichtbaar in de verschillende jaarlagen.

4.5 Overige investeringen in het 380 kV- en 220 kV-net

4.5.1 Reguliere projecten

De Large Clusters en Beter Benutten buiten beschouwing latend, is het investeringsniveau voor het 220/380 kV-net over de periode 2018-2022 voor de capaciteitsuitbreidingen met ruim EUR 60 mln toegenomen ten opzichte van KCD 2016. Dit wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door:

- COBRACable: + EUR 20 mln. Hoewel de totale kostenraming van de aanleg van de HVDC-kabel naar Denemarken met EUR 12 mln is afgenomen naar EUR 255 mln, verschuiven er, als gevolg van een vertraging van één kwartaal in de planning, kosten van 2017 naar 2018 en 2019.
- Meeden – Diele 380 kV, opwaarderen verbinding: + EUR 20 mln. In het vorige KCD stond dit project nog met een eerste grove kostenraming van EUR 10 mln (EUR 19 mln met een kans van doorgang van 50%) en een verwachte inbedrijfname in het eerste kwartaal van 2018. Inmiddels is het project verder uitgewerkt in een investeringsvoorstel en – aanvraag en bevindt het zich in de realisatiefase met een kostenraming van EUR 31 mln en een verwachte inbedrijfname in het eerste kwartaal van 2020.
- Maasbracht 380 kV, reconstructie station: + EUR 10 mln. De verzwaring van enkele componenten, zoals in het vorige KCD opgenomen, blijkt het kortsluitrisico niet voldoende te kunnen mitigeren.

Tabel 4.12

Belangrijkste mijlpalen voor het cluster Beter Benutten		
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting" Start realisatie	Planning "Huidige verwachting" IBN-datum
Lelystad - Ens	Q2 2018	Q4 2018
Diemen - Lelystad	Q4 2018	Q1 2020
Krimpen - Geertruidenberg	Q1 2020	Q1 2021
Zwolle - Ens	Q1 2021	Q4 2021
Eindhoven - Maasbracht	Q4 2021	Q1 2023
Zwolle - Hengelo	On Hold	On Hold

De oplossing die nu uitgewerkt gaat worden, is volledige herbouw van het station waardoor de totale kostenraming met EUR 57 mln stijgt en de verwachte inbedrijfsname 4,5 jaar later wordt.

- Drie nieuwe, niet risicogedreven, projecten die aan het investeringsportfolio toegevoegd zijn: + EUR 10 mln. Het betreft de versterking van de interconnectieverbinding tussen Nederland en België, uitbreiding van de hal op station Weiwerd 220 kV en het voorbereiden van Dynamic Line Rating.

4.5.2 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar zijn acht projecten afgerond met totale gerealiseerde kosten van EUR 31 mln. De grootste drie projecten zijn de uitbreiding met een derde transformator op station Eemshaven (EUR 14 mln, de bouw van een noodlijn tussen Eemshaven en Eemshaven – Oudeschip (nieuw project ten opzichte van KCD 2016, EUR 10 mln) en de opwaardering van de capaciteit op de verbinding Borssele – Geertruidenberg naar 2 x 1.900 MVA (EUR 2 mln). De overige vijf projecten zijn gerealiseerd voor ongeveer EUR 1 mln per stuk.

4.5.3 Bestaande projecten in realisatiefase

Er zijn tien projecten in de realisatiefase, vier daarvan zullen naar verwachting eind 2017 gereed zijn. Het betreft hier de aansluitingen van blindstroomcompensatiespoelen op de stations Eemshaven – Oudeschip, Ens en Vierverlaten, alsmede het uitbreiden van de rail op station Borssele in verband met nieuwe klantaansluitingen voor EPZ en Wind op Zee. Voor de overige zes projecten wordt de inbedrijfsname verwacht in de periode van 2018-2020. Verreweg de grootste hiervan is COBRACable,

de aanleg van de HVDC-kabel naar Denemarken. Dit project loopt naar verwachting een vertraging van één kwartaal op ten opzichte van het in het KCD 2016 aangenomen plan .

Andere vertragingen van individuele uitbreidingsprojecten op het landelijke 220/380 kV-netvlak leiden slechts tot beperkte verschuivingen van bestedingen. Enkele projecten kennen echter wel een vertraging van de initieel ingeschatte inbedrijfsnamedatum. De belangrijkste zijn de opwaardering van de 380 kV-verbinding Meeden – Diele met twee jaar doordat uit de alternatievenstudie gebleken is dat een andere oplossing noodzakelijk is, en de inlusing van het 380 kV-circuit Krimpen – Oostzaan op het 380 kV-station Diemen met 1,5 jaar door het niet beschikbaar zijn van een nettechnisch veilige ombouwperiode.

4.5.4 Bestaande projecten in pre-realisatie fase

Er zijn drie projecten in de pre-realisatiefase, die al bestonden ten tijde van KCD 2016. Ten opzichte van het vorige plan valt op dat één project enkele jaren later wordt opgeleverd. Het betreft de mitigatie van de één- en driefase kortsluitvastheidsproblematiek op 380 kV-station Maasbracht. Zoals in paragraaf 4.5.1 al aangegeven, voldeed de initiële oplossing niet en moet worden overgegaan tot volledige reconstructie van het station. Dit leidt tot een totale kostenraming van EUR 64 mln (+ EUR 57 mln) en een verwachte inbedrijfsname medio 2024 (+ 4,5 jaar).

Van de andere twee projecten, de opwaardering naar 3 kA van de 380 kV-verbinding Eindhoven – Tilburg –

Geertruidenberg en de bouw van een nieuw 380 kV-station in Moerdijk, zijn de planningsdata nauwelijks en de kostenramingen niet gewijzigd.

4.5.5 Stopgezette projecten

Uit de portfolio uitbreidingsprojecten zijn de opwaarderingen naar 3 kA van de verbindingen Hengelo – Zwolle en Dodewaard – Doetinchem verwijderd. De reden hiervoor is dat de betreffende opwaarderingen onderdeel zijn geworden van het nieuwe project Voorbereiding Dynamic Line Rating 380 kV-ring. Ze zijn namelijk noodzakelijk om de vermogenstransporten tot 2.633 MVA (4kA) met behulp van Dynamic Line Rating te kunnen faciliteren.

Ook is het project ter mitigatie van het risico op overschrijding van de éénfase kortsluitvastheid op 380 kV-station Krimpen aan den IJssel komen te vervallen. De reden hiervoor is dat uit de kortsluitberekeningen blijkt dat de grenswaarde van 50 kA niet wordt overschreden.

4.5.6 Nieuwe projecten

Er zijn een vijftal nieuwe projecten geïnitieerd ten opzichte van het vorige KCD. Het project voor de aanleg van een tijdelijke 380 kV-lijn tussen Eemshaven en Eemshaven – Oudeschip is inmiddels opgeleverd voor ongeveer EUR 10 mln. Deze tijdelijke lijn bleek nodig te zijn om congestie te voorkomen totdat het project Noord-West 380 wordt opgeleverd.

De overige projecten zitten voor ruim EUR 30 mln in de pre-realisatiefase en betreffen het versterken van de interconnectie tussen Nederland en België, het uitbreiden van hal en rail op station Weiwerd 220 kV, het voorbereiden van Dynamic Line Rating en het vergroten van de transformatorcapaciteit 380-220 kV in Ens. Dit laatste project beoogt om, samen met het project Noord-West 380, de n-1 bij onderhoud knelpunten in Ens en Zwolle op te lossen.

05

Capaciteits-
uitbreidingen
110 kV-net
regio Noord



Het 110 kV-net in de regio Noord omvat de 110 kV-infrastructuur in de provincies Friesland, Groningen, Drenthe, Overijssel en de Noordoostpolder (Flevoland). Voor alle deelnetten in deze regio geldt dat ze worden gekenmerkt door een hoge belasting in vergelijking met het opgesteld productievermogen, dat bovendien voor een groot deel bestaat uit decentrale opwekking. De belasting stijgt licht, terwijl de decentrale opwekking, voornamelijk zon en wind op land, een sterke stijging laat zien.

Netuitbreidingen in het 110 kV deelnet van Friesland zijn noodzakelijk. Dit door de toename van wind-turbinevermogen in zuidwest-Friesland en een voorziene groei van zon-PV verspreid door Friesland. Voor het deelnet in Friesland worden daarom, in tegenstelling tot in het KCD 2016, veel meer knelpunten voorzien. Voor het deelnet in Groningen en Drenthe worden drie opwaarderingen van lijn-verbindingen voorzien om toename van decentrale opwekking te kunnen transporteren. In het deelnet van Overijssel worden drie nieuwe kabelverbindingen, samen met opwaardering van diverse lijn-verbindingen, voorzien om de knelpunten met een sterke onderlinge samenhang op te lossen. In de Noordoostpolder zijn geen uitbreidingen voorzien.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteits-knelpunten in Regio Noord is in dit KCD ten opzichte van het KCD 2016 in de periode 2016-2019 gedaald. Dit komt door de eerdere mitigatie van het knelpunt op de verbinding Groningen Hunze – Delfzijl Weiwerd. Vanaf 2020 stijgt het risicoprofiel. Dit heeft voornamelijk te maken met nieuwe knelpunten in Friesland, veroorzaakt door het aansluiten van nieuwe windproductievermogen.

Het mitigeren van de geïdentificeerde knelpunten in regio Noord zal naar verwachting EUR 130-190 mln kosten. Dit is hoger in vergelijking met KCD 2016 (EUR 45-70 mln). Deze stijging is een gevolg van nieuwe projecten die noodzakelijk zijn om de forse toename van duurzaam productievermogen, aangesloten op het Friese deelnet, te kunnen faciliteren.

5.1 Nut en noodzaak van investeringen in Friesland

5.1.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

Het deelnet Friesland is via de 220/110 kV-stations Bergum, Louwsmeer en Oudehaske met het 220

kV-net gekoppeld. Via het 110 kV-station Lemmer is een koppeling mogelijk naar deelnet Overijssel, die alleen wordt ingezet bij onderhoud en het oplossen van storingen. De huidige structuur van het 110 kV-net in Friesland is afgebeeld in Figuur 5.1.

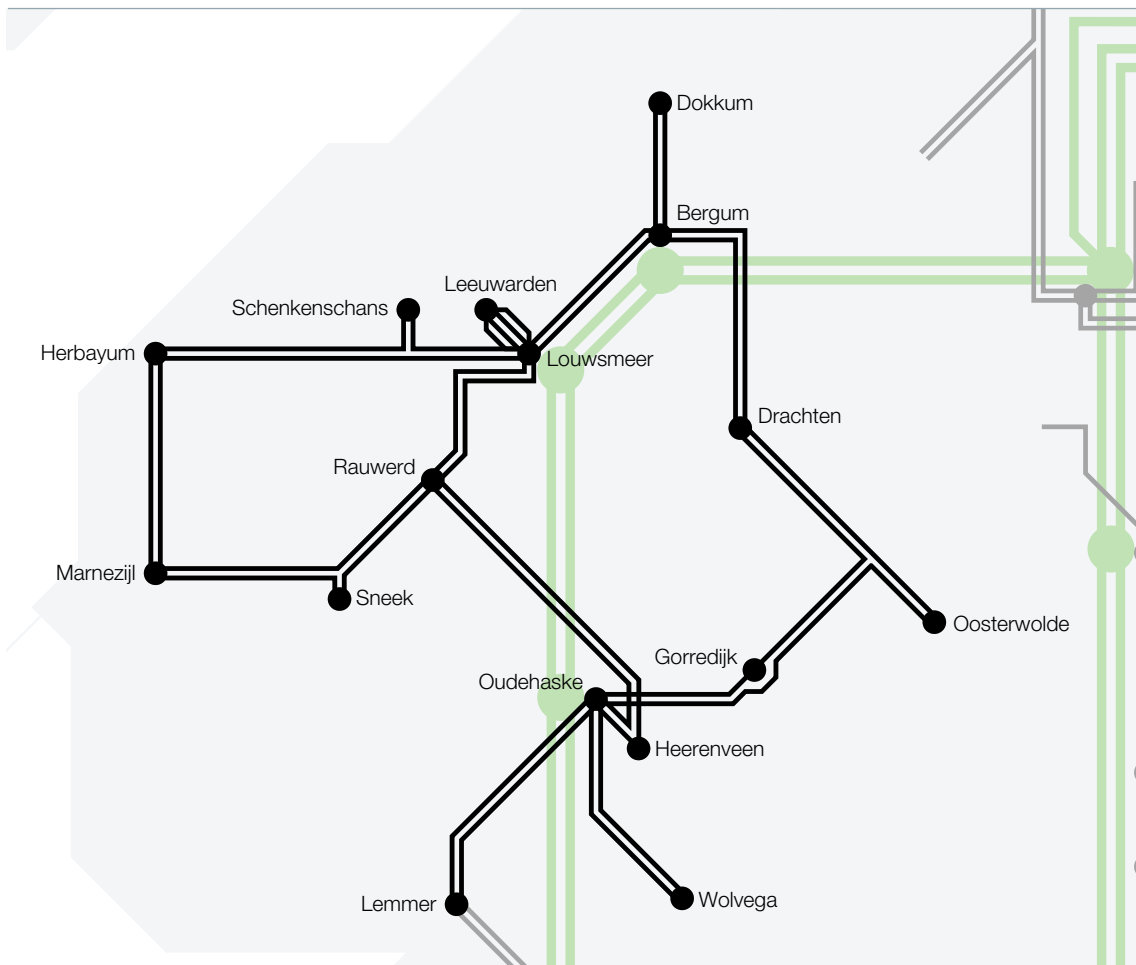
De knelpuntberekeningen in het netmodel houden voor elk steekjaar rekening met de belasting en de inzet van de decentrale opwek zoals door de regionale netbeheerder opgegeven. In de steekjaren zijn geen netverzwaringen, die in de tussenliggende jaren gerealiseerd worden, meegenomen. Dit omdat goedkeuring nog niet heeft plaats gevonden op de investering. Hierdoor zijn dan ook de knelpunten inzichtelijk te maken die worden veroorzaakt door de sterke toename aan opwekking vanuit wind en zon.

5.1.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

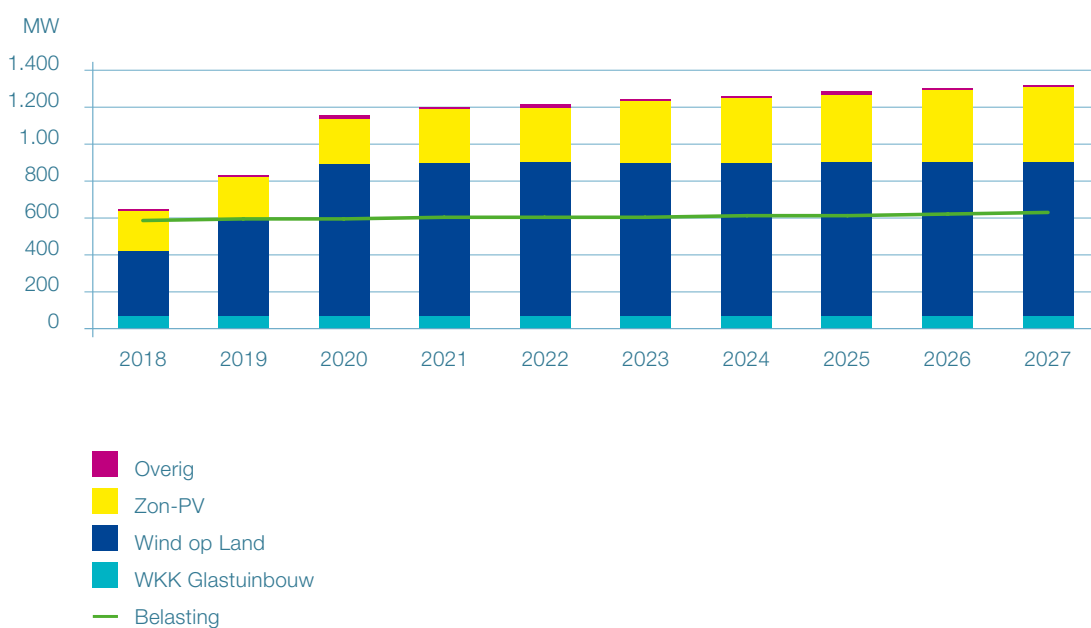
De piekbelasting in Friesland neemt naar verwachting licht toe van circa 590 MW in 2018 naar circa 630 MW in 2027. De toename in de belasting komt geheel voor rekening van een stijging van de belasting in de onderliggende middenspanningsnetten, zoals opgegeven door de regionale netbeheerder Liander.

De belastingprognose is ten opzichte van het KCD 2016 door regionaal netbeheerder Liander naar beneden bijgesteld. Voor het eerste steekjaar, 2016 respectievelijk 2018, van het KCD 2016 en dit KCD wordt een gelijke waarde van circa 590 MW aangehouden.

In de prognose van Liander en op basis van aanvragen voor aansluiting bij TenneT stijgt het geïnstalleerd windturbinevermogen in Friesland van circa 350 MW in 2018 naar circa 830 MW in 2027. Dit is 430 MW meer dan in KCD 2016 voorzien voor het laatste steekjaar (2025). De voorziene windturbineparken in Friesland zullen, in samenspraak met Liander, voornamelijk op de middenspanningsnetten worden aangesloten. Voor zon-PV wordt een groei voorzien van circa 210 MW in 2018 naar circa



Figuur 5.1 Huidige structuur van het 110 kV-net in Friesland



Figuur 5.2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 110 kV-net in Friesland

410 MW in 2027. In het KCD 2016 werd nog uitgegaan van circa 50 MW in 2025. Door deze verwachte productie toename, overstijgt deze de belasting van het deelnet. Een teruglevering op het landelijke 220 kV-net zal dan plaatsvinden.

5.1.3 Scenario's voor netberekeningen

In het 110 kV-deelnet Friesland kan binnen de huidige zichtperiode met alleen het Referentiescenario volstaan worden om de problematiek van het deelnet in beeld te brengen. Friesland kent namelijk op de RNB aansluitingen na geen klant aansluitingen direct op het 110 kV-net. Hierdoor ontstaan geen afwijkende transporten die in het Referentiescenario worden beschouwd. Het scenario Decentrale Klimaatactie wordt kwalitatief beschouwd en geeft hiermee een doorkijk naar 2030.

Verbindingen: Knelpunten en voorziene maatregelen

In het KCD 2016 werd nog maar één n-2 knelpunt geconstateerd op de verbinding Heereveen – Oudehaske. Dit KCD laat in 2018 al een nieuw n-1 knelpunt zien op Herbayum – Schenkenschans. Deze ontstaat door een toename aan windturbinevermogen en zon-PV op Herbayum. Voor 2021 zijn elf nieuwe n-1 knelpunten vastgesteld (Tabel 5.1). Deze toename in aantal knelpunten is vanwege de verwachte groei van windturbinevermogen in zuid-west-Friesland en de sterke toename van zon-PV. De versterking van het 110 kV-net in Friesland is in 2016 onderzocht, en eind 2016 is er een voorkeursoplossing bepaald. Van de versterking in Friesland worden momenteel diverse basisontwerpen opgesteld. De versterking wordt gefaseerd uitgevoerd, waarbij de volledige versterking in 2023

Tabel 5.1

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Friesland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Bergum - Louwsmeer	-	n-1	n-1	10 - 100	Nieuw
Louwsmeer - Schenkenschans	-	n-1	n-1		Nieuw
Herbayum - Louwsmeer	-	n-1	n-1		Nieuw
Herbayum - Marnezijl	-	n-1	n-1		Nieuw
Marnezijl - Sneek	-	n-1	n-1		Nieuw
Marnezijl - Rauwerd	-	n-1	n-1		Nieuw
Sneek - Rauwerd	-	n-1	n-1		Nieuw
Rauwerd - Louwsmeer	-	n-2	n-2		Nieuw
Oudehaske - Rauwerd	-	n-1	n-1		Nieuw
Heereveen - Rauwerd	-	n-1	n-1		Nieuw
Heereveen - Oudehaske	-	n-1	n-1		Nieuw
Herbayum - Schenkenschans	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

Tabel 5.2

Gesignaleerde knelpunten op stations in Friesland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Station Rauwerd	-	lk	lk	0.01 - 0,1	Nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

Tabel 5.3

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Friesland			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Wolvega	10 kV	Aanpassing van 2 bestaande transformatorvelden (110/10 kV)	2018

gereed komt. De n-1 knelpunten treden op bij hoge decentrale opwekking. De knelpunten worden opgelost door de 110 kV-westring van Friesland op te waarden en de aankoppelingen naar 220 kV-net bij Louwsmeer en Oudehaske te versterken. Dit gebeurt door op beide stations een derde 220/110 kV-transformator in bedrijf te nemen.

5.1.4 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Op het 110 kV-station Rauwerd wordt vanaf 2021 een overschrijding van de driefasekortsluitstroom verwacht. Het versterken van de westring en de aankoppelingen, zoals beschreven in de voorafgaande paragraaf, tezamen met het maken van netopeningen bij Rauwerd zorgen ervoor dat de kortsluitstroom naar een toelaatbare waarde daalt.

n-1 railcriterium knelpunten

Er zijn geen n-1 railcriterium knelpunten geconstateerd in het 110 kV-deelnet van Friesland

5.1.5 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

De distributietransformatoren in Friesland van 110 kV naar 10 kV of 20 kV zijn in beheer van de regionale netbeheerder Liander. Voor de zichtperiode van dit KCD heeft Liander aangegeven behoefte te hebben de aankoppeling als genoemd in Tabel 5.3 aan te passen. Aanpassingen en uitbreiding op Marnezijl en Oudehaske, die benoemd waren in KCD 2016, zijn inmiddels gereed.

5.1.6 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

Het scenario Decentrale Klimaatactie geeft een doorkijk naar 2030. Dit scenario leidt tot een verdere toename van zon-PV vermogen in het deelnet van Friesland en zorgt voor nog grotere wisselingen in de transportstromen en versterking aantal uren overbelasting op het reeds gesignaleerde knelpunten op de verbindingen die in tabel 5.1 zijn opgenomen. Nadere studie moet volgen of dit aanleiding geeft tot

verdere verzwaring of uitbreiding van deelnet Friesland.

5.2 Nut en noodzaak van investeringen in Groningen en Drenthe

5.2.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

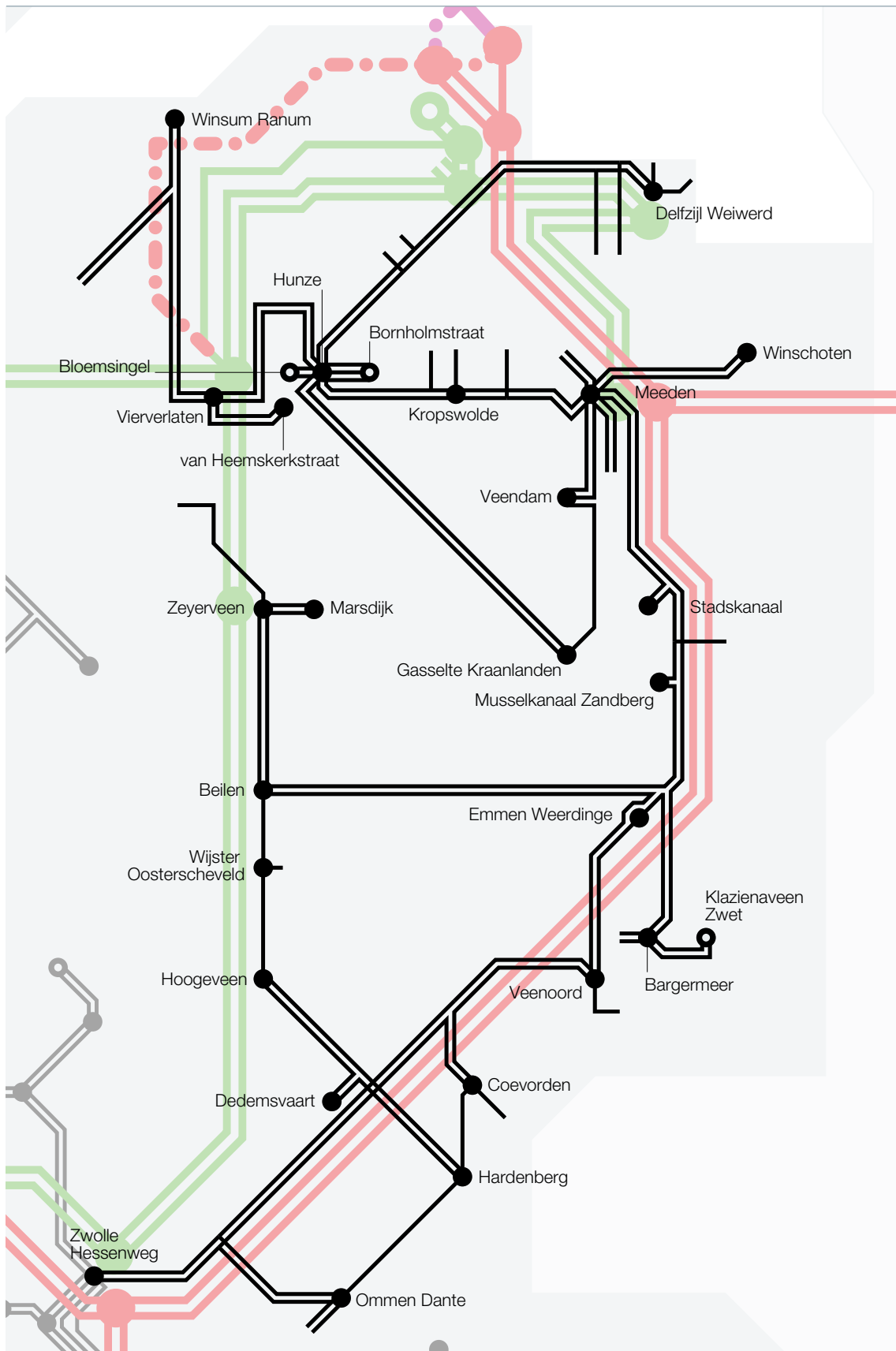
Het 110 kV-net in Groningen en Drenthe is in drie netdelen opgedeeld, namelijk:

- Vierverlaten (– Weiwerd) – Meeden: Dit netdeel is via de stations Meeden, Vierverlaten en Delfzijl Weiwerd met het 220 kV-net gekoppeld
- Zeyerveen: Dit netdeel is via de stations Zeyerveen en Meeden met het 220 kV-net gekoppeld. Netdeel Zeyerveen is gekoppeld met het netdeel Hoogeveen
- Hoogeveen: dit netdeel is via Zwolle Hessenweg met het 220 kV-net gekoppeld en netdeel Zeyerveen.

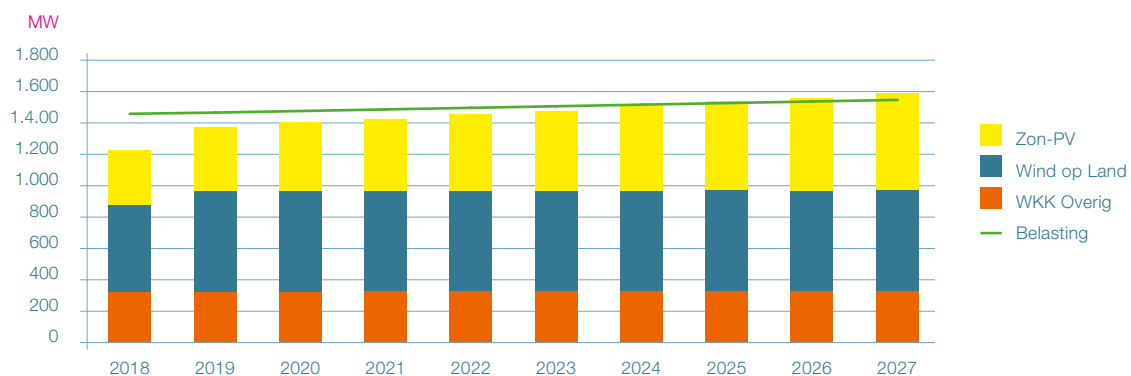
De huidige structuur van het 110 kV-net in Groningen en Drenthe is afgebeeld in Figuur 5.3. De knelpuntberekeningen in het netmodel houden voor elk steekjaar rekening met de belasting, conventionele productie en de inzet van de decentrale opwek zoals door de regionale netbeheerder is opgegeven. In de steekjaren zijn geen netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gerealiseerd worden meegenomen, goedkeuring heeft nog niet plaats gevonden op de investering en juist om de knelpunten inzichtelijk te krijgen vanuit de sterke toename aan opwekking vanuit wind en zon.

5.2.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

Figuur 5.4 geeft de ontwikkeling van de belasting en het decentrale productievermogen voor deelnet Groningen en Drenthe. De toename aan belasting komt vanuit de onderliggende middenspanningsnetten zoals deze is opgegeven door de regionale netbeheerder Enexis en de direct aangeslotenen bij TenneT. De belastingvraag ontwikkelt zich van circa



Figuur 5.3 Huidige structuur van het 110 kV-net in Groningen en Drenthe



Figuur 5.4 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 110 kV-net in Groningen en Drenthe

Tabel 5.4

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Groningen en Drenthe					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
110 kV netdeel Vierverlaten-Meeden					
Groningen Hunze - Delfzijl Weiwerd	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Gasselte Kraanlanden - Groningen Hunze	n-1	n-1	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
110 kV netdeel Zeijerveen					
Meeden - Stadskanaal	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw
Musselkanaal Zandberg - Stadskanaal	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Beilen - Musselkanaal Zandberg	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Meeden - Bargerveer	-	-	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw
Emmen Weerdinge - Veenoord	-	-	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw
110 kV netdeel Hoogeveen					
Dedemsvaart - Hoogeveen - Hardenberg	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

1.460 MW in 2018 naar circa 1.550 MW in 2027. Dit is 100 MW lager in geschat dan voorzien in KCD 2016 voor 2025.

Verwacht wordt dat het geïnstalleerd windtubine-vermogen in Groningen en Drenthe stijgt van circa 560 MW in 2018 naar circa 640 MW in 2027. Dit is 200 MW meer dan is voorzien in het KCD 2016 voor 2025. Voor zon-PV wordt een groei voorzien van circa 340 MW in 2018 naar 610 MW in 2027. In het KCD 2016 was een toename naar circa 425 MW in 2025 voorzien. Door deze verwachte productie toename, overstijgt deze de belasting van het deelnet. Een teruglevering op het landelijke 220 kV-net zal dan plaatsvinden.

5.2.3 Scenario's voor netberekeningen

Voor het deelgebied Groningen en Drenthe zijn twee scenario's geselecteerd om de problematiek binnen het deelgebied te kunnen analyseren:

- Landelijke Referentiescenario
- Productie hoog: het betreft hier een situatie waar de productie-eenheden die op dit moment buiten bedrijf zijn (mottenballen) toch in bedrijf worden verwacht.
- Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

De resultaten van de vermogensstroom-berekeningen, op basis van de twee scenario's, laten per steekjaar de knelpunten zien (zie Tabel 5.4).

Delfzijl Weiwerd – Groningen Hunze

Het knelpunt op deze verbinding treedt zowel op bij het landelijke Referentiescenario als het Productie hoog scenario. Het bestaande knelpunt wordt opgelost door opwaardering van deze verbinding. In 2016 is de studie naar oplossingsalternatieven afgerond. De inbedrijfname is voorzien in 2020.

Gasselte Kraanlanden – Groningen Hunze

Het knelpunt op deze verbinding treedt zowel op bij situaties van hoge belasting als hoge conventionele productie. De mate van overschrijding van het bestaande knelpunt neemt af door toename van decentrale opwekvermogen. Een verdere toename van de decentrale opwek zal er voor zorgen dat het knelpunt weer toeneemt. Het knelpunt wordt opgelost door opwaardering van deze verbinding. In 2017 is de studie naar oplossingsalternatieven afgerond. De inbedrijfname is voorzien in 2019

Beilen – Musselkanaal Zandberg, Musselkanaal Zandberg – Stadskanaal, Meeden – Stadskanaal, Meeden – Bargermeer

De knelpunten op deze verbindingen treden op bij een lage belasting en hoge opwek vanuit decentraal vermogen. Uit een studie in 2017 is gebleken dat door het opwaarderen van de geleiders bij Stadskanaal de n-1 knelpunten bij Musselkanaal Zandberg – Stadskanaal en Meeden – Stadskanaal worden opgelost. De inbedrijfname is voorzien in 2021.

Emmen Weerdinge – Veenoord

Het knelpunt op deze verbinding treedt zowel op bij situaties van hoge belasting als hoge productie. Het nieuwe knelpunt kan op stationsniveau met een beperkte aanpassing worden opgelost. De inbedrijfname is voorzien in 2020.

Dedemsvaart – Hardenberg, Dedemsvaart Hoogeveen

Onderzoek heeft plaats gevonden naar een robuuste oplossing om onderhoud aan de mast tussen de geleiders en de bliksembeveiliging in de toekomst mogelijk te maken. Hiermee is de opwaardering uitgesteld.

5.2.4 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Tabel 5.5 geeft een overzicht van de geconstateerde knelpunten op stations in Groningen en Drenthe, het criterium waaraan niet voldaan kan worden en de risicoscore.

Stations Delfzijl Weiwerd, Groningen Hunze, Veendam en Meeden

De voornoemde 110 kV-stations hebben een kortsluitvastheidsknelpunt. Na vaststelling van de huidige kortsluitvastheid van Delfzijl Weiwerd, Groningen Hunze en Meeden volgt voor Groningen Hunze en Meeden een opwaardering van beide 110 kV-stations. De inbedrijfname is voorzien in 2020. Voor Delfzijl Weiwerd geldt een afhankelijkheid van een inbedrijfname van een klant. Voor Veendam

Tabel 5.5

Gesignaleerde knelpunten op stations in Groningen en Drenthe					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
110 kV netdeel Vierverlaten-Meeden					
station Delfzijl Weiwerd	lk	lk	lk	0,1 - 1*	Bestaand
station Groningen Hunze	lk	lk	lk		Bestaand
station Meeden	-	lk	lk		Bestaand
station Veendam	lk	lk	lk		Bestaand
110 kV netdeel Zeijerveen					
station Zeijerveen	-	-	n-2	0,01 - 0,1	Nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

* Dit betreft dezelfde risicobeoordeling als voor de stations in netdeel Noordoostpolder en een deel van de stations in netdeel Harculo-Hengelo in tabel 5.8.

Tabel 5.6

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Groningen en Drenthe			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Gasselte Kraanlanden	10 kV/20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV) en aanpassing van 1 koppeling (110/20/10 kV)	2019
Stadskanaal	10 kV/20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV) en aanpassing van 1 koppeling (110/20/10 kV)	2019
Klazienaveen Zwet	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV)	2019
Veendam	10 kV/20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV) en aanpassing van 1 koppeling (110/20/10 kV)	2019
Musselkanaal Zandberg	10 kV/20 kV	Aanpassing van 2 koppelingen (110/20/10 kV)	2019
Emmen Weerdinge	10 kV/20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV) en aanpassing van 1 koppeling (110/20/10 kV)	2020
Eemshaven Midden*	20 kV	Koppeling van 3 nieuwe transformatoren (110/20 kV)	2020

* Eemshaven Midden is een nieuw te realiseren 110 kV-station, onder andere ten behoeve van duurzame ontwikkelingen op land.

wordt een studie opgestart om te bepalen welke aanpassingen noodzakelijk zijn.

Station Zeyerveen

Het n-1 tijdens onderhoud knelpunt ontstaat door toename in de belastingvraag. Onderhoud aan de 220/110 kV-transformatoren is alleen mogelijk in periodes van lage belasting. Deze periodes zijn zeer beperkt en voornamelijk in de nacht uren. Het uitwisselen van de twee bestaande transformatoren met een hogere capaciteit lost dit knelpunt op in 2023.

n-1 railcriterium knelpunten

Er zijn geen n-1 railcriterium knelpunten geconstateerd in het 110 kV-deelnet van Groningen en Drenthe.

5.2.5 Aankoppeling met netten lager spanningsniveau

De distributietransformatoren in Groningen en Drenthe van 110 kV naar 10 kV of 20 kV zijn in beheer van Enexis. Voor de zichtperiode van dit KCD heeft Enexis aangegeven behoefte te hebben aan de aankoppelingen als genoemd in Tabel 5.6.

5.2.6 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

Het scenario Decentrale Klimaatactie geeft een doorblik van 2030. In Groningen en Drenthe leidt dit scenario tot verhoogde knelpunten en versterking

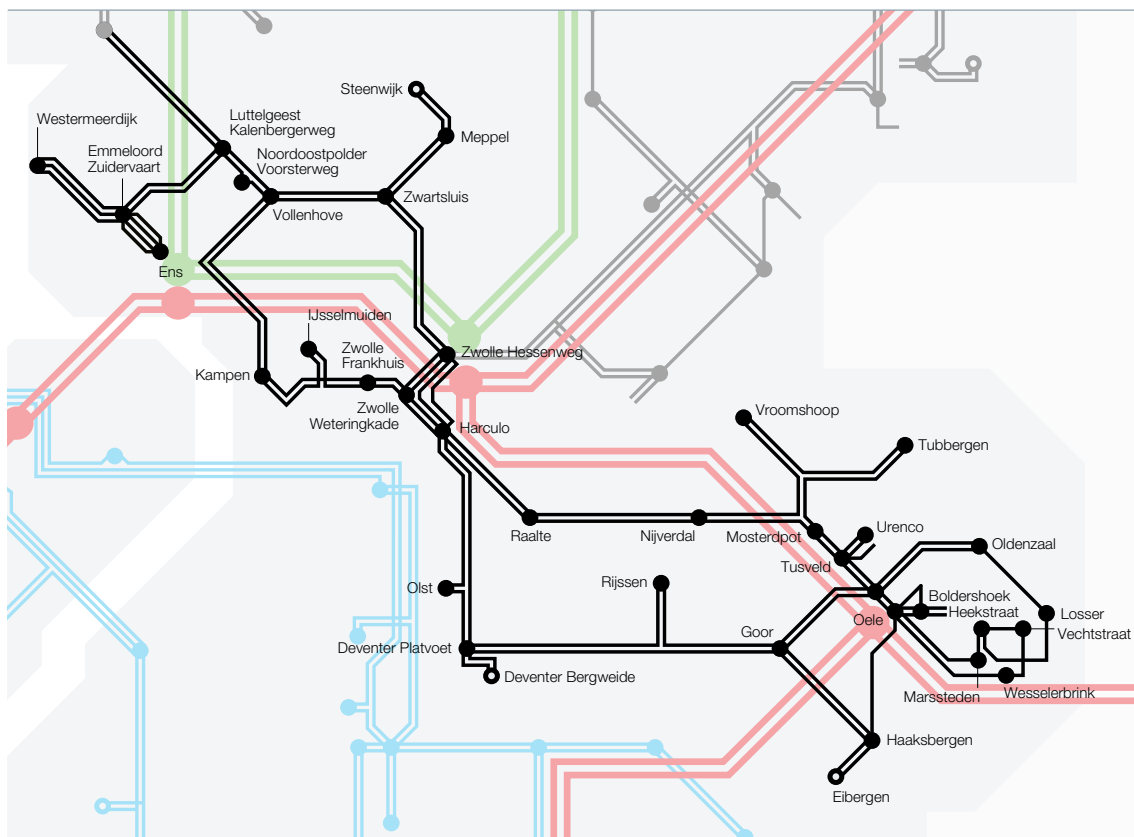
aantal uren overbelasting op de verbindingen van Meeden naar Gasselte Kraanlanden en van Meeden naar Emmen. Dit komt doordat de grote hoeveelheid aan duurzame energie de totale belastingvraag overschrijdt en de transporten omdraaien. Het overschrijdende productievermogen zal daarom naar het 220 kV-netwerk getransporteerd moeten worden.

5.3 Nut en noodzaak van investeringen in Overijssel en in de Noordoostpolder

5.3.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

De geografische ligging van het 110 kV-deelnet van Overijssel en de Noordoostpolder is afgebeeld in Figuur 5.5. Het 110 kV-deelnet Overijssel en de Noordoostpolder zijn in drie netdelen opgedeeld. Dit zijn:

- Harculo – Hengelo: dit netdeel is via Hengelo Oele met het 380 kV-net gekoppeld en via Zwolle Hessenweg met het 220 kV-net
- Hengelo Oele: dit netdeel is via Hengelo Oele met het 380 kV-net gekoppeld
- Noordoostpolder: dit netdeel is via Ens met het 380 kV-net gekoppeld. Daarnaast kan het netdeel een koppeling met Friesland (110 kV Lemmer) maken. Verder is dit netdeel via Zwolle Hessenweg gekoppeld met het 220 kV-net en met netdeel Harculo–Hengelo.



Figuur 5.5 Huidige structuur van het 110 kV-net Overijssel en de Noordoostpolder

De knelpuntberekeningen in het netmodel houden voor elk steekjaar rekening met de belasting en voornamelijk de inzet van de decentrale opwek zoals door de regionale netbeheerder opgegeven. In de diverse steekjaren zijn geen netverzwaringen meegenomen, juist om de knelpunten ontwikkelingen inzichtelijk te krijgen vanuit de sterke toename aan opwekking vanuit wind en zon.

5.3.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

Figuur 5.6 geeft de ontwikkeling weer van de belasting en de decentrale productie (DCO) voor deelnet Overijssel en Noordoostpolder, zoals deze wordt voorzien voor de zichtperiode 2018-2027. De toename in de belasting komt voort uit een stijging van de belasting van de onderliggende middenspanningsnetten van Enexis. De belastingvraag ontwikkelt zich van circa 1.258 MW in 2018 naar circa 1.329 MW in 2027. In het KCD 2016 bedroeg de belastingontwikkeling een groei van circa 1.165 MW in 2016 tot circa 1.220 MW in 2025.

Volgens opgave van de regionale netbeheerder stijgt het windturbinevermogen aangesloten op de middenspanningsnetten vanaf 2018 niet verder dan

circa 500 MW. Ook voor het windvermogen van direct aangesloten op het 110 kV-net van TenneT (450 MW in totaal) wordt geen verdere uitbreiding voorzien. Voor zon-PV wordt nog wel een aanzienlijke groei verwacht van circa 290 MW in 2018 tot 580 MW in 2027, wat in lijn ligt met de verwachting vanuit het KCD 2016.

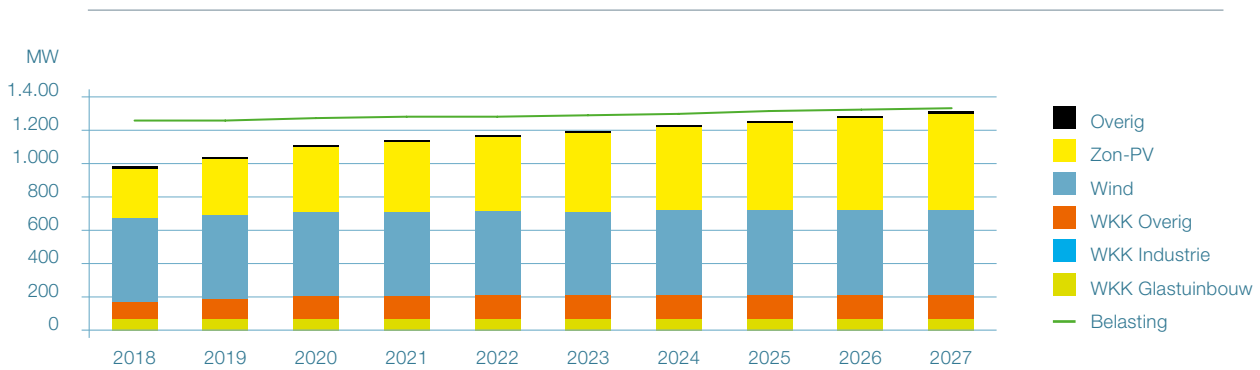
5.3.3 Scenario's voor netberekeningen

Op basis van analyse van vermogensstroomberekeningen zijn voor het deelgebied Overijssel en Noordoostpolder twee scenario's geselecteerd om zo de problematiek binnen het deelgebied goed te kunnen analyseren:

- Landelijke Referentiescenario
- Productie hoog: het betreft hier een situatie waar de productie-eenheden die op dit moment buiten bedrijf zijn (mottenballen) toch in bedrijf worden verwacht.

5.3.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

De resultaten van de vermogensstroomberekeningen, op basis van de twee scenario's laten per steekjaar de volgende knelpunten zien (zie Tabel 5.6).



Figuur 5.6 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 110 kV-net in Overijssel en Noordoostpolder

Netdeel Noordoostpolder

Het knelpunt op de verbindingen Zwolle Wetering-kade – Harculo en Zwolle Hessenweg – Zwolle Wetering-kade treden op bij situaties van hoge belasting en hoge productie. De nieuwe n-1-knelpunten kunnen worden opgelost door de bestaande verbinding op te waarderen. Dit wordt in de komende periode nader bestudeerd.

Het knelpunt op Vollenhove-NOP Voorsterweg is operationeel op te lossen. Door een netopening te maken tussen 110 kV-deel richting Zwolle en de Noordoostpolder kan het productievermogen op Westermeerdijk en Luttelgeest naar Ens 380 kV worden geleid.

Onderhoud aan de verbinding Emmeloord – Westermeerdijk kan alleen in periodes met een beperkt windturbinevermogen op Westermeerdijk. Onderhoud is alleen kort van tevoren te plannen omdat het opwekvermogen op Westermeerdijk sterk fluctueert.

Netdeel Harculo – Hengelo

Knelpunten op de verbindingen ontstaan door het lokale verbruik in combinatie met de decentrale productie. De n-1-knelpunten ontstaan doordat het naastliggende circuit niet beschikbaar is en de n-2-knelpunten komen voort uit doortransporten die vanuit het 220/380 kV-net door het 110 kV-net gaan. De maatregelen die voorzien worden om de knelpunten op te lossen bestaan uit het opwaarderen van de diverse lijnverbindingen in het netdeel Harculo – Hengelo. Verder zal een netsplitsing bij Nijverdalen en Goor worden gemaakt en zullen nieuwe kabelcircuits tussen Nijverdalen – Rijssen, Hengelo Weideweg – Almelo Mosterdpot en Hengelo Oele –

Hengelo Weideweg worden gelegd. Het project bevindt zich momenteel in de basisontwerpfase.

Netdeel Harculo Oele

Het n-1 tijdens onderhoud knelpunt ontstaat door toename in transport. Onderhoud aan de verbinding Hengelo Weideweg – Oldenzaal is alleen in periodes van beperkte transporten mogelijk. Deze periodes zijn zeer beperkt en voornamelijk in de nachtelijke uren en weekenden.

5.3.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Tabel 5.8 geeft een overzicht van de geconstateerde knelpunten op stations in Overijssel en de Noordoostpolder, het criterium waaraan mogelijk niet kan worden voldaan en de risicoscore. Voor Zwolle Hessenweg, Haaksbergen en Hengelo Oele volgt een opwaardering van de 110 kV-stations zodat deze weer voldoen aan de kortsluitvastheid. Deze opwaarderingen worden gereed voorzien in 2020. De 110 kV-stations Hengelo Weideweg en Hengelo Bolderhoek worden geheel vervangen en worden respectievelijk gereed voorzien in 2021 en 2023.

n-1 railcriterium knelpunten

Er zijn geen n-1 railcriterium knelpunten geconstateerd in het 110 kV-deelnet van Overijssel en Noordoostpolder.

5.3.6 Aankoppeling met netten lager spanningsniveau

Voor de zichtperiode van dit KCD heeft de verantwoordelijk regionale netbeheerder Enexis aangegeven geen behoefte aan uitbreidingen te hebben.

Tabel 5.7

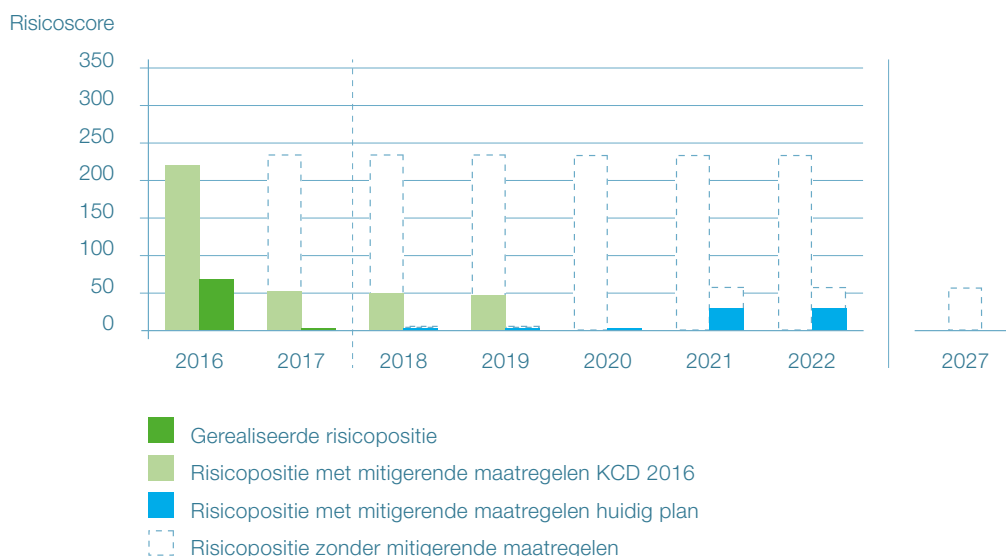
Gesignaleerde knelpunten op verbindingen Overijssel en Noordoostpolder					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Netdeel Noordoostpolder					
Zwartsluis - Meppel	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Vollenhove - NOP Voorsterweg	-	n-1	n-1	10 - 100	Nieuw
Zwolle Weteringkade - Zwolle Hessenweg	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw
Zwolle Weteringkade - Harculo	-	-	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw
Emmeloord - Westerveerweg	n-2	n-2	n-2	0,1 - 1	Bestaand
Netdeel Harculo-Hengelo					
Harculo - Raalte	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Nijverdal - Raalte	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Almelo Mosterdpot - Nijverdal	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Almelo Tusveld - Hengelo Weideweg	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Goor - Haaksbergen - Hengelo	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Rijssen - Deventer Platvoet	-	-	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw
Netdeel Hengelo Oele					
Hengelo Weideweg - Oldenzaal	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

Tabel 5.8

Gesignaleerde knelpunten op stations in Overijssel en Noordoostpolder					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
Netdeel Noordoostpolder					
station Zwolle Hessenweg	l _k	l _k	l _k	0,1 - 1*	Bestaand
Netdeel Harculo-Hengelo					
station Hengelo Weideweg	l _k	l _k	l _k	0,1 - 1*	Bestaand
station Hengelo Oele	l _k	l _k	l _k	0,1 - 1*	Bestaand
station Hengelo Bolderhoek	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
station Goor	l _k	l _k	l _k	0,1 - 1*	Bestaand
station Haaksbergen	l _k	l _k	l _k	0,1 - 1*	Bestaand

* Dit betreft dezelfde risicobeoordeling als voor de stations in netdeel Vierverlaten-Meeden in tabel 5.5.



Figuur 5.7 Ontwikkeling van de risicopositie in regio Noord

5.3.7 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

Het scenario Decentrale Klimaatactie geeft een doorkijk naar 2030. In deelnet Overijssel en Noordoostpolder leidt dit met de huidige prognoses niet tot nieuwe knelpunten. De huidige duurzame ontwikkelingen zijn in dit deelnet kleiner van omvang in vermogen. Hierdoor zal voornamelijk de belasting vraag op de 110 kV afnemen.

5.4 Staat van het net Noord

Tabel 5.9 geeft een opsomming van de belangrijkste geïdentificeerde knelpunten in de regio Noord en de bijbehorende risico-inschattingen, zoals deze in de voorgaande paragrafen beschreven zijn. Dit betreft knelpunten die een risiconiveau van Medium of hoger hebben op één of meerdere van de bedrijfswaarden van TenneT, nu of in de toekomst. Een uitzondering wordt gemaakt voor de bedrijfswaarde Compliance. Voor de knelpunten die lager dan Medium scoren op de bedrijfswaarde Compliance²³ dient eveneens een (operationele) oplossing te worden aangedragen. De ontwikkeling van de capaciteitsknelpunten en de daaraan gerelateerde projecten in regio Noord heeft in 2016 geresulteerd in een sterke daling van het risicoprofiel. In 2017 daalt dit risicoprofiel verder naar een laag niveau waarna dit wederom stijgt in 2021-

2022. Daarna neemt het risicoprofiel verder af tot nagenoeg nul.

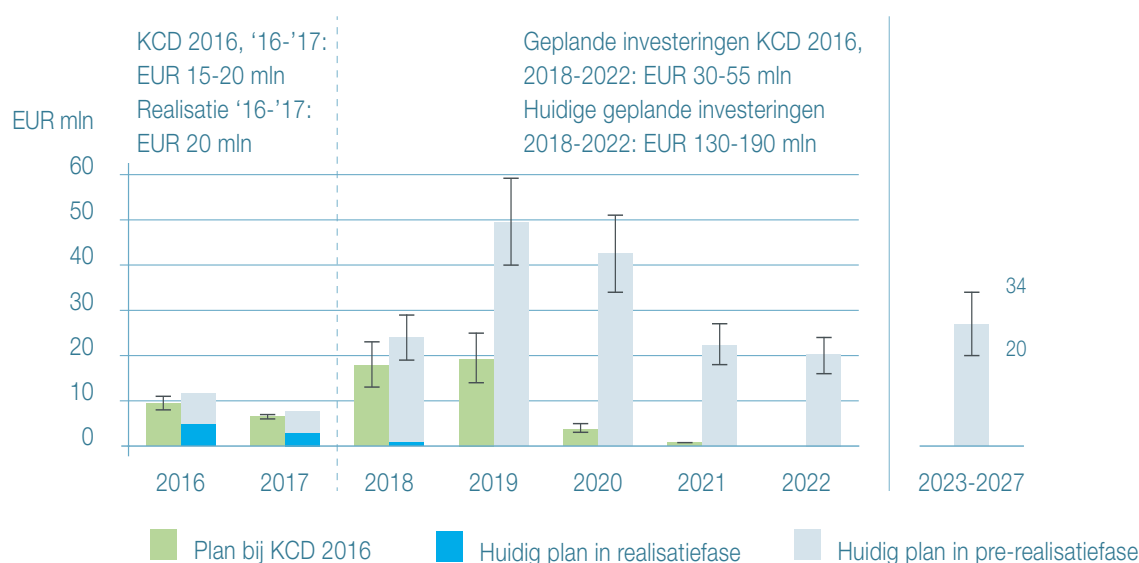
Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio Noord is in dit KCD ten opzichte van het KCD 2016 in periode 2016-2019 gedaald, in 2020 licht gestegen en in 2021-2022 wederom hoger. De gerealiseerde daling in 2016 komt door eerdere mitigatie dan vermeld in het KCD 2016 van het n-1 knelpunt op de verbinding Groningen Hunze – Delfzijl Weiwerd. Dit verklaart tevens de daling van het risicoprofiel zonder mitigerende maatregelen vanaf dat jaar. De daling vanaf 2017 is, naast de aanpassing van de wijze waarop Compliance risico's worden gescoord (zie hoofdstuk 2.4.2 risico-investeringsmethodiek), vooral te danken aan een lagere inschatting van het aantal uren per jaar dat de overbelasting zal plaatsvinden.

Met name de nieuwe knelpunten in Friesland met een actueel datum van 2021, veroorzaakt door het aansluiten van nieuw windproductievermogen, zorgen voor een stijging van het risicoprofiel in 2021 en 2022. Overige nieuwe en vervallen knelpunten hebben geen significante invloed op het risicoprofiel aangezien deze een aanzienlijk lagere risicoscore hebben. De latere mitigatie van enkele knelpunten zorgt voor een lichte stijging van het risicoprofiel in periode 2020 – 2022.

²³ Gerelateerd aan n-1 knelpunten en 100MW/6h-uitloper knelpunten.

Tabel 5.9

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie regio Noord							
Gesignaleerd knelpunt op	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN	Fase
Herbayum - Schenkenschans	n-1	0,01 - 0,1	2018	Nieuw	Uitbreiding net- en transformatorcapaciteit Friesland	2023	Pre-realiseratie
Deelnet Friesland	n-1	10 - 100	2021	Nieuw	Uitbreiding net- en transformatorcapaciteit Friesland	2023	Pre-realiseratie
Gasselte Kraanlanden - Groningen Hunze	n-1	0,01 - 0,1	2018	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit	2019	Pre-realiseratie
Groningen Hunze - Delfzijl Weiwerd	n-1	0,1 - 1	2017	Bestaand	Opwaarderen Groningen Hunze - Delfzijl Weiwerd	2020	Pre-realiseratie
Mussekanaal Zandberg - Stadskanaal	n-1	0,01 - 0,1	2018	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit	2021	Pre-realiseratie
Meeden - Stadskanaal	n-1	0,01 - 0,1	2018	Nieuw	Opwaarderen transportcapaciteit	2021	Pre-realiseratie
Emmen Weerdinge - Veenoord	n-1	0,01 - 0,1	2025	Nieuw	Opwaarderen transportcapaciteit	2020	Pre-realiseratie
Meeden - Bargermeer	n-1	0,01 - 0,1	2025	Nieuw	Opwaarderen transportcapaciteit	2026	Pre-realiseratie
netdeel Vierverlaten - Meeden							
netdeel Noordoostpolder	l _k	0,1 - 1	2011	Bestaand	Opwaarderen componenten	2023	Pre-realiseratie
netdeel Harculo - Hengelo							
Harculo - Raalte	n-1	0,01 - 0,1	2013	Bestaand			
Nijverdal-Raalte	n-1	0,1 - 1	2011	Bestaand			
Almelo Mosterdpot - Nijverdal	n-1	0,01 - 0,1	2017	Bestaand	Opwaarderen netdeel Harculo - Hengelo	2023	Pre-realiseratie
Almelo Tusveld - Hengelo Weideweg	n-1	0,01 - 0,1	2013	Bestaand			
Rijssen - Deventer Platvoet	n-1	0,01 - 0,1	2025	Nieuw			
Emmeloord - Westermeerdijk	n-2	0,1 - 1	2017	Bestaand	Operationele maatregel	-	-
Zwartsluis - Meppel	n-1	0,1 - 1	2017	Bestaand	Vervangen veldverbindingen	2017	Realisatie
Vollenhove - NOP Voorsterweg	n-1	10 - 100	2021	Nieuw	Verleggen netopening (operationeel)	2020	Pre-realiseratie
Zwolle Weteringkade - Harculo	n-1	0,01 - 0,1	2025	Nieuw	Opwaarderen transportcapaciteit	2026	Pre-realiseratie
Zwolle Weteringkade - Zwolle Hessenweg	n-1	0,01 - 0,1	2018	Nieuw	Opwaarderen transportcapaciteit	2024	Pre-realiseratie



Figuur 5.8 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 110 kV regio Noord

5.5 Investerings

5.5.1 Algemeen

In het 110 kV-net in regio Noord zullen de investeringen in de periode 2018-2022 voor de capaciteitsuitbreidingen naar verwachting bijna verviervoudigen ten opzichte van het KCD2016. Deze toename is hoofdzakelijk gedreven door het opstarten van een paar projecten. Door de forse toename van duurzaam productievermogen aangesloten op het Friese netdeel moet er alleen al in de periode 2018-2022 EUR 64 mln geïnvesteerd worden om dat vermogen te kunnen transporteren. Totale raming voor dit cluster van projecten bedraagt EUR 88 mln voor het uitbreiden van de capaciteit.

Naast de toevoeging van het project om windpark Fryslan te faciliteren, is er een project om transportproblemen op te lossen tussen Harculo en Hengelo. Dit was eerder al onder project 002.146 geïnitieerd. Bij een heroverweging van de benodigde werkzaamheden onder een nieuw projectnummer 002.710 zijn ook de kosten toegenomen. Daarnaast is er ook een diepere investering in het projectenportfolio gezet om een nieuw station te maken in Eemshaven. Het besluit om hier een 110 kV station te stichten ligt in het feit dat er samen met de RNB Enexis is gekeken naar de laagste maatschappelijke kosten om alle duurzame opwek-ontwikkelingen in het gebied te kunnen faciliteren.

De realisatie over 2016 is iets hoger aangenomen dan in het KCD 2016 voorzien, de realisatie in 2017

was nagenoeg gelijk aan het voorziene bedrag. Kanttekening hierbij is dat de delta's tussen de planning van KCD 2016 en de daadwerkelijke realisatie in 2017 per project grotere delta's kunnen hebben.

5.5.2 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar is er 1 project afgerond, namelijk Groningen Hunze – Delfzijl Weiwerd 110 kV, fase 1. Dit project mitigeerde echter wel een zeer substantieel knelpunt, zie ook de paragraaf staat van het net.

5.5.3 Bestaande projecten in realisatiefase

Er zijn twee projecten momenteel in de realisatie fase, namelijk project Coevorden Hoogeveen Veennoord en het project station Veendam uitbreiding. Het eerst project werd ook al gemeld in het KCD2016. Het project bevindt zich momenteel in afsluitende fase waarbij al veel stappen voor de inbedrijfsname genomen zijn. Dit is wel twee kwartalen later dan in het KCD 2016 is aangegeven. Het achterliggende knelpunt was al voor het grootste gedeelte gemitigeerd door de inbedrijfsname van de kabel Coevorden – Hardenberg in Q3 2015 (onderdeel van het project Hoogeveen – Coevorden - Veennoord).

Het project Veendam uitbreiding van het 110 kV station gaat specifiek om het uitbreiden van de rail ten behoeve van een hoogspanningsveld voor RNB Enexis. Dit project was nog niet bekend ten tijde van

het schrijven van het KCD2016. De verwachte inbedrijfname van de uitbreiding is aan het einde van 2018. Het bijbehorende klantveld is later klaar, dat is momenteel voorzien medio 2019.

5.5.4 Bestaande projecten in pre-realisatiefase

In de regio Noord bevinden zich drie uitbreidingsprojecten, die al bestonden ten tijde van het KCD 2016, in pre-realisatiefase. Het project voor het beperken van de één- en driefasenkortsluitstroom in het GDO-gebied (Groningen, Drenthe, Overijssel) is voor de planning niet gewijzigd ten opzichte van het KCD 2016. De totale kosten raming van het project zijn EUR 1 mln goedkoper geworden. Kanttekening hierbij is wel dat het om minder stations gaat dan in het voorgaande KCD werd aangenomen. De werkzaamheden die noodzakelijk zijn op deze stations zijn dan wel weer uitgebreider dan aanvankelijk werd ingeschat. Een deel van het knelpunt op de verbinding Groningen Hunze Delfzijl Weiwerd is opgelost maar om het knelpunt in zijn geheel op te lossen is er ook nog een fase 2 van het project. In het voorgaande KCD leek de nut en noodzaak van dit project niet zeker, het project had de status on "hold". Inmiddels blijkt het project weer noodzakelijk te zijn. Het project staat in het portfolio in de basis ontwerp fase. Het project voor de rail verhoging op station Meeden bevindt zich ook nog steeds in de pre-realisatiefase. Het project betreft het verhogen van de rail om het geschikt te maken voor twee klantvelden (voor GTS en Windpark N33).

5.5.5 Stopgezette projecten

In regio Noord zijn 2 projecten stopgezet. In het geval van project Rijssen Nijverdal is het grootste deel van de scope overzet naar project 002.710. Eigenlijk alleen administratief gezien is dit project stopgezet.

Het project voor een railuitbreiding op station Oudehaske was oorspronkelijk geïnitieerd voor het realiseren van een klantaansluiting voor de RNB Liander. Deze railuitbreiding is uiteindelijk samen met het realiseren van de klantaansluiting gereed gemeld in het eerste kwartaal van 2017. Eigenlijk alleen administratief gezien is dit project stopgezet het werk is uitgevoerd.

5.5.6 Nieuwe projecten

Er zijn in totaal twaalf nieuwe capaciteitsuitbreidingen in het 110 kV-net in regio Noord opgestart. De belangrijkste hiervan zijn het faciliteren van windpark Fryslân, wat verdeeld is over drie verschillende projecten in het portfolio. Daarnaast de al eerder genoemde projecten Harculo- Hengelo en het bouwen van een nieuw station bij Eemshaven. Verder is er een project gestart voor het opwaarderen van de verbinding Meeden- Stadskanaal- Musselkanaal- Beilen voor het oplossen van knelpunten op die verbindingen. De opwaardering zal in dit geval bestaan uit het opwaarderen van componenten op stations. Dit zou in de toekomst nog kunnen wijzigen als de transportbehoefte nog verder toeneemt.

De knelpunten op de verbinding Groningen Hunze - Gasselte Kraanlanden worden gemitigeerd door het nieuwe project "Inpassen DCO Groningen Hunze - Gasselte kraanlanden". Oplossen van de knelpunten op die verbinding kan door het oplossen van doorhangproblemen. Deze doorhangproblemen zijn de reden waardoor de huidige transportcapaciteit beperkt is. De voorlopig voorgestelde oplossing is het strakker trekken van de geleiders.

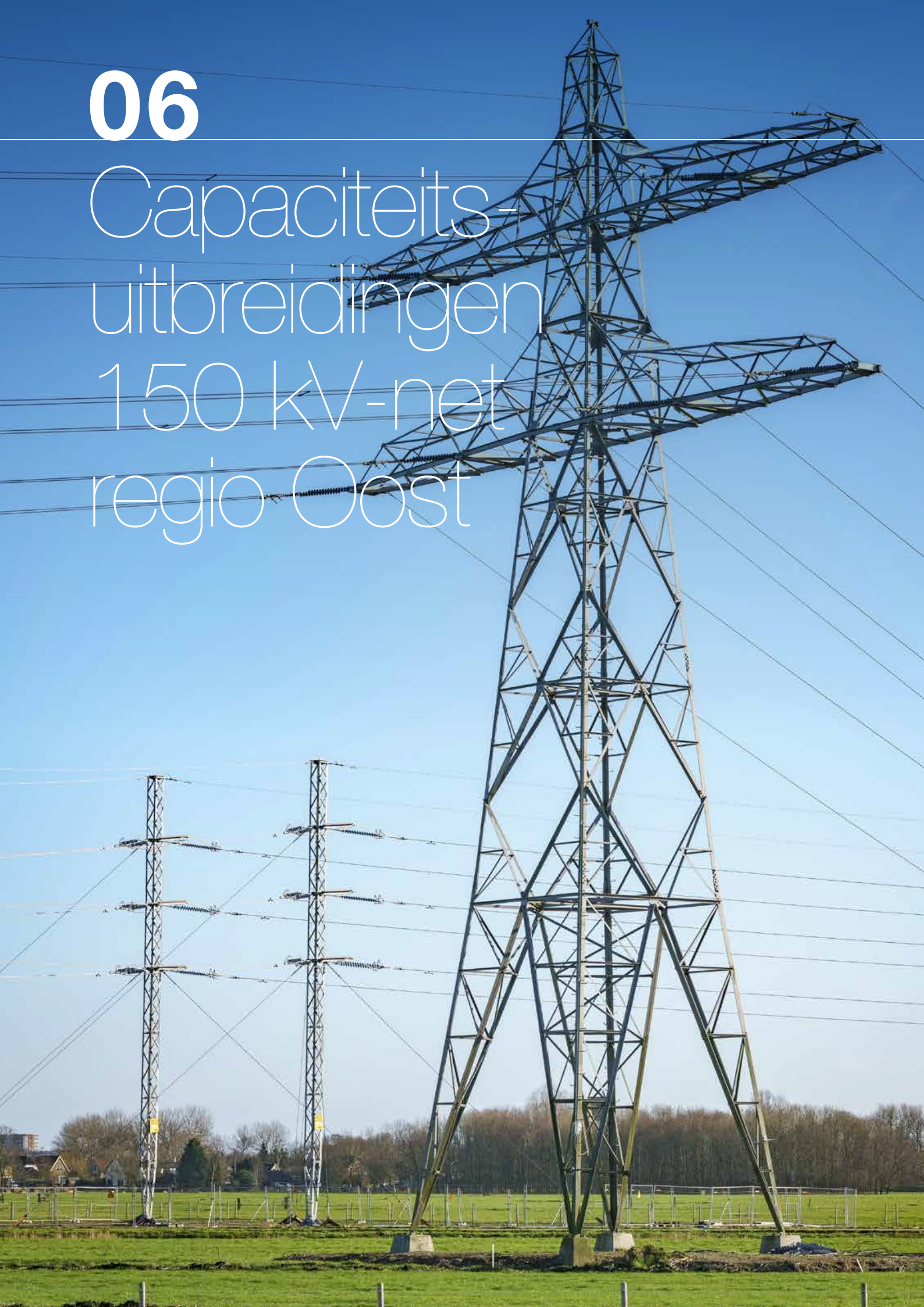
Voor de aansluiting van een zonnepark in de buurt van Veendam en het Windpark N33 heeft RNB Enexis een extra klantveld aangevraagd. Aangezien er ook nog een stukje van de rail moet worden uitgebreid is hiervoor een apart project opgestart. In het steekjaar 2025 is een n-1 knelpunt geconstateerd op de verbinding Meeden-Bargermeer. Om dat knelpunt op te lossen is er nieuw project gestart om de lijn op te waarden. Dit project bevindt zich nog in de studiefase.

Er zijn nieuwe knelpunten geconstateerd op de verbindingen Zwolle Weteringkade – Harculo en Zwolle Weteringkade – Zwolle Hessenweg. Beide projecten zitten in een vroeg stadium. Er wordt nog naar verschillende oplossingen gekeken in de studiefase die is opgestart.

Het project "opwaarderen van de ct ringkern" (meettransformator) op station Emmen Weerdinge is gestart om het knelpunt op te lossen op de verbinding Emmen Weerdinge – Veenoord. Door het opwaarderen van de meettransformator van de huidige waarde van 720A naar ten minste 822A kan het knelpunt worden gemitigeerd.

06

Capaciteits-
uitbreidingen
150 kV-net
regio Oost



Het 150 kV-net in de regio Oost omvat de 150 kV-infrastructuur in de provincies Flevoland, Gelderland en Utrecht. In deze regio stijgt naar verwachting de belasting en neemt het aandeel zon- en windvermogen in de zichtperiode sterk toe. Door grote fluctuaties van duurzaam productievermogen, nemen ook de transportstromen over het 150 kV-net verder toe. Dit leidt tot capaciteitsknelpunten op zowel verbindingen als stations.

De realisatie van een nieuwe 380/150 kV-transformator op 380 kV-station Lelystad en twee 150 kV-dwarsregeltransformatoren in 150 kV-station Utrecht Lage Weide lossen de knelpunten in de zichtperiode van dit KCD grotendeels op. Resterende knelpunten kunnen met operationele maatregelen worden opgelost. Vanwege de toenemende transporten vanuit het 380 kV-net door regio Oost is een gefaseerd plan opgesteld waarin de vorming van separate deelgebieden in regio Oost na de zichtperiode van dit KCD centraal staat.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio Oost is in dit KCD ten opzichte van het KCD 2016 aanzienlijk gedaald, wat voornamelijk wordt verklaard door de nieuwe wijze van inschatten van Compliance risico's (zie hoofdstuk 2.4.2 risico-investeringsmethodiek). Daarnaast is het technisch cluster Breukelen in 2017 opgeleverd. Hierdoor is de ernst van de knelpunten in Flevoland, Gelderland en Utrecht afgenomen. In 2027 is het risicoprofiel nog verder gedaald als de resterende knelpunten zijn gemitigeerd.

Het mitigeren van de geïdentificeerde knelpunten in de regio Oost vergt in de periode 2018-2022 een investering van EUR 30-40 mln, vrijwel geheel ten behoeve van de splitsing van het FGU-net en de uitbreiding van de verbinding Tiel – Zaltbommel met een derde circuit.

6.1 Nut en noodzaak van investeringen in Flevoland, Gelderland en Utrecht

6.1.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

Het 150 kV-net in de regio Oost is op de 150 kV-stations Lelystad, Breukelen-Kortrijk, Langerak en Dodewaard door middel van transformatoren gekoppeld met het 380 kV-net. Op 150 kV-niveau zijn diverse koppelingen met andere regio's aanwezig die

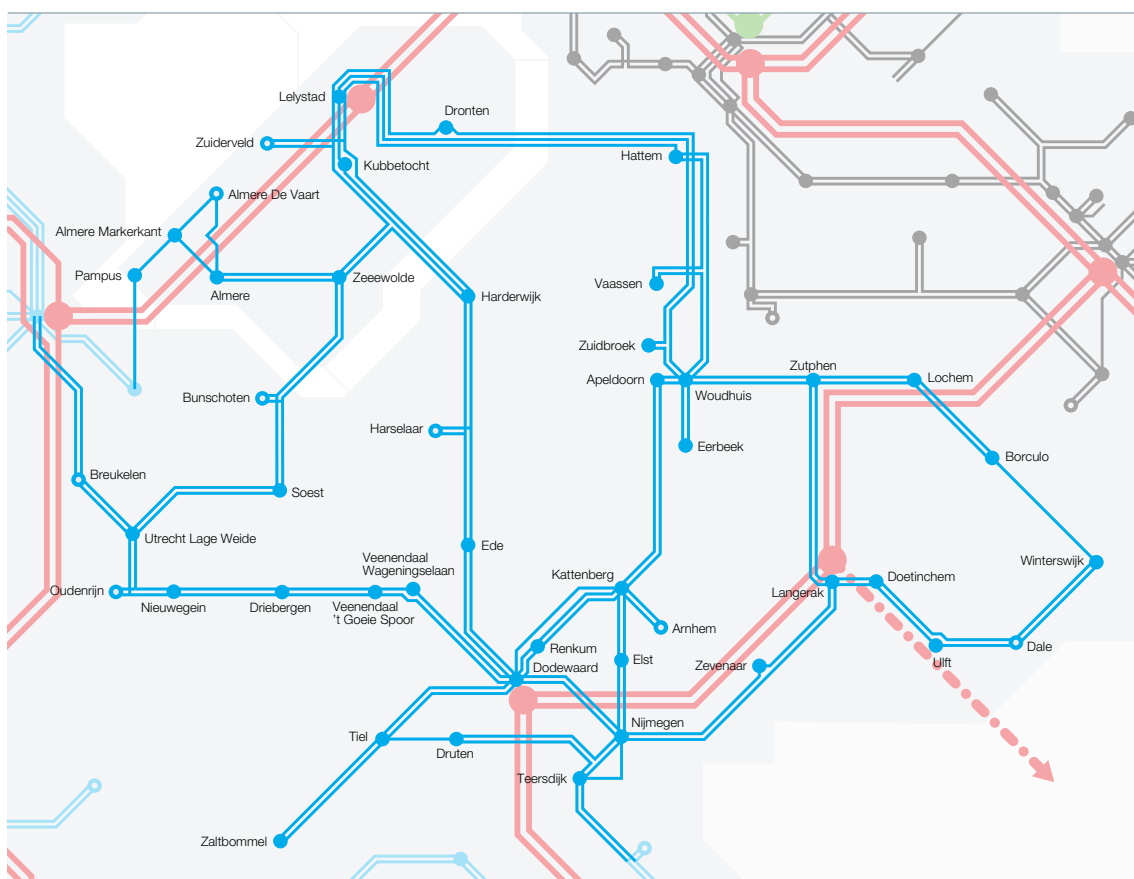
bij onderhoud en het oplossen van storingen beperkt kunnen worden ingezet. Het betreft hier de volgende 150 kV-koppelingen:

- Teersdijk – Cuijk met het netdeel Limburg in regio Zuid
- Breukelen – Diemen met het netdeel Amsterdam Zuidoost in regio West
- Pampus – 's Graveland met het netdeel Amsterdam Zuidoost in regio West.

In de regio Oost worden drie netdelen onderscheiden:

- 'Randmeren' omvat een deel van de provincie Gelderland en de provincie Flevoland, exclusief de Noordoostpolder. Voor dit met een Cross Border Lease (CBL) belaste 150 kV-netdeel is een onderbeheersovereenkomst (sub-management agreement) tussen TenneT en Liander afgesloten. In dit KCD wordt daarom niet specifiek gerapporteerd over investeringen in netdeel Randmeren; deze zijn terug te vinden in het KCD voor netdeel Randmeren dat door Liander is ingediend. Voor het complete beeld in regio Oost worden wel de knelpunten vanwege de onderlinge samenhang weergegeven en toegelicht. Het deel Noordoostpolder is aangesloten op het 110 kV-net en wordt in regio Noord behandeld
- 'Gelderland' omvat de hoogspanningsverbindingen in de provincie Gelderland, exclusief die verbindingen die tot het Randmerengebied behoren
- 'Utrecht' omvat de hoogspanningsverbindingen in de provincie Utrecht.

Het netdeel Randmeren is door middel van zes 150 kV-circuits gekoppeld met het netdeel Gelderland en met twee 150 kV-circuits met het netdeel Utrecht. Netdeel Utrecht is met twee circuits gekoppeld met netdeel Gelderland. Vanwege de sterke samenhang worden deze drie netdelen als één geheel beschouwd en geanalyseerd.



Figuur 6.1 Huidige structuur van het 150 kV-net in Flevoland, Gelderland en Utrecht

De huidige structuur van het 150 kV-net in Flevoland, Gelderland en Utrecht is afgebeeld in Figuur 6.1.

De knelpuntenberekeningen houden voor elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Concreet betekent dit dat in regio Oost vanaf steekjaar 2018 het in 2017 in bedrijf gekomen 380/150 kV-station Breukelen-Kortrijk en de verzwaring van de 150 kV-verbinding Zeewolde – Almere (CBL Randmeren project) is meegenomen. Vanaf steekjaar 2018 is de in realisatie zijnde 380 kV-interconnector Doetinchem – Wesel ook meegenomen in het netmodel.

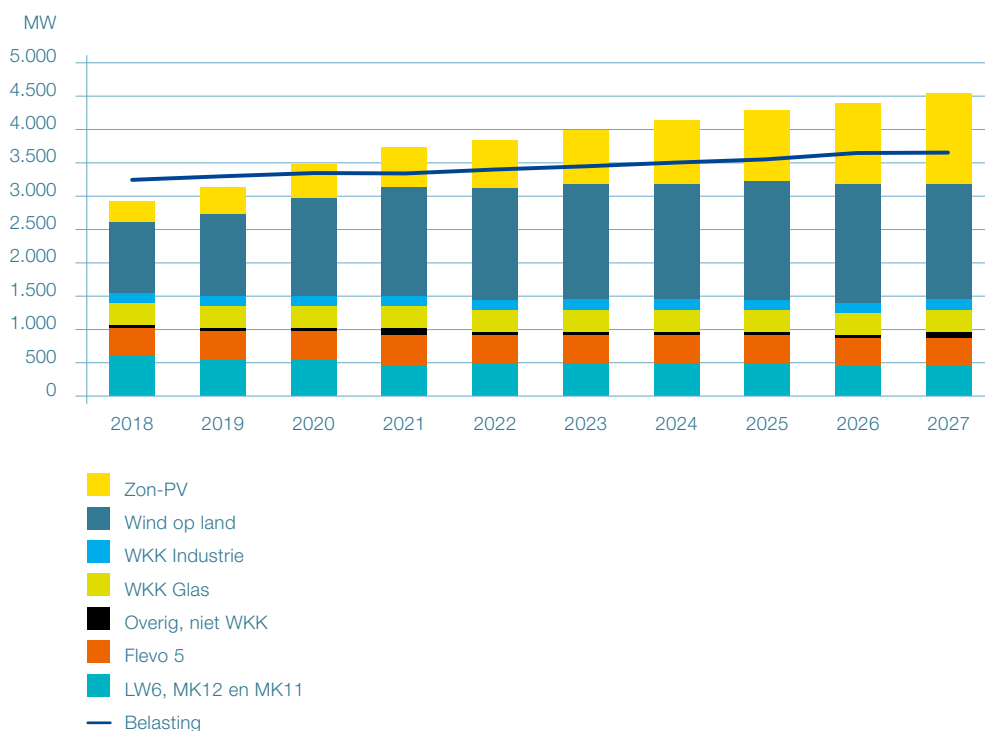
Een derde 150 kV-circuit naar Zaltbommel is in voorbereiding, maar nog niet in realisatie en daarom ook niet meegenomen in het netmodel.

6.1.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

Figuur 6.2 geeft de ontwikkeling van de belasting en productie weer voor regio Oost, zoals deze wordt voorzien voor de zichtperiode 2018-2027. De toename in de belasting in regio Oost komt hoofd-

zakelijk door de stijging van de belasting in de onderliggende middenspanningsnetten, zoals opgegeven door de regionale netbeheerders Liander en Stedin. De belastingvraag stijgt met gemiddeld 1% per jaar van 3.251 MW in 2018 naar 3.663 MW in 2027. Dit is in lijn met de prognose voor het KCD 2016.

In Figuur 6.2 is tevens de ontwikkeling van het totaal aan windvermogen weergegeven. Dit vermogen ontwikkelt zich van 1.046 MW in 2018 naar 1.747 MW in 2027. Het grootste deel van dit vermogen bevindt zich in het netdeel Randmeren. In dit aandeel zit tevens circa 300 MW aan vermogen van bestaande windturbines dat na de zichtperiode wegvalt. Voor het geïnstalleerd zon-PV vermogen wordt in de periode tot 2027 een groei van 289 MW naar 1.337 MW voorzien. Deze is significant hoger dan de opgave voor het KCD 2016, vanwege het feit dat Liander voor specifiek Flevoland en Gelderland een complete opgave heeft kunnen doen voor het verwachte aandeel zon-PV in de bebouwde omgeving.



Figuur 6.2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150 kV-net in regio Oost

In het netdeel Randmeren is voor de gasgestookte eenheid Flevo 5 (415 MW), aangesloten op het 150 kV-station Lelystad, aangegeven dat deze voor de gehele zichtperiode van dit KCD in de mottenballen zal worden gezet.

In het netdeel Gelderland is geen grootschalig conventioneel productievermogen meer aanwezig. Het opgestelde aandeel conventionele WKK-eenheden bij industriële klanten (169 MW) en WKK-glas (332 MW) is constant over de zichtperiode en hoofdzakelijk aanwezig in Gelderland.

In netdeel Utrecht wordt de gasgestookte eenheid Merwedekanaal 11 (103 MW), aangesloten op het 50 kV-net in Utrecht Lage Weide van Stedin, in 2021 geamoveerd. In de zichtperiode van dit KCD blijven de centrales Lage Weide 6 (247 MW) en Merwedekanaal 12 (227 MW), aangesloten op het 150 kV-station Utrecht Lage Weide, in bedrijf.

Over het totaal genomen wordt het 150 kV-net in regio Oost gekenmerkt door een licht stijgende belasting, een groot aandeel windvermogen in de Flevopolder, een sterk groeiend aandeel zon-PV in Flevoland en Gelderland en een afnemend aandeel conventioneel vermogen. Het gevolg hiervan is dat door het grote aandeel duurzaam productie-

vermogen grote fluctuaties van transportstromen kunnen ontstaan naar en door het 150 kV-net.

6.1.3 Scenario's voor netberekeningen

Voor regio Oost zijn drie scenario's opgesteld op basis van het landelijke Referentiescenario. In deze drie scenario's wordt het aandeel conventioneel productievermogen gevarieerd met een basis, een hoge en een lage inzet. Voor het hoge scenario is de inzet van de Flevo 5 centrale meegenomen in de berekeningen.

6.1.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 6.1 zijn voor de onderzochte steekjaren de geïdentificeerde knelpunten op de verbindingen in regio Oost weergegeven. Het grootste deel van de geïdentificeerde knelpunten op de verbindingen in het steekjaar 2018 was ook gesignaleerd in het KCD 2016, maar is in dit KCD versterkt naar voren gekomen. Daarnaast zijn ook nieuwe knelpunten vastgesteld. De toenemende overbelasting op bestaande knelpunten en het ontstaan van nieuwe knelpunten ten opzichte van het KCD 2016 komen voort uit de groei en hoge inzet van productievermogen.

Tabel 6.1

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in regio Oost					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Netdeel Gelderland					
Apeldoorn - Woudhuis	-	n-2	n-2	0,1 - 1*	Bestaand
Langerak - Zutphen	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Nijmegen - Langerak	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Nijmegen - Zevenaar	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Zevenaar - Langerak	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Dodewaard - Ede	n-2	n-2	n-1		Bestaand
Netdeel Utrecht					
Driebergen - Veenendaal 't Goeiespoor	n-2	n-2	n-2	0,1 - 1*	Bestaand
Dodewaard - Veenendaal 't Goeiespoor	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Dodewaard - Veenendaal Wageningsewaan	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Nieuwegein - Driebergen	n-2	n-2	n-1		Bestaand
Utrecht Lage Weide - Oudenrijn - Nieuwegein	n-1	n-1	n-1		Bestaand
Utrecht Lage Weide - Soest	n-2	n-1	n-1		Bestaand
Utrecht Lage Weide - Kortrijk	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Zeewolde - Bunschoten - Soest	-	n-2	n-2		Bestaand
Netdeel Randmeren					
Harderwijk - Harselaar - Ede (CBL Randmeren)	-	-	n-1	0,1 - 1*	Nieuw
Lelystad - Zuiderveld - Zeewolde (CBL Randmeren)	n-2	n-2	n-2		Bestaand

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

* Voor deze knelpunten is één risicobeoordeling gemaakt.

De knelpunten hebben een sterke samenhang en zijn daarom als een gezamenlijk knelpunt in één risicoanalyse voor de 150 kV-verbindingen en één voor de 380/150 kV-transformatoren beschouwd.

Collectief knelpunt netdelen Gelderland, Utrecht en Randmeren

In de situatie van veel productie in netdeel Randmeren wordt dit afgevoerd over de verbindingen naar de belastingvraag in de netdelen Utrecht en Gelderland. Deze transporten worden versterkt indien in de Randstad of in Noord-Nederland ook veel (duurzame) energie wordt opgewekt en transporten door regio Oost optreden vanwege de centrale ligging binnen de 380 kV-ring. Hierdoor

ontstaan op meerdere verbindingen en transformatoren knelpunten. Voor de vele n-2 knelpunten geldt dat er geen afdoende onderhoudsvensters kunnen worden gevonden door de sterk fluctuerende opwek door zon- en windvermogen en hoge transporten over de centrale 380 kV-ring. Na het aflopen van de dubbeldraai periode van de bestaande windturbines in Flevoland zal naar verwachting na 2027 het aantal uren overbelasting gaan afnemen.

Door de plaatsing van een nieuwe 380/150 kV-transfomator in Lelystad en plaatsing van twee 150 kV-dwarsregeltransformatoren in Utrecht Lage Weide kunnen de n-1 knelpunten op de verbindingen en transformatoren voor het grootste aantal

uren overbelasting worden opgelost. Voor een beperkt aantal uren is de kortstondige n-1 overbelasting zo hoog dat daarbij een operationele oplossing nodig is in de vorm van een tijdelijke netsplitsing tussen Utrecht en Breukelen. De netuitbreidingen zijn door een in 2016 uitgevoerde studie als fase 1 naar voren gekomen, en bevinden zich momenteel in de basis ontwerp fase.

Het nieuw geïdentificeerde n-1 knelpunt op Harderwijk–Harselaar–Ede kan voor het grootste aantal uren overbelasting worden opgelost door de implementatie van een winter/zomer belastbaarheid op deze verbinding. Hiervoor moeten de beperkende stroomtransformatoren in Harderwijk worden vervangen. Voor een beperkt aantal uren is de kortstondige n-1 overbelasting op Harderwijk–Harselaar–Ede en Dodewaard–Ede zo hoog dat daarbij een operationele oplossing nodig is in de vorm van een tijdelijke netsplitsing tussen Ede en Harderwijk. Voor het n-2 knelpunt op Lelystad–Zuiderveld–Zeewolde kan ook een oplossing worden gevonden door de beperkende stroomtransformatoren in 150 kV-station Lelystad te vervangen, waardoor deze verbinding naar de ontwerpwaarde kan worden gebracht. Deze stationsaanpassingen zijn door een in 2016 uitgevoerde studie als fase 1 naar voren gekomen. Deze vallen binnen de verantwoordelijkheid van Liander en bevinden zich in een besluitvormingsfase.

Ook voor de n-2 knelpunten op de 150 kV-verbindingen tussen Nijmegen en Langerak zijn voor een beperkt aantal uren de overbelastingen zo hoog dat daarbij een operationele oplossing nodig is in de vorm van een tijdelijke netsplitsing tussen Nijmegen en Langerak.

Vanwege de toenemende parallel transporten vanuit het 380 kV-net door regio Oost en de sterk fluctuerende productie in de regio Randmeren is een gefaseerd plan opgesteld waarin de huidige vermaasde netstructuur tussen de drie netdelen in regio Oost kan worden verlaten. Hierdoor zullen separate netdelen ontstaan, vergelijkbaar met de netstructuur in Zuid-Holland en toekomstige netstructuur in Noord-Holland.

6.1.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Tabel 6.2 geeft een overzicht van de geconstateerde knelpunten op stations in regio Oost, het criterium

waaraan mogelijk niet kan worden voldaan en de risicoscore.

380/150 kV-transformatoren Breukelen-Kortrijk, Dodewaard, Doetinchem, Lelystad (380 kV)

Bij hoge belasting en lage inzet/opwek van productievermogen kan op alle vier genoemde stations onvoldoende vermogen over de 380/150 kV-transformatoren naar het 150 kV-net worden getransporteerd. De plaatsing van een derde 380/150 kV-transformator in Lelystad zal een oplossing bieden. Na de zichtperiode is een opsplitsing van regio Oost in meerdere deelgebieden voorzien.

Station Zaltbommel

Het 150 kV-station Zaltbommel is een uitloper waarvoor niet voldoende tijdsvensters zijn te vinden om onderhoud binnen de 100 MW/6h-grens te kunnen uitvoeren. De oplossing voor dit knelpunt is de aanleg van een derde 150 kV-circuit naar Zaltbommel in combinatie met de aanpassing van het railsysteem op het station.

Station Tiel

Het 150 kV-station Tiel kent een hoge belasting doordat aan dit station ook de belasting van het station Zaltbommel is gekoppeld. Om dit knelpunt op te lossen is een project geïnitieerd om railbeveiliging op het station aan te brengen. In dit project wordt tevens een railbeveiliging op het 150 kV-station Druten aangebracht. Dit is nodig om in geval van een kortsluiting een snelle selectieve afschakeling te garanderen van het geplande derde circuit naar Zaltbommel.

Station Lelystad (CBL Randmeren)

Bij uitval van het railsysteem in het 150 kV-station Lelystad kan een groot deel van het netdeel Randmeren en netdeel Utrecht spanningsloos raken. Mitigatie van dit knelpunt wordt verkregen door het aanbrengen van een railbeveiliging op het 150 kV-station Lelystad. Deze aanpassing is in een 2016 uitgevoerde studie als fase 1 naar voren gekomen. Deze valt binnen de verantwoordelijkheid van Liander en bevindt zich in een besluitvormingsfase.

n-1 railcriterium knelpunten

De n-1 railcriterium knelpunten die, ten opzichte van KCD 2016, nieuw zijn geconstateerd, worden pas gemitigeerd bij een project dat een ander knelpunt

Tabel 6.2

Gesignaleerde knelpunten op stations in regio Oost					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico			Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
	2018	2021	2025		
Station Breukelen-Kortrijk	n-1	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand
Station Dodewaard	n-2, lk	n-2, lk	n-2, lk		Bestaand
Station Doetinchem	n-1, lk, r	n-1, lk, r	n-1, lk, r		Bestaand, nieuw
Station Lelystad (380 kV)	n-1	n-1	n-1		Bestaand
Station Zaltbommel	100 MW/6h, r	100 MW/6h, r	100 MW/6h, r	0,01 - 0,1	Bestaand, nieuw
Station Tiel*	r	r	r	0,1 - 1	Bestaand
Station Driebergen	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Ede	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Nieuwegein	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Kattenberg*	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Woudhuis*	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Lelystad (CBL Randmeren)*	lk, r	lk, r	lk, r	0,01 - 0,1	Bestaand, nieuw
Station Harderwijk (CBL Randmeren)	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Almere (CBL Randmeren)*	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Zeewolde (CBL Randmeren)*	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw

* Formeel gezien is dit geen compliance knelpunt, maar uitval van de rail kan leiden tot aanzienlijke gevolgen in het net

adresseert of waar een ingrijpende renovatie of uitbreiding van het railsysteem wordt gerealiseerd. De maximaal optredende drie-fasen kortsluitstroom is hoger dan de ontwerpwaarde van de 150 kV-stations Dodewaard, Doetinchem en Lelystad. Deze kortsluitvastheidsknelpunten worden gemitigeerd bij een project dat een ander knelpunt adresseert of waar component- of veldvervanging gaat plaatsvinden.

6.1.6 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

De vermogenstransformatoren in regio Oost van 150 kV naar middenspanning (50/20/10 kV) zijn in beheer van de regionale netbeheerders Liander en Stedin. Liander en Stedin hebben onderzocht of er voldoende transformatoren in het verzorgingsgebied aanwezig zijn. Op basis van deze analyse heeft Liander plannen op en rond de 150 kV-stations Elst, Ulft en Borculo voor nieuwe 150/20 kV-transformatoren.

Op het 150 kV-station Harselaar in het Randmerengebied zijn medio 2019 twee nieuwe 150/20 kV-transformatoren te voorzien. In verband met ontwikkelingen van windvermogen in dit gebied wordt, zover op dit moment bekend, rekening gehouden met de realisatie van enkele nieuwe 150 kV-velden in het Randmerengebied op de 150 kV-stations Zeewolde, Lelystad en Dronten. De exacte verdeling en aantallen zijn nog niet vastgesteld. TenneT, Liander en initiatiefnemers hebben intensief contact om tot een goede aansluiting van windvermogen en uitbreiding van netten te kunnen komen.

6.1.7 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

In regio Oost leidt het scenario Decentrale Klimaatactie tot een verdere toename van zon-PV vermogen en zorgt voor nog grotere fluctuaties in de transportstromen en versterking van het aantal uren overbelasting op de reeds gesignaleerde knelpunten op

Tabel 6.3

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in regio Oost			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Harselaar (CBL Randmeren)	20 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2019

Tabel 6.4

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie regio Oost							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN	Fase
Deelnet Gelderland (verbindingen) Deelnet Utrecht (verbindingen) Deelnet Randmeren (verbindingen)	n-1 / n-2	0,1 - 1	2017	Bestaand, nieuw			
Station Breukelen-Kortrijk (transformator) Station Dodewaard (transformator) Station Doetinchem (transformator) Station Lelystad (380 kV) (transformator)	n-1 / n-2	0,1 - 1	2017	Bestaand	Splitsen FGU net/ Splitsen FGU net Randmeren	2023	Pre-realiseratie
Station Zaltbommel	100 MW/6h	0,01 - 0,1	2012	Bestaand	Uitbreiding met kabelcircuit	2020	Pre-realiseratie
Station Tiel	r	0,1 - 1	2014	Bestaand	Railbeveiliging	2018	Realisatie

de verbindingen. Nadere studie moet volgen of dit aanleiding geeft tot een versnelde opsplitsing in separate netdelen binnen regio Oost.

6.2 Algehele staat van het net

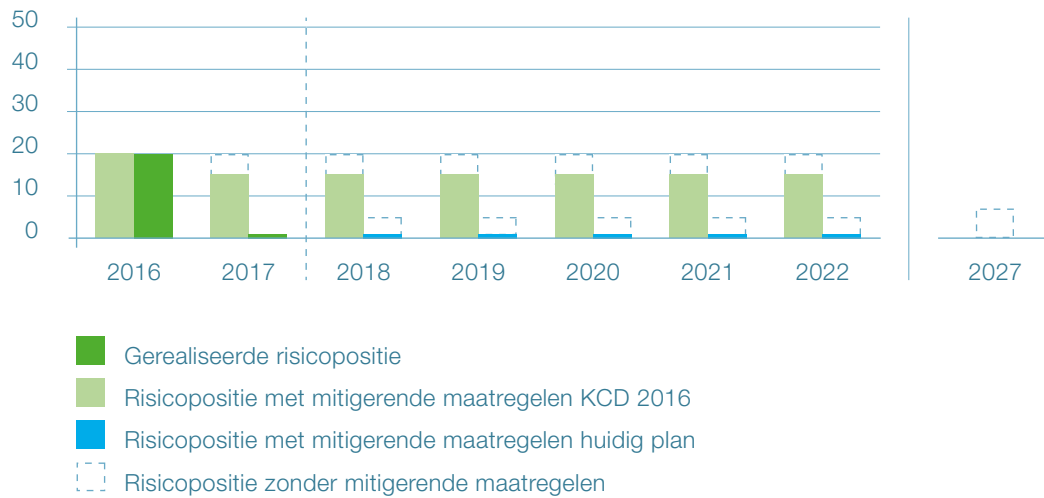
Tabel 6.4 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten in de regio Oost en de bijbehorende risico-inschattingen, waarbij de specifieke CBL Randmeren-knelpunten buiten beschouwing zijn gelaten. Dit omdat de investeringen in het netdeel Randmeren zijn terug te vinden in het KCD voor netdeel Randmeren dat door Liander is ingediend. In de tabel staan knelpunten die een risiconiveau van Medium of hoger hebben op één of meerdere van de bedrijfswaarden van TenneT, nu of in de toekomst. Een uitzondering wordt gemaakt

voor de bedrijfswaarde Compliance. Voor de knelpunten die lager dan Medium scoren op de bedrijfswaarde Compliance²³ dient eveneens een (operationele) oplossing te worden aangedragen.

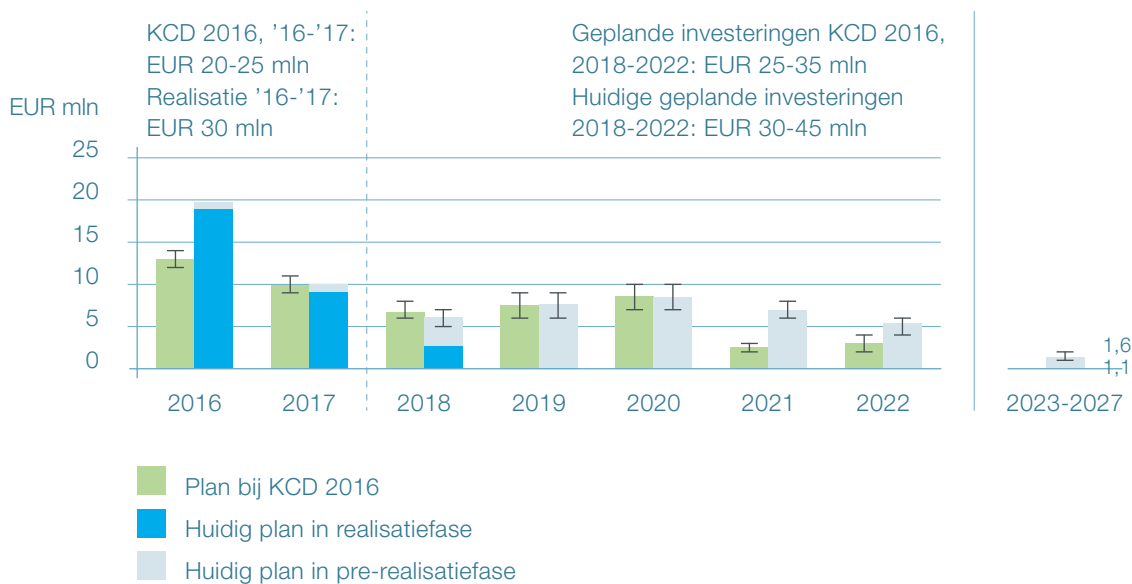
Zoals weergegeven in Figuur 6.3 heeft de ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in regio Oost geresulteerd in een daling van het risicoprofiel in 2017. In dat jaar is technisch cluster Breukelen opgeleverd, waardoor de ernst van de knelpunten in Flevoland, Gelderland en Utrecht is afgenomen, maar nog niet volledig is gemitigeerd. In 2027 is het risicoprofiel verder gedaald als de resterende knelpunten in Flevoland, Gelderland en Utrecht worden gemitigeerd. Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio Oost is in dit KCD ten opzichte van

²³ Gerelateerd aan n-1 knelpunten en 100 MW/6h-uitloper knelpunten.

Risicoscore



Figuur 6.3 Ontwikkeling van de risicopositie in regio Oost



Figuur 6.4 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 150 kV regio Oost

Tabel 6.5

Totale kostenraming en IBN voor cluster Breukelen		
Projectnaam	Totale kostenraming (EUR mln)	IBN-datum
Breukelen, uitbreiding met 380 kV-aftakstation en 8 ^e transformator FGU-net	38	2017
Kortrijk, uitbreiding met 150 kV-station	8	2017
Totaal cluster Breukelen	46	2017

het KCD 2016 aanzienlijk gedaald, wat voornamelijk wordt verklaard door de nieuwe wijze van inschatten van Compliance risico's (zie hoofdstuk 2.4.2 risico-investeringsmethodiek). De nieuwe railcriterium knelpunten zorgen niet voor een noemenswaardige stijging van het risicoprofiel.

6.3 Investerings

6.3.1 Algemeen

In het 150 kV-net in regio Oost zal het investeringsniveau voor capaciteitsuitbreidingen in de periode 2018-2022 met ruim 20% (+ EUR 7 mln) toenemen ten opzichte van KCD 2016. Deze toename zit vrijwel geheel in 2021 en 2022 en wordt veroorzaakt door het project Splitsing FGU-net, waarvan de cashflow die verwacht werd na 2022 nu in de periode 2018-2022 valt. De (alternatieven-) studie is inmiddels opgeleverd en heeft ondermeer geleid tot grotere planningszekerheid voor het project, die een vervroeging van de verwachte inbedrijfname tot gevolg heeft.

De realisatie over 2016 en 2017 is EUR 7 mln hoger uitgevallen dan de geplande uitgaven over die jaren. Het nieuwe 380/150 kV-station Breukelen-Kortrijk is duurder geworden dan in KCD 2016 voorzien was.

6.3.2 Technisch cluster Breukelen

Het technisch cluster Breukelen is medio 2017 conform planning opgeleverd. De gemaakte kosten zijn EUR 5 mln hoger dan in het vorige KCD verwacht werd, vooral door onvoorziene werkzaamheden tijdens de bouw van het nieuwe station. De maatregelen die vanwege de grondgesteldheid nodig waren ten behoeve van zwaar transport en takelwerkzaamheden, zijn onderschat.

Om een deel van de wegen op het station definitief aan het programma van eisen te laten voldoen, wordt in de nazorgfase EUR 1 mln extra voorzien waarmee de totale kosten van het cluster op EUR 47 mln uit gaan komen.

6.3.3 Overige investeringen

6.3.3.1 Opgeleverde projecten

Eind 2015 is het nieuwe 150 kV-station Zuidbroek in Apeldoorn-Noord opgeleverd voor een bedrag van EUR 7 mln, bijna EUR 2 mln minder dan voorzien was in KCD 2016. Naast dat er enkele meevallers in de uitvoering geweest zijn (- EUR 0,5 mln), bleken

de kosten voor de klantvelden ten onrechte in de prognose gezeten te hebben (- EUR 1,5 mln).

6.3.3.2 Bestaande projecten in realisatiefase

Van de projecten die in het KCD 2016 al bekend waren, is één project in realisatie: het aanbrengen van railbeveiliging op de 150 kV-stations Tiel en Druten. Door een tekort aan kritische resources vertraagt het project ruim een jaar.

6.3.3.3 Bestaande projecten in pre-realisatiefase

In de regio Oost bevinden zich twee uitbreidingsprojecten, die al bestonden ten tijde van het KCD 2016, in pre-realisatiefase. Voor het project Tiel-Zaltbommel, waarvoor de (alternatieven)studie al was opgeleverd, is de totale kostenraming ongewijzigd. Door de grotere planningszekerheid voor het project is de verwachte inbedrijfname iets vervroegd.

Voor het project Splitsing FGU-net is de (alternatieven)studie inmiddels opgeleverd. Het project omvat nu een gefaseerde aanpassing van het FGU-net richting vier gesplitste deelnetten. In de eerste fase worden de gesignaleerde knelpunten in de zichtperiode van dit KCD opgelost. De kostenraming voor het totaal bedroeg EUR 61 mln in het vorige KCD. Dit bedrag is nu bijgesteld naar EUR 21 mln voor de eerste fase in het TenneT-netwerk en EUR 18 mln in het CBL-Randmerengebied (opgenomen in het KCD Randmeren van Liander). De kosten voor de volgende fasen worden opgevoerd indien de Nut en Noodzaak daar aanleiding toe geeft.

6.3.3.4 Stopgezette projecten

Er zijn in de afgelopen twee jaar geen projecten stopgezet.

6.3.3.5 Nieuwe projecten

Er zijn geen nieuwe projecten bijgekomen ten opzichte van KCD 2016.

07

Capaciteits-
uitbreidingen
150 kV-net
regio Zuid



Het 150 kV-net in de regio Zuid omvat de 150 kV-infrastructuur in de provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg. In de normale situatie zijn de netten van Zeeland en Noord-Brabant op 150 kV-niveau vooralsnog gekoppeld en wordt het deelnet Limburg gescheiden bedreven.

Voor het deelnet Zeeland vormt de realisatie van het project ZW380-Oost een belangrijke maatregel om de knelpunten in het net op te lossen. Daarnaast zullen nieuwe kabels vanuit Goes de Poel en Westdorpe naar de verbindingen onder de Westerschelde worden aangelegd om de drie 150 kV-uitloperstations in Zeeuws-Vlaanderen (Oostburg, Westdorpe en Terneuzen) te laten voldoen aan het 100 MW/6h-criterium.

Ook voor het deelnet Noord-Brabant is de realisatie van het project ZW380-Oost een belangrijke maatregel om knelpunten in het net op te lossen. Dit komt doordat deelnet Zeeland na realisatie van het project ZW380-Oost gescheiden van Noord-Brabant bedreven kan worden. Daarnaast wordt de 150 kV-verbinding Tilburg Noord – Best opgewaarderd en volledig vervangen door ondergrondse kabel.

Voor het deelnet Limburg bestaat de belangrijkste uitbreidingsinvestering uit de bouw van een nieuw 150 kV-station in Boxmeer. Daarnaast wijzigt de netconfiguratie bij de 150 kV-stations Born en Lutterade.

Belangrijk aandachtspunt voor het 150 kV-net van regio Zuid is de aardingsmethode voor éénfase kortsluitstromen. De Petersen-aarding bereikt door verkabelingen en uitbreidingen in het net zijn technische limiet. Om deze reden is een project gestart om het aardingssysteem in de totale regio om te bouwen.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in de regio Zuid is in dit KCD ten opzichte van het KCD 2016 gedaald. Deze daling is vrijwel volledig te verklaren door de gewijzigde manier waarop Compliance risico's worden ingeschat. Tot en met 2021 blijft het risicoprofiel relatief stabiel, waarna het risicoprofiel afneemt vanwege de afronding van diverse projecten in die periode.

De mitigatie van de knelpunten in de regio Zuid vergt een investering van EUR 130-190 mln in de periode 2018-2022. Dit is een sterke stijging ten opzichte van het vorige plan, voornamelijk vanwege twee nieuwe opwaarderingsprojecten en door een bestaand project voor de opwaardering van de verbinding Tilburg Noord – Best. Dit project wordt duurder omdat gebleken is dat de masten en geleiders een te slechte conditie hebben voor een opwaardering en deze nu verkabeld dient te worden.

7.1 Nut en noodzaak van investeringen in Zeeland

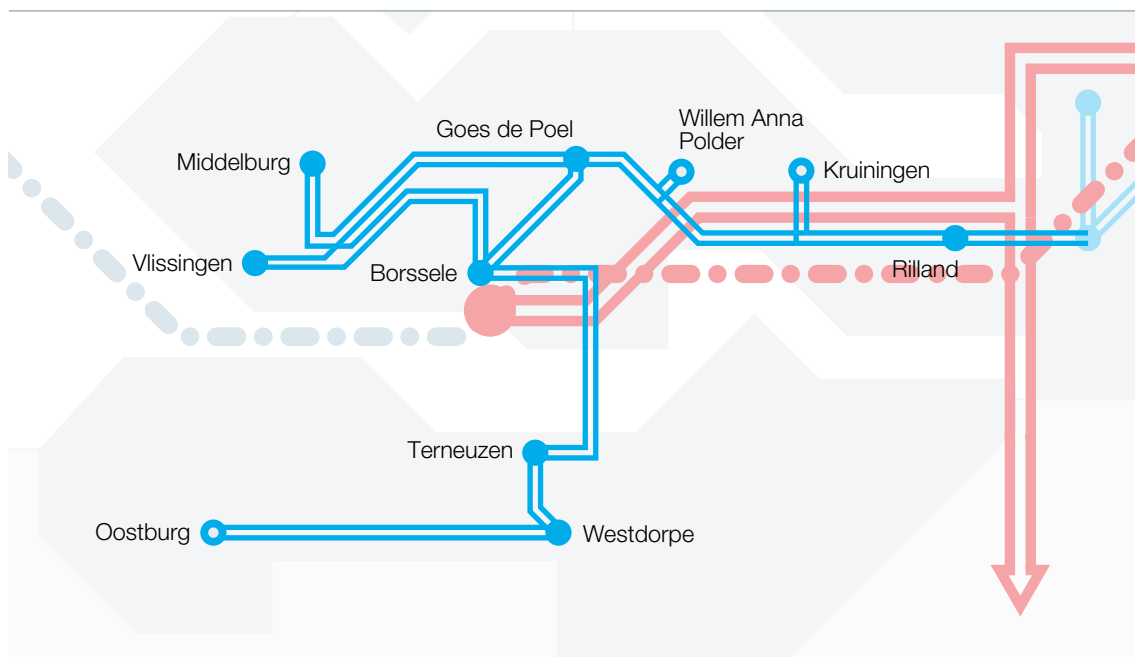
7.1.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

Het 150 kV-net van Zeeland heeft één koppelpunt met het 380 kV-net in Borssele. Daarnaast is het net verbonden met het 150 kV-net van Noord-Brabant, via de 150 kV-verbinding Rilland – Woensdrecht. De huidige structuur van het 150 kV-net in Zeeland is afgebeeld in Figuur 7.1.

Er zijn voor de verschillende steekjaren geen netuitbreidingen in het deelnet Zeeland opgenomen in het netmodel. Wel is er vanaf het steekjaar 2021 rekening gehouden met de realisatie van ZW380 West (de 380 kV-verbinding tussen Borssele en Rilland) en het 380 kV-station Rilland.

7.1.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

Figuur 7.2 geeft de voorziene ontwikkeling van de belasting en de productie voor het deelnet Zeeland voor de zichtperiode 2018-2027 weer. De belasting in Zeeland stijgt in de periode van 2018 tot en met 2027 met circa 1% tot 1,5% per jaar, conform de opgave van de regionale netbeheerder Enduris. Verder is er voor Zeeland een forse stijging van wind op land en zon-PV voorspeld. Het opgestelde windvermogen in Zeeland groeit van 486 MW in 2018 naar ca. 650 MW in 2020. Zon-PV neemt van 71 MW in 2018 toe naar 264 MW in 2020, onder andere door de geplande bouw van een groot zonnepark nabij Borssele.



Figuur 7.1 Huidige structuur van het 150 kV-net in Zeeland

Grote conventionele productie-eenheden in het 150 kV-net van Zeeland zijn aangesloten op de locaties Borssele (kerncentrale Borssele 30 met een vermogen van 494 MW) en Terneuzen (gascentrale ES-1 Elsta) met een vermogen van 440 MW).

Over het totaal genomen wordt het 150 kV deelnet Zeeland gekenmerkt door een export van vermogen uit het gebied. Dit vermogen loopt in de periode tot en met 2020 op, voornamelijk door groeiend vermogen van wind en zon-PV en blijft daarna nagenoeg gelijk. De grote export van vermogen leidt tot knelpunten in 150 kV-net.

De laatst aangeleverde informatie van Enduris, waarmee wordt gerekend in het KCD van Enduris, is op onderstaande punten afwijkend van de gegevens waarmee is gerekend in dit KCD.

- Maximale belasting, toename Borssele 10 kV-B met 5 MW oplopend tot ca 10 MW in 2027
- DCO, toename windinvoeding Vlissingen-Oost met 20 MW vanaf 2020
- DCO, toename windinvoeding Willem Annapolder met 30 MW vanaf 2020
- DCO, toename windinvoeding Goes de Poel 10 kV-B met ca 10 MW vanaf 2020
- DCO, toename windinvoeding Middelburg 10 kV-C met ca 5 MW vanaf 2020.

Scenario's voor netberekeningen

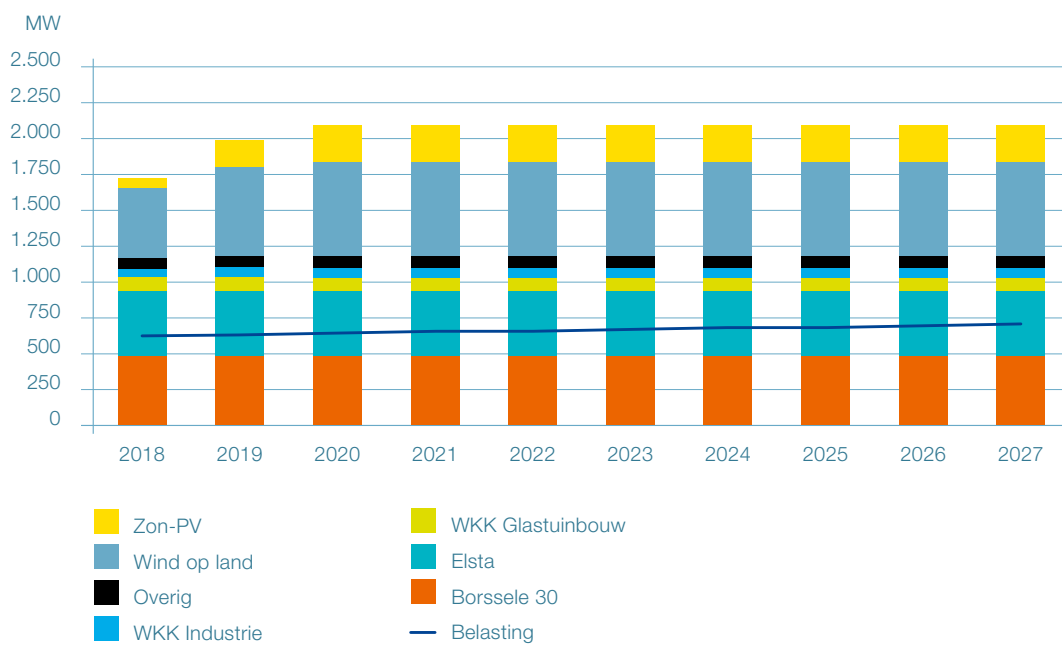
Voor Zeeland is het landelijke Referentiescenario aangehouden. Daarnaast zijn er nog twee planningsituaties doorgerekend, een met hoge prioriteit voor de productie in Zeeland en Noord-Brabant (Productie Hoog) en een met lage prioriteit voor de productie (Productie Laag).

Voor elk van deze planningsituaties zijn vermogensstroomberekeningen uitgevoerd, om de impact van alle mogelijke combinaties van productie, belasting en import/export naar België inzichtelijk te krijgen.

Daarnaast is voor steekjaar 2025 de plannings-situatie Nieuwe Projecten en voor steekjaar 2030 het scenario Decentrale Klimaatactie doorgerekend om de volgende redenen.

De plannings-situatie Nieuwe Projecten is gebaseerd op het Referentiescenario, waarbij ZW380-Oost in bedrijf is verondersteld en de koppeling met het 150 kV-net van Noord-Brabant is geopend. Dit scenario is met name doorgerekend om te bepalen welke knelpunten er resteren dan wel ontstaan na het gereedkomen van project ZW380-Oost.

In het scenario Decentrale Klimaatactie is een forse toename van met name Zon-PV verondersteld, om een beeld te krijgen van de impact van deze forse groei op het deelnet. De resultaten hiervan worden enkel kwalitatief beschreven.



Figuur 7.2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150 kV-net in Zeeland

7.1.3 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7.1 zijn voor de onderzochte steekjaren de geïdentificeerde knelpunten op de verbindingen in Zeeland weergegeven. Algemeen is te stellen dat de knelpunten het gevolg zijn van grote vermogensoverschotten in het deelnet Zeeland. In vergelijking met het KCD 2016 is te zien dat nu de meeste n-2 knelpunten in 2025 zijn opgelost. Dit komt voornamelijk door de groei van DCO in Noord-Brabant in de periode 2021-2025, wat ervoor zorgt dat de vermogenstransporten van Zeeland naar Noord-Brabant afnemen.

Borssele-Vlissingen, Borssele-Middelburg, Middelburg-Goes de Poel en Vlissingen-Goes de Poel

Deze knelpunten komen enkel in 2021 naar voren en lossen in 2025 vanzelf weer op. De knelpunten ontstaan door toename van DCO in Zeeland en verdwijnen weer door toename hiervan in Noord-Brabant. De verwachting is wel dat met de laatst aangeleverde informatie van Enduris de knelpunten toenemen, aangezien hier in totaal 65 MW extra windvermogen in opgenomen is. Met het gereedkomen van project ZW380 Oost en het openen van de 150 kV-verbinding tussen Zeeland en Noord-Brabant zijn deze knelpunten echter volledig opgelost.

Rilland – Goes de Poel en Woensdrecht – Rilland
Op beide verbindingen treden (op termijn) n-1 knelpunten op vanwege afvoer van vermogen naar Noord-Brabant. De voorziene maatregel voor het oplossen van deze knelpunten is het project ZW380 Oost, in combinatie met het openen van de 150 kV-verbinding tussen Zeeland en Noord-Brabant. Totdat ZW380 Oost gereed is kunnen onderhoudswerkzaamheden alleen worden uitgevoerd bij lagere productie en/of bij een geopende 150 kV-koppeling. Onderhoud zal daarom afgestemd moeten worden met producenten in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant. Bij bepaalde storingssituaties moeten productiebeperkingen worden opgelegd en/of de 150 kV-koppeling worden geopend.

7.1.4 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7.2 zijn de geïdentificeerde knelpunten op de stations in Zeeland weergegeven.

Station Borssele

Op station Borssele is vanaf het eerste steekjaar een overschrijding van de maximaal toelaatbare driefasen-kortsluitstroom geconstateerd. Deze overschrijding wordt veroorzaakt door de grootschalige productie in het 150 kV-net in combinatie met de aansluiting van offshore wind op het 380 kV-station in Borssele en de voorziene groei van decentrale opwek in de

Tabel 7.1

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Zeeland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico			Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
	2018	2021	2025		
Borssele - Vlissingen	-	n-2	-	1 - 10*	Bestaand
Borssele - Middelburg	-	n-2	-		Bestaand
Middelburg - Goes de Poel	-	n-2	-		Bestaand
Rilland - Goes de Poel	n-2	n-1	n-1		Bestaand
Vlissingen - Goes de Poel	-	n-2	-		Bestaand
Woensdrecht - Rilland	n-1	n-1	n-1		Bestaand

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

* Dit betreft dezelfde risicobeoordeling als voor de verbinding Geertruidenberg-Rilland in Tabel 4.1

Tabel 7.2

Gesignaleerde knelpunten op stations in Zeeland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico			Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
	2018	2021	2025		
Station Borssele	I_k	I_k	$I_k, n-1$	1 - 10	Bestaand, nieuw
Station Goes de Poel	I_k	I_k	I_k	1 - 10	Nieuw
Stations Westdorpe en Oostburg	100 MW/6h	100 MW/6h	100 MW/6h	0,1 - 1	Bestaand
Stations Terneuzen, Westdorpe en Oostburg	100 MW/6h	100 MW/6h	100 MW/6h		Bestaand

lagere netten. Het driefasenkortsluitvastheidsknelpunt in Borssele is tot steekjaar 2021 operationeel op te lossen, door één van de 150/380 kV-transformatoren uit bedrijf te nemen wanneer de koppeling tussen Zeeland en Noord-Brabant is gesloten. In 2018 wordt een studie opgestart naar verdere (operationele) maatregelen voor dit knelpunt.

Station Goes de Poel

Op station Goes de Poel is vanaf het eerste steekjaar een overschrijding van de maximaal toelaatbare driefasenkortsluitstroom geconstateerd. In 2018 wordt een studie opgestart naar mogelijke maatregelen voor dit knelpunt.

Stations Terneuzen, Westdorpe en Oostburg

Bij onderhoud aan één van de circuits tussen Borssele en Terneuzen en uitval van het tweede circuit zullen de stations Terneuzen, Westdorpe en Oostburg uitvallen, waarmee Zeeuws-Vlaanderen

spanningsloos raakt. Verder zullen bij onderhoud aan één van de circuits tussen Terneuzen en Westdorpe en uitval van het tweede circuit de stations Westdorpe en Oostburg uitvallen. De gezamenlijke belasting van de stations Oostburg en Westdorpe bedraagt meer dan 100 MW. Om die reden is hier sprake van twee 100 MW/6h-criteriumknelpunten. De knelpunten worden opgelost door in de verbinding van Borssele naar Terneuzen de huidige kabelverbindingen onder de Westerschelde in een andere configuratie aan te sluiten en nieuwe kabels naar station Goes de Poel aan de noordzijde en station Westdorpe aan de zuidzijde van de Westerschelde aan te leggen.

7.1.5 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

In Zeeland worden door Enduris nieuwe aankoppelingen met de netten op een lager spanningsniveau voorzien in Borssele en Westdorpe. In Borssele door

Tabel 7.3

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Zeeland			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Borssele	50/10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/50/10 kV)	2018
Westdorpe	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/20 kV)	2018

de bouw van een groot zonnepark en in Westdorpe door groei van de belasting in de omgeving van Westdorpe.

7.1.6 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

In Zeeland leidt het scenario Decentrale Klimaatactie tot iets hogere belastingen op de meeste verbindingen, doordat er relatief weinig belasting in dit deelnet aanwezig is. Dit leidt echter niet tot nieuwe knelpunten.

7.2 Nut en noodzaak van investeringen in Noord-Brabant

7.2.1 Huidige netinfrastructuur en verwachte ontwikkelingen

Het 150 kV-net in Noord-Brabant heeft twee koppelpunten met het 380 kV-net in Geertruidenberg en Eindhoven. Via een 150 kV-verbinding tussen de stations Woensdrecht en Rilland is het net gekoppeld met het 150 kV-net van Zeeland en via een 150 kV-verbinding tussen de stations Maarheeze en Nederweert met het 150 kV-net van Limburg. De verbinding tussen Maarheeze en Nederweert staat normaal open, maar kan beperkt worden ingezet bij onderhoud en het oplossen van storingen. De huidige structuur van het 150 kV-net in Noord-Brabant is afgebeeld in Figuur 7.3.

De knelpuntenberekeningen in het netmodel houden voor elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Concreet betekent dit dat vanaf steekjaar 2021 het project 'Tilburg Zuid, uitbreiding met een derde circuit' is opgenomen in het netmodel. Dit project omvat een kabelverbinding tussen de stations Tilburg West en Tilburg Zuid en uitbreiding van beide stations naar een dubbelrailconfiguratie. Daarnaast wordt station Tilburg West als volwaardig station aangesloten op beide circuits van Geertruidenberg naar Tilburg Noord. Hiermee wordt het 100 MW/6h-

knelpunt voor Tilburg Zuid opgelost en tevens het risico op dubbele uitval van de UGD-kabels tussen Tilburg Noord en Tilburg Zuid weggenomen.

7.2.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

Figuur 7.4 geeft de voorziene ontwikkeling van de belasting en de productie voor het deelnet Noord-Brabant voor de zichtperiode 2018-2027 weer. De belasting in Noord-Brabant stijgt in de periode van 2018 tot en met 2027 met circa 0,7% per jaar, conform de opgave van de regionale netbeheerder Enexis. Verder is er een forse stijging te zien in zon-PV en windvermogen. Het opgestelde windvermogen in Noord-Brabant groeit van circa 240 MW in 2018 naar 462 MW in 2020. Zon-PV neemt toe van 476 MW in 2018 naar 1020 MW aan het einde van de zichtperiode (2027).

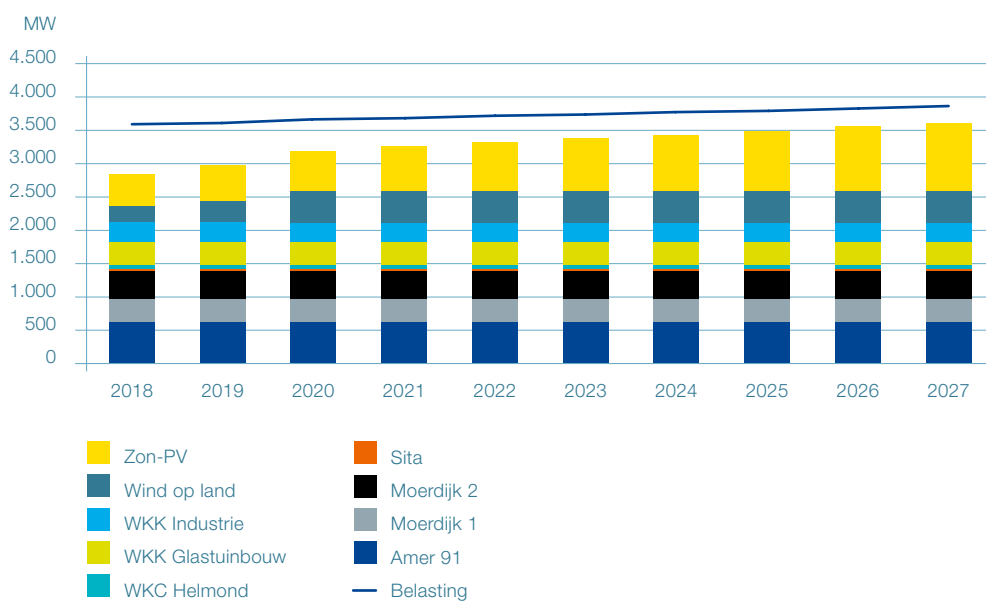
Grote conventionele productie-eenheden in het 150 kV-net van Noord-Brabant zijn aangesloten op de locaties Geertruidenberg (kolencentrale Amer-91) met een opgesteld vermogen van 620 MW en Moerdijk (gaseenheden Moerdijk-1 en Moerdijk-2) met een opgesteld vermogen van respectievelijk 343 MW en 426 MW. De eigenaar van de Moerdijk-centrale heeft aangegeven dat de eenheid Moerdijk-2 sinds 2017 weer in bedrijf is en de eenheid Moerdijk-1 vanaf 2018 wordt geconserveerd. Daarnaast is voorzien dat in 2018 een nieuwe afvalverbrandingsinstallatie van circa 100 MW in bedrijf wordt genomen die op station Moerdijk invoedt.

Over het totaal genomen wordt het 150 kV deelnet Noord-Brabant gekenmerkt door een licht groeiende belasting en sterk toenemende hoeveelheid DCO (zon en wind). Typisch voor dit deelnet zijn grote vermogensstromen van west naar oost. De toenemende DCO in combinatie met de conventionele productie zorgt voor productieoverschotten in pieksituaties en daarmee voor over het algemeen genomen ernstigere knelpunten dan in het Referentiescenario.

De laatst aangeleverde informatie van Enexis, waar-



Figuur 7.3 Huidige structuur van het 150 kV-net in Noord-Brabant



Figuur 7.4 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150 kV-net in Noord-Brabant

mee wordt gerekend in het KCD van Enexis, is op onderstaande punten afwijkend van de gegevens waarmee is gerekend in dit KCD.

- Waalwijk Blok C toegevoegd (nieuw gebouwd, met name voor opwek (wind enz.), toename van ca. 10 MW wind vanaf 2020
- Dinteloord belasting verdrievoudiging vanaf 2018 (door omschakelen tuinders > van teruglevering via WKK's naar betrekken van het net i.c.m. assimilatieverlichting)

- Methode om PV prognoses te maken gewijzigd om een beter beeld van de realiteit te geven. Hier kunnen verschillen uit voort komen
- Eindhoven Zuid C (ASML opgegeven prognose), dit houdt in een hogere belasting in de eerste twee steekjaren (10-17 MW).

7.2.3 Scenario's voor netberekeningen

Voor Noord-Brabant is het landelijke Referentie-scenario aangehouden. Daarnaast is een scenario

met hoge conventionele productie doorgerekend, waarbij de geconserveerde eenheid Moerdijk-1 weer wordt ingezet en de productie-eenheden in Noord-Brabant en Zeeland prioriteit hebben qua inzet boven eenheden in de rest van Nederland. Er is tevens een laag conventioneel productiescenario doorgerekend, waarbij alle eenheden in Noord-Brabant minimaal zijn ingezet. Daarnaast zijn de planningssituatie Nieuwe Projecten (voor steekjaar 2025) en het scenario Decentrale Klimaatactie (voor steekjaar 2030) doorgerekend. Hierbij is gekeken naar de impact van het project Zuid-West 380 Oost op de knelpunten in Noord-Brabant en naar de impact van een forse toename van met name Zon-PV.

7.2.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7.4 zijn voor de onderzochte steekjaren de geïdentificeerde knelpunten op verbindingen in Noord-Brabant weergegeven. Bijna alle knelpunten op de 150 kV-verbindingen in het deelnet Noord-Brabant zijn het gevolg van vermogenstransporten van west naar oost. In het westen van Noord-Brabant en Zeeland zijn op het 150 kV-net namelijk grote conventionele productie-eenheden aangesloten en de grootschalige belasting van Noord-Brabant bevindt zich vooral in het in het oosten van de provincie.

Roosendaal – Woensdrecht

Dit n-1 knelpunt wordt veroorzaakt door hoge productie in Zeeland. De realisatie van ZW380 Oost in combinatie met het openen van de 150 kV-verbinding tussen Zeeland en Noord-Brabant lost dit knelpunt op. Tot die tijd moeten bij bepaalde storingssituaties productiebeperkingen worden opgelegd.

Eindhoven Zuid – Maarheeze Eindhoven Oost

Het n-1 knelpunt op de verbinding Eindhoven- Zuid – Maarheeze – Eindhoven Oost wordt veroorzaakt door de belasting op de stations Budel en Maarheeze. Door een afwaardering van de capaciteit van de verbinding in verband met laaghangende lijnen ontstaat er een knelpunt. Een grotere stroom door de geleiders zorgt ervoor dat deze lager komen te hangen, wat veiligheidsrisico's met zich meebrengt. Aangezien in deze verbinding geconstateerd is dat de geleiders door veroudering al wat lager hangen, dient de stroom beperkt te blijven.

Een geschikte oplossing voor het knelpunt op de verbinding is de vergroting van de transportcapaciteit van de bestaande lijnverbinding of de aanleg van een kabelcircuit tussen Heeze en Maarheeze. Tot het moment waarop deze oplossing is gerealiseerd, kan het knelpunt worden weggenomen door tijdelijk een deel van de belasting in Maarheeze om te schakelen naar Limburg en de belasting te verlagen door een aangeslotene in Budel conform afspraken deels af te schakelen. De studie naar een geschikte oplossing wordt in 2017 afgerond.

Geertruidenberg – Moerdijk

Het n-1 knelpunt op deze verbinding wordt voornamelijk veroorzaakt door grootschalig productievermogen aangesloten op het 150 kV-station Moerdijk. Het knelpunt op de verbinding Geertruidenberg – Moerdijk wordt opgelost door de realisatie van project ZW380 Oost. In dit project wordt de 150 kV-verbinding gecombineerd met de nieuwe 380 kV-verbinding van Rilland naar Tilburg en tevens opgewaardeerd.

Tabel 7.4

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Noord-Brabant					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
Roosendaal – Woensdrecht	n-2	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Eindhoven Zuid - Maarheeze - Eindhoven Oost	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Geertruidenberg – Moerdijk	n-1	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand
Geertruidenberg - Oosteind - Tilburg West - Tilburg Noord	n-1	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand
Tilburg Noord - Best - Eindhoven Noord	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand

Geertruidenberg – Oosteind – Tilburg West – Tilburg Noord

Op de verbinding Geertruidenberg – Oosteind – Tilburg West – Tilburg Noord is een n-1 knelpunt gesignaleerd. Het knelpunt wordt veroorzaakt door een overschot aan productievermogen in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant. In het project ZW380 Oost wordt deze verbinding gecombineerd met de nieuwe 380 kV verbinding van Rilland naar Tilburg en tevens opgewaardeerd, waarmee het knelpunt wordt opgelost. Totdat het knelpunt is opgelost is er in situaties met hoge productie redispatch nodig. Onderhoudswerkzaamheden kunnen alleen worden uitgevoerd bij lagere productie en onderhoud zal daarom afgestemd moeten worden met producenten in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.

Tilburg Noord - Best – Eindhoven Noord

Op de verbinding Tilburg Noord (Best) – Eindhoven Noord is een n-1 knelpunt gesignaleerd. Het knelpunt wordt veroorzaakt door een overschot aan productievermogen in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant. Daarnaast is er ook een kwaliteitsknelpunt geconstateerd vanwege de leeftijd van de verbinding. De studie naar de oplossingsalternatieven voor dit knelpunt is in 2017 afgerond en de voorkeursoplossing bestaat uit het vervangen van de bovengrondse verbinding door een kabelverbinding met een grotere transportcapaciteit.

7.2.5 Stations: Knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7.5 zijn de geïdentificeerde knelpunten op de stations in Noord-Brabant weergegeven.

Tabel 7.5

Gesignaleerde knelpunten op stations in Noord-Brabant					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico			Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
	2018	2021	2025		
Station Eindhoven (380 kV)	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Bergen op Zoom	100 MW/6h, r	100 MW/6h, r	100 MW/6h, r	0,01 - 0,1	Bestaand, nieuw
Station Breda	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Eerde	r	100 MW/6h, r	100 MW/6h, r	0,01 - 0,1	Bestaand, nieuw
Station Eindhoven Noord	-	-	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Eindhoven Zuid	-	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Etten	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Geertruidenberg (150 kV)	lk	lk	lk	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Geertruidenberg (380 kV)	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Nieuw
Station Helmond Zuid	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Maarheeze*	r	r	r	0,1 - 1	Nieuw
Station Oss	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Roosendaal	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station 's Hertogenbosch Noord	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Tilburg Noord	r	r	lk, r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Tilburg West	-	-	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Tilburg Zuid	100 MW/6h, r	x	x	0,1 - 1	Bestaand, nieuw
Station Waalwijk	r	100 MW/6h, r	100 MW/6h, r	0,01 - 0,1	Bestaand, nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

* Formeel gezien is dit geen Compliance knelpunt, maar uitval van de rail kan leiden tot aanzienlijke gevolgen in het net.

380 kV-station Eindhoven

Op 380 kV-station Eindhoven is er vanaf het eerste steekjaar een railcriteriumknelpunt ten tijde van onderhoud aan een 380/150 kV-transformator geconstateerd. Bij onderhoud aan een transformator en uitval van één van de 380 kV-rails in station Eindhoven kunnen er in totaal drie transformatoren tegelijk niet beschikbaar zijn. Op de resterende transformator treedt vervolgens een knelpunt op. Het knelpunt kan worden opgelost door twee van de transformatoren uit te rusten met een dubbele schakelaar. Er wordt momenteel onderzocht of dit kan worden meegenomen met de vervanging van twee van de transformatoren.

Stations Bergen op Zoom, Eerde, Tilburg Zuid en Waalwijk

Deze stations voldoen niet aan het 100 MW/6h criterium, omdat zij met twee circuits op het 150 kV-net zijn aangesloten en de belasting meer dan 100 MW bedraagt. Hierdoor treedt bij onderhoud aan het ene circuit en uitval van het andere, een onderbreking op van meer dan 100 MW.

Het knelpunt in Bergen op Zoom kan worden opgelost door een derde kabelverbinding vanaf Woensdrecht naar het station te leggen. In 2017 is de studie naar oplossingsalternatieven afgerond en in 2018 wordt hiervoor een basisontwerp opgesteld. Totdat de nieuwe verbinding is gerealiseerd, moeten onderhoudswerkzaamheden worden uitgevoerd ten tijde van belasting onder de 100 MW.

Het knelpunt op station Eerde kan worden opgelost door de beide circuits 's Hertogenbosch Noord – Eindhoven Oost aan te sluiten op station Eerde. In 2018 wordt een studie gestart naar deze oplossing. Totdat deze oplossing is gerealiseerd, moeten onderhoudswerkzaamheden worden uitgevoerd ten tijde van belasting onder de 100 MW.

Het knelpunt voor het station Tilburg Zuid wordt opgelost door de aanleg van een circuit van Tilburg Zuid naar Tilburg West en uitbreiding van beide stations naar een dubbelrailconfiguratie. Dit project bevindt zich momenteel in de realisatiefase. Dit project is om die reden meegenomen in de netberekeningen, en om die reden manifesteert het knelpunt zich alleen nog in steekjaar 2018. Totdat de nieuwe verbinding is gerealiseerd, moeten

onderhoudswerkzaamheden worden uitgevoerd ten tijde van belasting onder de 100 MW.

Het knelpunt op het station Waalwijk kan worden opgelost door de circuits Geertruidenberg – 's Hertogenbosch West en Geertruidenberg – 's Hertogenbosch Noord aan te sluiten op station Waalwijk en het station uit te breiden met een tweede rail. Begin 2017 is de studie naar oplossingsalternatieven afgerond en momenteel wordt een basisontwerp opgesteld voor deze oplossingsrichting.

Station Geertruidenberg

Op station Geertruidenberg is vanaf het eerste steekjaar een overschrijding van de maximaal toelaatbare driefasenkortsluitstroom geconstateerd. Deze overschrijding wordt veroorzaakt door de grootschalige productie in het 150 kV-net in combinatie met de voorziene groei van decentrale opwek in de lagere netten. In 2017 is een studie opgestart naar mogelijke operationele maatregelen voor dit knelpunt.

Op station Geertruidenberg is tevens vanaf het eerste steekjaar een n-1 knelpunt op de transformatoren geconstateerd. Dit knelpunt ontstaat bij hoge belasting en afwezigheid van productie in het Noord-Brabantse deelnet. Een oplossing voor dit knelpunt is het uitbreiden van de 380/150 kV-transformatorcapaciteit. Dit is voorzien in project ZW380 Oost, door middel van 380 kV-station Tilburg, waar twee nieuwe 380/150 kV-transformatoren worden geplaatst. Totdat ZW380 Oost gereed is kan dit knelpunt worden opgelost door verplichte inzet van productie, in situaties met hoge belasting en weinig productie.

Station Tilburg-Noord

Met de realisatie van twee nieuwe 380/150 kV-transformatoren in Tilburg binnen project ZW380 Oost, ontstaat er een overschrijding van de maximaal toelaatbare driefasenkortsluitstroom. Momenteel wordt onderzocht of dit knelpunt binnen project ZW380 Oost opgelost kan worden en welke mogelijke operationele maatregelen er voor dit knelpunt zijn.

n-1 railcriterium knelpunten

De n-1 railcriterium knelpunten zijn geconstateerd op de 150 kV-stations waar de directe belasting van het

Tabel 7.6

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Noord-Brabant			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
's-Hertogenbosch West	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2020
Dinteloord	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/20 kV)	2018
Etten	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2019
Geertruidenberg	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2020
Moerdijk	30 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/30 kV)	2019
Waalwijk	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2022

station groter is dan 100 MW en er geen rail-beveiliging is geïnstalleerd. Mitigatie van deze knelpunten volgt bij een project dat een ander knelpunt adresseert en een ingrijpende renovatie of uitbreiding van het railsysteem behelst.

7.2.6 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

In Noord-Brabant zijn door de regionale netbeheerder Enexis op de volgende stations nieuwe aankoppelingen met een lager spanningsniveau voorzien (Tabel 7.6). De toename in belasting of decentrale opwek, die deze behoefte veroorzaakt, is meegenomen in de prognoses en berekeningen.

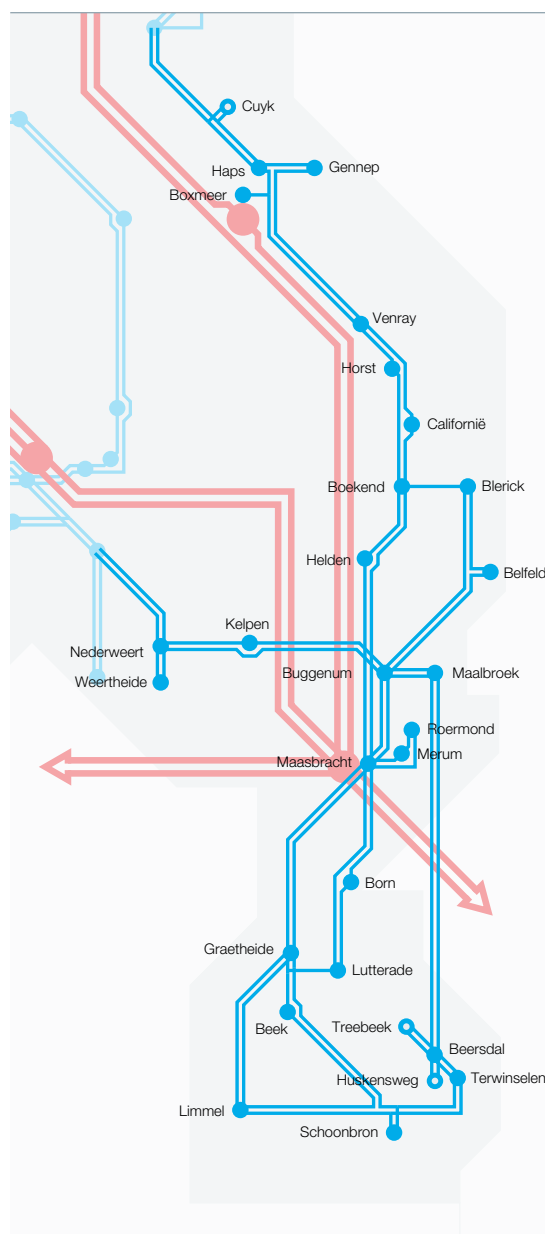
7.2.7 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

In Noord-Brabant leidt het scenario Decentrale Klimaatactie tot een kleine afname van de belasting op de meeste verbindingen. Dit komt doordat de grote hoeveelheid aan duurzame energie en daarbij de afname van conventionele productie, zorgt voor een meer gespreide invoeding nabij belastingcentra. De grote vermogenstransporten van west naar oost nemen af, echter niet in zodanige mate dat er knelpunten verdwijnen.

7.3 Nut en noodzaak van investeringen in Limburg

7.3.1 Huidige netinfrastructuur en verwachte ontwikkelingen

Het 150 kV-net van Limburg heeft twee koppelpunten met het 380 kV-net in Maasbracht en Boxmeer. De 150 kV-verbindingen naar de stations Maarheeze en Teersdijk staan normaal aan één zijde



Figuur 7.5 Huidige structuur van het 150 kV-net in Limburg

open, maar kunnen bij onderhoudswerkzaamheden en voor het oplossen van storingen worden ingezet. Eén van de transformatoren in het 380 kV-station Maasbracht staat als stand-by opgesteld. Wanneer de kortsluitstromen in het station Maasbracht buiten de toelaatbare grenzen treden (zie ook hoofdstuk 4) kan deze reservetransformator niet worden ingezet door de bedrijfsvoering van TenneT. De stations Cuijk en Haps in de provincie Noord-Brabant behoren ook tot het deelnet Limburg. De huidige structuur van het 150 kV-net in Limburg is afgebeeld in Figuur 7.5.

7.3.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

Figuur 7.6 geeft de voorziene ontwikkeling van de belasting en de productie voor het deelnet Limburg voor de zichtperiode 2018-2027 weer. De belasting in Limburg stijgt licht conform de opgave van de regionale netbeheerder. Verder wordt er een forse stijging in zon-PV voorzien van 288 MW in 2018 naar 608 MW in 2027. Het opgestelde windvermogen in Limburg neemt tussen 2018 en 2021 toe van 70 MW naar 108 MW.

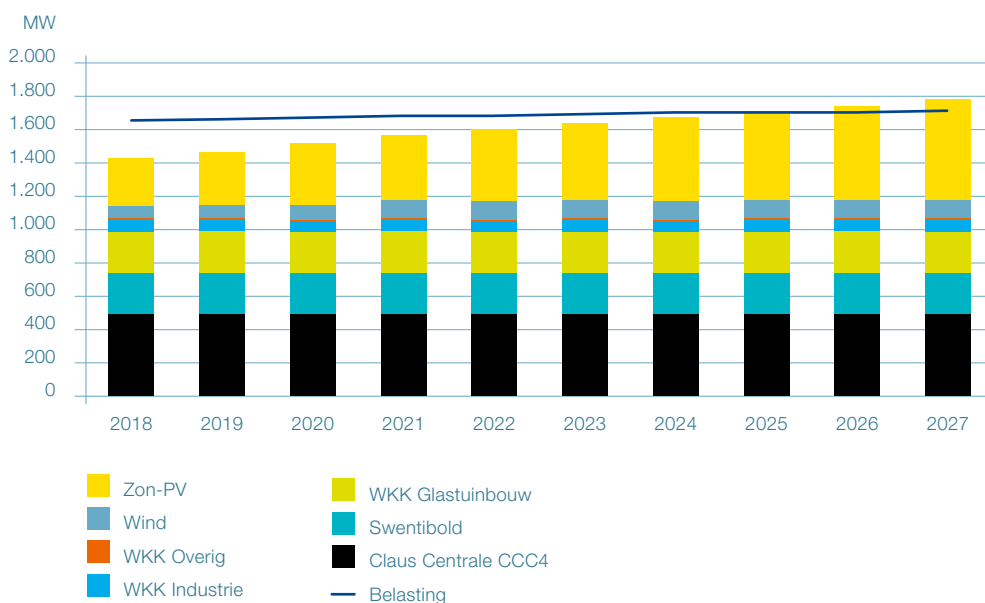
Grote conventionele productie-eenheden in het 150 kV-net van Limburg zijn aangesloten op de locaties Maasbracht (Gascentrale CCC4 (Claus)) met een vermogen van 495 MW en Kerensheide (Gascentrale SW1 (Swentibold-1)) met een vermogen van 245 MW. De eigenaar van de Clauscentrale

heeft aangegeven dat de eenheid, die momenteel is geconserveerd, vanaf 2019 mogelijk weer wordt ingezet. De eigenaar van de Swentibold centrale heeft aangegeven dat deze eenheid vanaf Q3 2019 geen 'must-run' eenheid meer is en de inzet vanaf dat moment onzeker is. De kans is aanwezig dat de eenheid vanaf dat moment wordt geconserveerd.

Over het totaal genomen wordt het 150 kV-net in deelnet Limburg gekenmerkt door een licht groeiende belasting, toename in decentrale productie en het mogelijk verdwijnen van conventionele productie. Knelpunten in dit deelnet worden voornamelijk gedreven door de belasting. Aangezien de belasting stijgt terwijl het conventionele vermogen verdwijnt of wordt geconserveerd, neemt de ernst van de knelpunten toe, zeker op momenten met weinig zon- of windproductie.

7.3.3 Scenario's voor netberekeningen

Voor Limburg is het landelijke Referentiescenario aangehouden, waarin de Swentibold centrale voor steekjaar 2018 nog beschikbaar is en daarna niet meer. De Clauscentrale staat in alle steekjaren uit. Daarnaast is een scenario met hoge conventionele productie doorgerekend, waarbij zowel de Clauscentrale als de Swentibold eenheid worden ingezet. Verder is er een laag conventioneel productiescenario doorgerekend, waarbij beide eenheden uit staan.



Figuur 7.6 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150 kV-net in Limburg

Tabel 7.7

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Limburg					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
Boekend - Blerick	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Nieuw
Born - Maasbracht	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Lutterade - Maasbracht	n-1	n-1	n-1		Bestaand
Haps - Boxmeer - Venray	n-1	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand

Tabel 7.8

Gesignaleerde knelpunten op stations in Limburg					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
Station Maasbracht (380 kV)	r	r	r	1 - 10	Bestaand, nieuw
Station Limmel	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Terwinselen	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Stations Zuid-Limburg	-	spanning	spanning	0,1 - 1	Nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

7.3.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7.7 zijn voor de onderzochte steekjaren de geïdentificeerde knelpunten op verbindingen in Limburg weergegeven.

Born – Maasbracht en Lutterade – Maasbracht

De gezamenlijke belasting van Born en Lutterade zorgt ervoor dat er op deze verbindingen een n-1 knelpunt wordt gesignaleerd. De oplossing van dit knelpunt is het aanpassen van de netconfiguratie, waarbij station Born op station Maasbracht aangesloten blijft en station Lutterade wordt aangesloten op het station Greateide. De oplossingsvarianten zijn in 2016 beschreven en de voorkeursoplossing wordt momenteel nader uitgewerkt in een basisontwerp.

Haps – Boxmeer – Venray

Bij uitval van het circuit Venray – Gennep ontstaat er een n-1 knelpunt op de verbinding Haps – Boxmeer – Venray. Dit komt doordat in deze situatie een groot deel van de belasting van Noord-Limburg wordt gevoerd vanuit Boxmeer. Het n-1 knelpunt wordt

opgelost door het bouwen van een nieuw 150 kV-station in Boxmeer, met daarbij een dubbele kabelverbinding naar Haps en een rechtstreekse aansluiting van station Gennep op station Boxmeer via de bestaande bovengrondse verbinding. De studie naar oplossingsalternatieven is in 2016 afgerond en momenteel wordt de oplossing nader uitgewerkt in een basisontwerp. Ten opzichte van het vorige KCD is het knelpunt toegenomen en om het knelpunt volledig weg te nemen is naast bovengenoemde oplossing ook opwaardering van de verbinding Boxmeer – Venray nodig.

Boekend – Blerick

Het geconstateerde n-2 knelpunt op de verbinding Boekend – Blerick wordt veroorzaakt door toenemende belasting in combinatie met het niet aanwezig zijn van conventionele productie. Nader onderzoek wordt uitgevoerd naar de planbaarheid van het onderhoud.

7.3.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7.8 zijn de geïdentificeerde knelpunten op de stations in Limburg weergegeven.

380 kV-station Maasbracht

Op 380 kV-station Maasbracht is er vanaf het eerste steekjaar een railcriteriumkneelpunt ten tijde van onderhoud aan een 380/150 kV-transformator geconstateerd. Bij onderhoud aan een transformator in Maasbracht of Boxmeer en uitval van een van de 380 kV-rails in station Maasbracht kunnen er in totaal drie transformatoren tegelijk niet beschikbaar zijn. Op de resterende transformator(en) treedt vervolgens een kneelpunt op. Ook bij onderhoud aan een rail en uitval van een tweede 380 kV-rail in Maasbracht treedt er op het railcriterium een kneelpunt op. De kneelpunten kunnen worden opgelost door twee van de transformatoren in Maasbracht uit te rusten met een dubbele schakelaar of het 380 kV-station uit te breiden naar drie volwaardige rails. In 2017 wordt een studie afgerond naar het renoveren/herbouwen van 380 kV-station Maasbracht met drie volwaardige rails, waarmee deze kneelpunten worden opgelost.

Stations Zuid-Limburg

Op de stations in Zuid-Limburg is een spanningskneelpunt geconstateerd. Vanwege de afname van conventionele productie in de regio is er in bepaalde situaties niet voldoende blindvermogensondersteuning aanwezig om de spanning op het gewenste niveau te houden. In 2017 is een studie opgestart naar een oplossing voor dit kneelpunt.

n-1 railcriterium knelpunten

De n-1 railcriterium knelpunten zijn geconstateerd op 150 kV-stations waar de directe belasting van het station groter is dan 100 MW en er geen railbeveiliging is geïnstalleerd. Mitigatie van deze knelpunten volgt bij een project dat een ander knelpunt adresseert en een ingrijpende renovatie of uitbreiding van het railsysteem behelst.

7.3.6 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

In Limburg zijn geen nieuwe aankoppelingen met de netten op een lager spanningsniveau voorzien.

7.3.7 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

In Limburg leidt het scenario Decentrale Klimaatactie tot een kleine afname van de belasting op de meeste verbindingen. Dit komt doordat de grote hoeveelheid aan duurzame energie zorgt voor een meer gespreide invoeding nabij belastingcentra en daardoor minder vermogenstransporten.

7.4 Staat van het net Zuid

Tabel 7.9 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten in de regio Zuid en de bijbehorende risico-inschattingen. Dit betreft knelpunten die een risiconiveau van Medium of hoger



Figuur 7.7 Ontwikkeling van de risicopositie in regio Zuid

Tabel 7.9

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie regio Zuid							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Borssele - Vlissingen Borssele - Middelburg Middelburg - Goes de Poel Rilland - Goes de Poel Vlissingen - Goes de Poel Woensdrecht - Rilland	n-1 / n-2	1 - 10	2011	Bestaand	Zuid West 380 kV*	2025	(Pre)-realisatie
Roosendaal - Woensdrecht	n-1	0,1 - 1	2018	Bestaand	ZW380-Oost*	2025	Pre-realiseratie
Geertruidenberg - Oosteind - Tilburg West - Tilburg Noord	n-1	1 - 10	2018	Bestaand			
Station Geertruidenberg (380 kV)	n-1	0,1 - 1	2018	Nieuw			
Geertruidenberg - Moerdijk	n-1	1 - 10	2014	Bestaand	ZW380-Oost	2025	Pre-realiseratie
Station Tilburg Noord	r	0,1 - 1	2017	Nieuw	Uitbreiden met een derde circuit*	2022	(Pre)-realisatie
Station Bergen op Zoom	100 MW/ 6h	0,01 - 0,1	2013	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit*	2021	(Pre)-realisatie
Eindhoven Zuid - Maarheeze - Eindhoven Oost	n-1	0,1 - 1	2015	Bestaand	Uitbreiden met vierde koppeltransformator	2026	Pre-realiseratie
Station Borssele	n-1	1 - 10	2025	Bestaand	Verzwarende componenten	2022	Pre-realiseratie
Station Goes de Poel	I_k	1 - 10	2017	Nieuw	Opwaarderen transportcapaciteit*	2020	(Pre)-realisatie
Stations Westdorpe en Oostburg	100 MW/ 6h	0,1 - 1	2015	Bestaand	Tilburg Noord - Best - Eindhoven Noord	2024	(Pre)-realisatie
Stations Terneuzen, Westdorpe en Oostburg					Uitbreiden met twee velden	2022	Pre-realiseratie
Station Eerde	r	0,1 - 1	2017	Nieuw	Operatieve maatregelen	-	-
Station Tilburg Zuid	100 MW/ 6h	0,1 - 1	2012	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit	2018	Realisatie
Station Waalwijk	100 MW/ 6h	0,01 - 0,1	2021	Bestaand	Aansluiten bestaande circuits op station Waalwijk en uitbreiden met tweede rail	2021	Pre-realiseratie
Born - Maasbracht	n-1	0,01 - 0,1	2014	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit*	2022	Pre-realiseratie
Lutterade - Maasbracht					Station Boxmeer, kabelverbinding naar Haps en aansluiting op station Gennepe*	2021	Pre-realiseratie
Haps - Boxmeer - Venray	n-1	0,01 - 0,1	2015	Bestaand	Reconstructie 380 kV station Maasbracht	2024	Pre-realiseratie
Station Maasbracht (380 kV)	r	1 - 10	2008	Bestaand	Plaatsen condensatorbanken	2021	Pre-realiseratie
Stations Zuid-Limburg	spanning	0,1 - 1	2020	Nieuw			

* Voor deze projecten is het project Ombouw aarding Zuid-Nederland noodzakelijk

hebben op één of meerdere van de bedrijfswaarden van TenneT, nu of in de toekomst. Een uitzondering wordt gemaakt voor de bedrijfswaarde Compliance. Voor de knelpunten die lager dan Medium scoren op de bedrijfswaarde Compliance²⁵ dient eveneens een (operationele) oplossing te worden aangedragen. De ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in regio Zuid resulteren in een relatief stabiel risicoprofiel tot 2021, waarna het risicoprofiel afneemt vanwege de afronding van diverse projecten in die periode. Het knelpunt omtrent de beperkte mogelijkheden van de blusspoelcapaciteit in Zuid-Nederland (dat in het KCD 2016 zorgde voor een stijging van het risicoprofiel zonder mitigerende maatregelen in 2017), is in dit KCD anders weergegeven. Vanwege de beperkte blusspoelcapaciteit leidt dit tot knelpunten op het moment dat nieuwe kabelverbindingen in gebruik worden genomen, aangezien deze extra blusspoelcapaciteit vergen. Het project Ombouw aarding Zuid-Nederland is om die reden voorwaardelijk gemaakt voor de inbedrijfname van enkele kabelprojecten in de regio. Deze projecten mitigeren op hun beurt andere knelpunten uit de tabel. In paragraaf 7.5.2 wordt het project verder beschreven.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio Zuid is in dit KCD ten opzichte van het KCD 2016 gedaald. Deze daling is vrijwel volledig te verklaren door de gewijzigde manier waarop Compliance risico's worden ingeschat. Naast deze daling zorgen de vele nieuwe railcriteriumknelpunten voor een beperkte stijging van het risicoprofiel. Tevens draagt het nieuwe kortsluitvastheidsknelpunt op station Goes de Poel 150 kV bij aan een hoger risicoprofiel, net als het nieuwe n-1 knelpunt op de transformatoren op Geertruidenberg en het knelpunt van de spanningshuishouding in Zuid Limburg dat in 2020 actueel wordt. Daar staat tegenover dat in 2020-2022 het profiel iets lager wordt door het later actueel worden van het 100 MW/ 6 uur knelpunt op station Waalwijk en het n-1 knelpunt op de transformatoren op station Borssele.

Het n-1 knelpunt op de verbinding Eindhoven Oost – Maarheeze wordt één jaar eerder gemitigeerd waardoor het risicoprofiel in 2021 licht daalt. Tevens is voorzien dat dat in 2024 het railcriterium op het 380 kV-station in Maasbracht zal worden gemiti-

geerd door de bouw van een nieuw station. Hierdoor daalt het risicoprofiel in 2024 en 2025 ten opzichte van het vorige KCD.

7.5 Investerings

7.5.1 Algemeen

Het investeringsniveau voor de capaciteitsuitbreidingen in regio Zuid is toegenomen in de periode 2018-2022 ten opzichte van KCD 2016. Dit komt door de toevoeging van nieuwe projecten. De nieuwe projecten brengen het totaalvolume aan investeringen omhoog voor de periode 2018-2022 en ook de investeringomvang voor wat betreft de totale kostenraming is toegenomen. De grote nieuwe projecten zijn “Woensdrecht – Bergen op Zoom 150 kV-kabel uitbreiding “ en “Geertruidenberg – Tilburg Noord opwaarderen van de capaciteit”. Daarnaast is het bestaande project “Tilburg Noord – Best opwaardering van de verbinding” van EUR 21 mln naar EUR 95 mln gestegen. De helft van de stijging van de kosten zit in de periode 2018-2022. In de volgende paragrafen zoomen we in op deze en andere projecten.

De realisatie over 2016 is wat achter gebleven ten opzichte van de geplande uitgaven in KCD 2016, maar de realisatie over 2017 is juist weer iets hoger dan gepland was. Over beide jaren bekeken is er ongeveer evenveel uitgegeven als er was gepland. Gemiddeld zijn de projecten in deze regio wat vertraagd. Deze gemiddelde vertraging wordt met name beïnvloed door de vertraging van 2 projecten. Als deze buiten beschouwing worden gelaten, zijn er op de andere projecten positieve en negatieve afwijkingen van enkele kwartalen die elkaar uitmiddelen.

7.5.2 Technisch cluster Aarding Zuid- Nederland

7.5.2.1 Nut en noodzaak

Tot op heden wordt in de 150 kV-netten in Zeeland, Noord-Brabant en Limburg de Petersen-aarding toegepast als aardingsconcept. In dit concept zijn speciale spoelen (blusspoelen) aangesloten op de sterpunten van de distributietransformatoren. Hiermee wordt de stroom die bij een éénfasekortsluiting optreedt beperkt ofwel geblust. Voordeel van

²⁵ Gerelateerd aan n-1 knelpunten en 100 MW/6h-uitloper knelpunten.

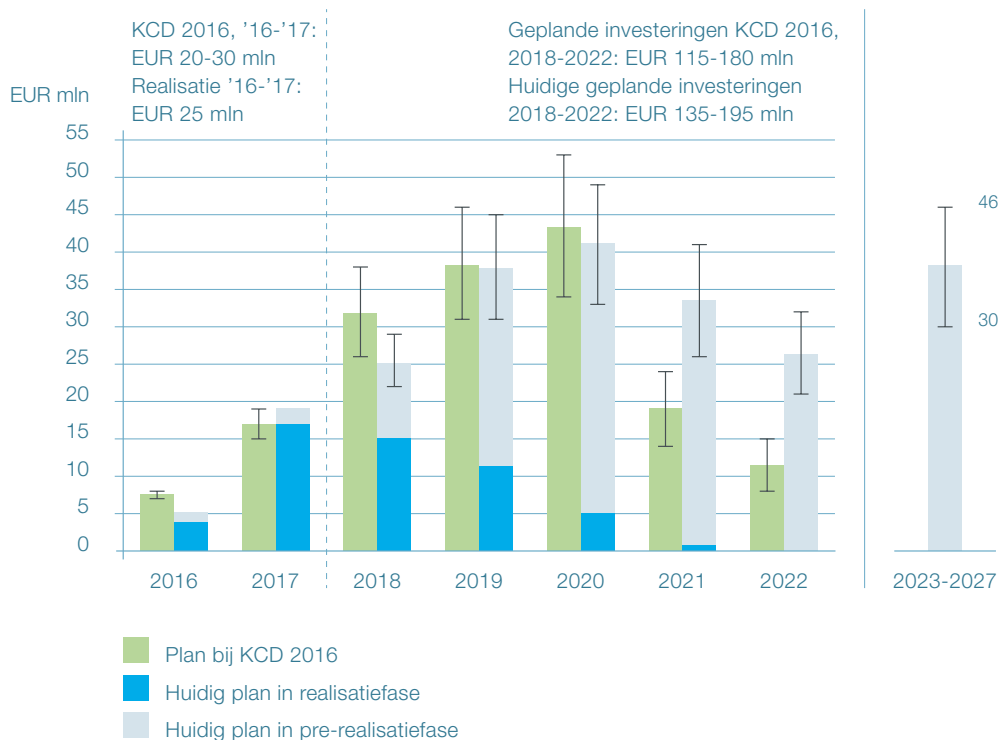
dit concept is dat een kortdurende sluiting naar aarde niet tot uitschakeling van het betreffende circuit leidt.

Tijdens de aanleg van het 110- en 150 kV-net in Nederland is destijds gekozen voor dit concept van aarding omdat het vooral effectief is bij bovengrondse netten (kortdurende sluitingen naar aarde treden bij ondergrondse kabels niet of nauwelijks op) en tot een relatief hoge mate van leveringszekerheid leidt door het niet afschakelen van het betreffende circuit. In de loop der jaren zijn de 110 kV- en 150 kV-netten, op de netten in Zeeland, Noord-Brabant en Limburg na, omgebouwd naar netten met een starre aarding. Deze ombouw heeft plaatsgevonden op basis van o.a. kosten, uitbreiding door kabelverbindingen en het onderling kunnen koppelen van de deelnetten (borgen leveringszekerheid).

Door de realisatie van een aantal nieuwbouw- en ombouwprojecten met nieuwe kabelverbindingen neemt de behoefte aan extra blusspoelen in deze deelnetten sterk toe. In deze behoefte speelt vooral het gebruik van kabels een grote rol, omdat deze een veel grotere compensatie aan blusspoelcapaciteit vereisen dan bovengrondse verbindingen. Hierdoor is de grens van het systeem van de

Petersen-aarding in 2018 bereikt. De locaties om relatief eenvoudig en efficiënt blusspoelen bij te plaatsen zijn beperkt. Daarnaast wordt binnen afzienbare tijd door de geplande uitbreidingen de grenswaarde van de wattreststroom (veroorzaakt door de ohmse verliezen in de blusspoelen en het net) overschreden. Hierdoor wordt de vlamboog die optreedt bij een éénfasekortsluiting niet meer geblust door de blusspoelen en blijft de stroom naar aarde vloeien zolang de sluiting aanwezig is. Het principe van de Petersen-aarding gaat hiermee verloren, en het netwerk is niet meer met een juist werkend aardingsstelsel geborgd waardoor het niet meer mogelijk is het net veilig te blijven bedienen.

Door de beperkingen heeft TenneT besloten om het concept van de Petersen-aarding te verlaten en over te gaan op een 'niet-effectief star-geaard' systeem. Dit houdt in dat de blusspoelen in het net worden verwijderd en er op strategisch gekozen punten aarding wordt aangebracht op de sterpunten van distributietransformatoren. Er zijn voor dit project geen alternatieven, aangezien het niet-ombouwen van het aardingsstelsel betekent dat er geen nieuwe kabels meer in gebruik genomen kunnen worden.



Figuur 7.8 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 150 kV regio Zuid

7.5.2.2 Status van het project

Medio 2017 is het basisontwerp opgeleverd en is de budget aanvraag succesvol geweest. Hiermee is het project in de realisatiefase gekomen en zal het project volgens het basisontwerp worden uitgevoerd.

7.5.2.3 Onderbouwing van de kosten

In KCD 2016 werd al een forse opstap van de kosten beschreven van EUR 5 mln voor een initiële raming naar EUR 34 mln na de alternatievenselectie.

Zo zijn bijvoorbeeld vervangingen van enkele bliksemraden en bliksemafleiders op stations opgenomen in de scope van het project. Het basisontwerp, of beter gezegd verschillende basisontwerpen, hebben de kosten weer wat scherper kunnen stellen. De huidige totale kostenraming is geschat op EUR 43 mln. Dit verschil kan worden verklaard doordat er nu een verplichte kostenprovisie moet worden opgenomen voor geïdentificeerde risico's welke voor het KCD 2016 er nog niet was. De huidige projectbudgetten die een fase-overgang hebben gehad, bevatten nu een dergelijke risico-provisie in de begroting.

7.5.3 Overige Investerings

7.5.3.1 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar is één project voor capaciteitsuitbreiding afgerond in regio Zuid, namelijk het project voor het aanbrengen van railbeveiliging op station Moerdijk. Door uitbreiding van het productievermogen in deze regio was een railbeveiliging voor het station noodzakelijk geworden voor continuering van de leveringszekerheid bij een incident op de andere rail. Daarnaast is in 2015 de scope van dit project uitgebreid met een railverlenging ten behoeve van twee klantaansluitingen en de vervanging van zes meettransformatoren en twee vermogensschakelaars. De onderbouwing voor het vervangen van de meettransformatoren en de vermogensschakelaars is te vinden in het hoofdstuk vervangingen.

7.5.3.2 Bestaande projecten in realisatiefase

Van de projecten die in het KCD 2016 al bekend waren, zijn er vier in uitvoering. Het betreft onder meer het eerder al beschreven project voor de ombouw van aarding en het project voor het aanleggen van een derde 150 kV-circuit naar Tilburg-Zuid. Dit project lost twee knelpunten op, namelijk 'Tilburg Noord – Tilburg Zuid, 100 MW-criterium' en 'UGD- uitloper Tilburg Noord – Tilburg Zuid'. De

huidige verwachting is dat dit project wordt opgeleverd in 2018, een kwartaal eerder dan gepland in KCD 2016, de totale raming is ongewijzigd.

Daarnaast zijn er twee projecten in realisatie voor een railuitbreiding op de stations Moerdijk en Dinteloord op verzoek van regionale netbeheerder Enexis. Deze projecten stonden nog niet in het KCD 2016.

7.5.3.3 Bestaande projecten in pre- realisatiefase

In de regio Zuid bevindt een groot deel van de projecten die al bestonden ten tijde van het KCD 2016 zich in de pre-realisatiefase. Ten opzichte van het vorige plan zijn er substantiële wijzigingen in deze groep projecten, zowel qua planning als qua kosten. De significante wijzigingen zitten in drie projecten:

- Het project Tilburg Noord-Best opwaarderen staat nog steeds in de fase Basis ontwerp. Bij het selecteren van de alternatieven was er al twijfel of er een mogelijkheid was voor een opwaardering in combinatie met de conditie van de masten en de geleiders. Dit is verder uitgezocht in de basisontwerpfase. Bij nadere bestudering blijken de geleiders en masten een te slechte conditie te hebben voor een opwaardering. Een toekomstige oplossing neemt ook de gebrekkige conditie van de masten en geleiders mee
- Het project Maasbracht – Born – Lutterade opwaarderen geleiders is met een investeringsvoorstel gewijzigd. In het KCD 2016 was de totale raming van het project EUR 26 mln. Bij nadere bestudering bleek een lichtere opwaardering van de capaciteit van de verbindingen ook voldoende te zijn om de knelpunten op een duurzame manier te mitigeren
- Het project Zeeland bijplaatsen van een vierde koppeltransformator is vertraagd met drie jaar. Aanvankelijk werd aangenomen dat het plaatsen van een vierde transformator alleen afhankelijk zou zijn van het gereed komen van Zuid West 380 West, maar bij nadere bestudering blijkt er ook een afhankelijkheid te zijn met Zuid West 380 Oost. De oplevering van het oostelijk deel is later gepland dan het westelijk, vandaar dat ook de inbedrijfname van het plaatsen van de vierde transformator is uitgesteld.

7.5.3.4 Stopgezette projecten

Er is één project stopgezet omdat het knelpunt al is opgelost. In de netberekening was uitgegaan dat

één van de vermogenstransformatoren geen onderdeel uitmaakte van het station Maasbracht maar van de landelijke strategische voorraad. Deze transformator was verondersteld slechts te zijn opgesteld in Maasbracht als reserve. Dit bleek echter niet te kloppen, want deze transformator maakt wel deel uit van de koppeltransformatoren op Maasbracht en zodoende is het knelpunt op de transformatoren 'gemitigeerd'.

7.5.3.5 Nieuwe projecten

Ten opzichte van KCD 2016 zijn er acht nieuwe projecten bijgekomen die vijf nieuwe knelpunten oplossen. Naast de al eerder genoemde rail-uitbreidingen ten behoeve van de regionale netbeheerder Enexis in Dinteloord en Moerdijk is er nog een derde aanvraag van Enexis op station Etten. Railuitbreidingen op verzoek van klanten kennen geen risicobeoordeling vanwege het verplichte karakter van dergelijk investeringen.

Het project Bergen op Zoom Woensdrecht aanleggen kabelverbinding is geïnitieerd voor het oplossen van een 100 MW/6h criterium knelpunt.

Het project Geertruidenberg – Tilburg Noord is geïnitieerd vanwege een geconstateerd knelpunt, namelijk een n-1 overbelasting op die verbinding. Totdat de duurzame oplossing is geëffectueerd kan er operationeel redispatch worden toegepast. Nog een nieuw project is er geïnitieerd voor de inlusing van station Eerde, aangezien daar een knelpunt is ontstaan door overschrijding van het 100 MW/6h criterium. Volgens opgave van Enexis komt vanaf 2021 de belasting van het station boven de 100 MW. Het project is overigens alleen nieuw in administratieve zin, in het voorgaande KCD is het project al opgevoerd onder een ander projectnummer.

Zoals al beschreven in paragraaf 7.3.4 is er ook een spanningsknelpunt geconstateerd vanwege de afname van het conventionele productievermogen in Zuid Limburg. In 2017 is een studie opgestart naar een oplossing voor dit knelpunt.

Op station Goes de Poel is een driefase-kortsluitvastheid knelpunt geconstateerd waardoor de rail wellicht moet worden opgewaardeerd om eventuele kortsluitstromen aan te kunnen die grote schade met langdurige uitval tot gevolg kunnen hebben.

08

Capaciteits-
uitbreidingen
150 kV-net
regio West



Het 150 kV-net in de regio West omvat de 150 kV-infrastructuur in de provincies Noord-Holland en Zuid-Holland. In beide provincies stijgt de belasting in de komende jaren, wat vooral in combinatie met een lage inzet van conventionele eenheden en weinig windproductie tot capaciteitsknelpunten leidt in zowel verbindingen als hoogspanningsstations.

De realisatie van het project Randstad 380 kV Noordring en de implementatie van de visie zoals geformuleerd in het visiedocument 'Amsterdam 150 kV' (Ontwikkeling en Visie 2030) zullen een belangrijke bijdrage leveren aan het verhelpen van de knelpunten in Noord-Holland.

In de 'Visie Amsterdam 150 kV' worden vier deelnetten onderscheiden:

- Kop van Noord-Holland: de verbindingen en 150 kV-stations in het noordelijke deel van de provincie Noord-Holland (Velsen / Oterleek / Anna Paulowna / Westwoud / Wijdewormer / Diemen). Dit deelnet is met het 380 kV-net gekoppeld in de 380 kV-stations Diemen en Beverwijk.
- Amsterdam Centrum: dit deelnet omvat de 150 kV-stations Hemweg, Noord Klaprozenweg, Noord Papaverweg en Hoogte Kadijk. Dit deelnet is via het 380 kV-station Oostzaan gekoppeld met het 380 kV-net.
- Amsterdam Zuidoost: dit deelnet omvat de 150 kV-stations Diemen, Venserweg, Watergraafsmeer, Bijlmer Noord, Bijlmer Zuid en Amstelveen. Dit deelnet is via het 380 kV-station Diemen gekoppeld met het 380 kV-net.
- Vijfhuizen: dit deelnet omvat de 150 kV-stations Vijfhuizen, Waarderpolder, Haarlemmermeer, Nieuwe Meer en Zorgvlied. Dit deelnet wordt via het nieuw te realiseren 380 kV-station Vijfhuizen (medio 2017) gekoppeld met het 380 kV-net.

Deze indeling is daar waar mogelijk als leidraad gebruikt bij de uitwerking in dit investeringsplan.

Door het creëren van deze netdelen (load pockets) zullen de vermogenstransporten tussen de afzonderlijke load pockets door de bovenliggende 380 kV-infrastructuur worden getransporteerd. Het implementeren van de visie 'Amsterdam 150 kV' wacht enerzijds op de realisatie van het project Randstad 380 kV Noordring en anderzijds op de realisatie van twee 150 kV-projecten in de regio Amsterdam / Schiphol / Vijfhuizen:

- Vijfhuizen – Nieuwe Meer, uitbreiding met een 150 kV-kabelcircuit (002.533)
- 150 kV-station Rijsenhout (inclusief 150 kV-kabelverbindingen) (002.699).

Het huidige risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio West is voor dit KCD ten opzichte van het KCD 2016 zowel in een aantal jaren gestegen als gedaald. Dit komt door een aantal vervallen knelpunten en vernieuwde netberekeningen waaruit nieuwe knelpunten zijn ontstaan, bijvoorbeeld het (doorgegroeide) n-1 knelpunt op Botlek – Geervliet – Geervliet Noorddijk.

Aangezien een aantal van de gedefinieerde maatregelen zich nog in een vroeg stadium bevinden, is er significante onzekerheid over het investeringsvolume in de periode 2018-2022. Naar verwachting zal TenneT EUR 110-150 mln moeten investeren in het 150 kV-net in regio West om de geïdentificeerde knelpunten te mitigeren.

8.1 Nut en noodzaak van investeringen in Noord-Holland

8.1.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

Het 150 kV-net in Noord-Holland wordt vermaasd bedreven en is via de 380 kV-stations Diemen, Oostzaan en Beverwijk gekoppeld met het 380 kV-net. De 150 kV-verbindingen Hoogte Kadijk – Watergraafsmeer, Zorgvlied – Venserweg, Haarlemmermeer – Sassenheim (deelnet Zuid-Holland), 's Graveland – Pampus (deelnet Flevoland), en Diemen – Breukelen (deelnet Utrecht) worden als netopening bedreven en worden alleen ingezet tijdens onderhouds- of storingssituaties. De huidige structuur van het 150 kV-net in Noord-Holland is afgebeeld in figuur 8.1. Belangrijke ontwikkelingen in Noord-Holland zijn de realisatie van het project Randstad 380 kV



Figuur 8.1 Huidige structuur van het 150 kV-net in Noord-Holland

Noordring, de implementatie van de visie 'Amsterdam 150 kV' en de realisatie van een nieuw 150 kV-station Middenmeer (incl. 150 kV-verbindingen). In het kader van de Randstad 380 kV Noordring wordt een nieuw 380/150 kV-station Vijfhuizen en een nieuwe 380 kV-verbinding Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk (dubbelcircuit) gerealiseerd. In de visie 'Amsterdam 150 kV' worden vier afzonderlijke netdelen onderscheiden die als load pocket zullen fungeren. Door het creëren van deze load pockets zal het 150 kV-net niet langer gebruikt worden voor vermogenstransporten tussen afzonderlijke netdelen. Deze rol zal uitsluitend worden vervuld door de bovenliggende 380 kV-infrastructuur. De 150 kV-verbindingen tussen de afzonderlijke netdelen zullen als netopening worden bedreven en worden alleen ingezet tijdens onderhouds- of stringingssituaties. In de kop van Noord-Holland wordt een nieuw 150 kV-station Middenmeer gerealiseerd inclusief twee nieuwe 150 kV-verbindingen Anna Paulowna – Middenmeer en Middenmeer – Westwoud.

De knelpuntberekeningen in het netmodel houden in elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereed komen. Concreet betekent dit dat tot en met het steekjaar 2021 de onderstaande projecten als gereed worden verondersteld:

- Randstad 380 kV Noordring
- Inlassing 380 kV-verbinding Oostzaan – Krimpen in het 380 kV-station Diemen
- 150 kV-station Middenmeer (incl. 150 kV-verbindingen Anna Paulowna – Middenmeer en Middenmeer – Westwoud)
- Opwaardering 150 kV-kabelcircuits Venserweg – Bijlmer Zuid
- Opwaardering 150 kV-kabelcircuits Noord Klaprozenweg – Hoogte Kadijk.

8.1.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

De piekbelasting in Noord-Holland neemt tussen 2018 en 2027 toe van ca. 3.333 MW in 2018 naar ca. 3.903 MW in 2027. Deze toename wordt met name veroorzaakt door een stijging van de belasting in de onderliggende middenspanningsnetten, zoals opgegeven door de regionale netbeheerder Liander. De verwachte toename van de belasting is het gevolg van een groei van het aantal woningen en kantoren, een toename van het aantal datacentra en een toename van het elektrisch vervoer (met name in de regio Amsterdam). De belastingprognose is vergelijkbaar met de belastingprognose zoals toegepast in het KCD2016. Het decentraal productievermogen neemt tussen 2018 en 2027 toe van ca. 1.005 MW in 2018 naar 1.564 MW in 2027 (conform opgave Liander). Het betreft hier windvermogen (op land), WKK-vermogen en vermogen van zonnepanelen. De prognose voor het decentraal opgesteld productievermogen is vergelijkbaar met de prognose zoals toegepast voor het KCD2016.

Het conventioneel productievermogen zal niet wijzigen binnen de zichtperiode van dit Kwaliteits- en Capaciteitsdocument. De Hemweg E8 is de enige kolencentrale in de regio Noord-Holland en wordt voor de gehele zichtperiode als beschikbaar verondersteld (conform opgave producent). In de kop van Noord-Holland zijn concrete plannen voor de opwekking van windenergie in de Wieringermeer. Het windplan Wieringermeer is door het Kabinet aangewezen in de structuurvisie Windenergie en is opgenomen in de structuurvisies van de provincie Noord-Holland en de gemeente

Hollands Kroon. In dit plan wordt ruimte gegeven voor een opschaling van het huidige opgesteld vermogen van 100 MW naar ca. 350 MW in 2018.

De ontwikkelingen op en rond het bedrijvenpark Agriport A7 hebben naar verwachting een grote impact op de uitwisseling met het 150 kV-net. Door de realisatie van een datacentrum en door de groei van glastuinbouw en overige bedrijven zal de belastingvraag aanzienlijk toenemen, van 209 MW in 2018 naar 388 MW in 2027. Het opgestelde WKK-vermogen in het glastuinbouwgebied Agriport A7 zal naar verwachting groeien van 232 MW in 2018 naar 310 MW in 2027.

De ontwikkelingen ten aanzien van belasting en productie zijn afgebeeld in figuur 8.2. Het 150 kV-net in Noord-Holland wordt enerzijds gekenmerkt door een hoge productie ten opzichte van de belasting en anderzijds door een toename van het windvermogen, voornamelijk in de kop van Noord-Holland. Het effect hiervan is dat er in bepaalde situaties grotere en volatielere vermogenstransporten zullen optreden naar de koppelpunten met het 380 kV-net.

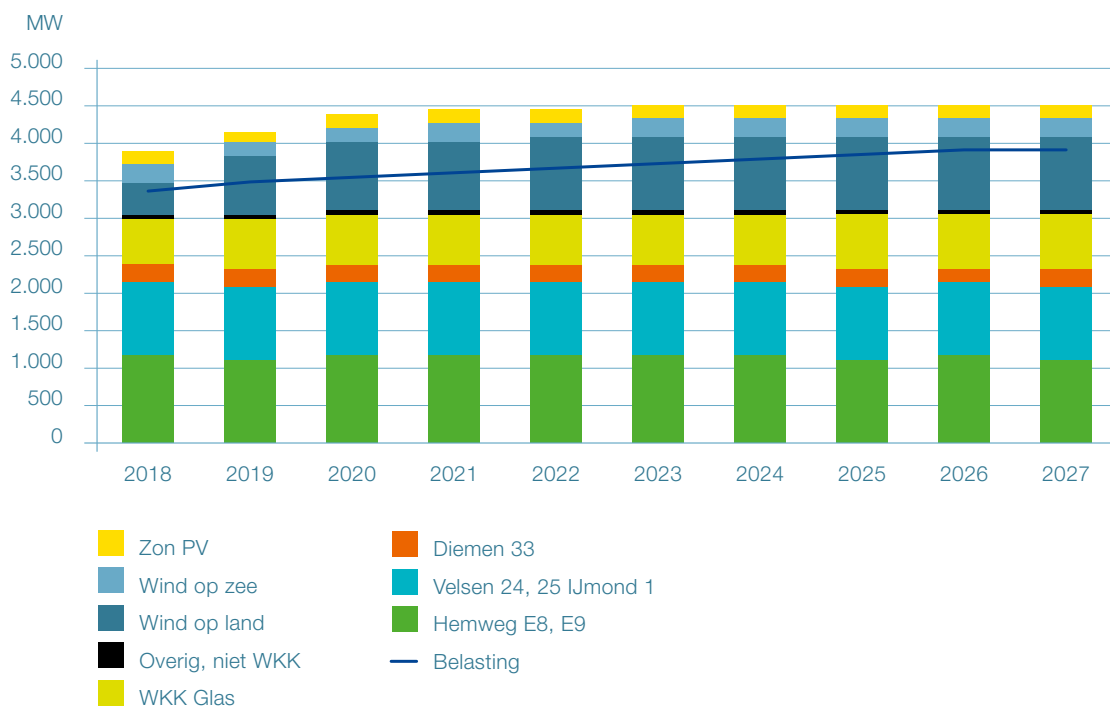
8.1.3 Scenario's voor netberekeningen

Voor het 150 kV-net in Noord-Holland is het landelijke Referentiescenario toegepast, dat nader wordt toegelicht in hoofdstuk 3.

Het landelijke Referentiescenario is een "business as usual" scenario en sluit aan bij de opgaves die zijn gedaan door de regionale netbeheerders en door de direct aangeslotenen. Dit landelijke Referentiescenario is toegepast voor alle steekjaren (2018, 2021 en 2025).

Daarnaast zijn voor het steekjaar 2025 nog twee aanvullende scenario's doorgerekend om de volgende situaties te bestuderen:

- Geen conventionele productie. Dit leidt tot een toename van het vermogenstransport vanuit het 380 kV-net richting het 150 kV-net.
- Belastinggroei in het glastuinbouwgebied Agriport A7 door de komst van nog meer datacentra ten opzichte van het referentiescenario. Dit leidt tot een toename van het vermogenstransport vanuit Velsen en Diemen richting Oterleek en vanuit Oterleek richting Westwoud.



Figuur 8.2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150 kV-net in Noord-Holland

Tabel 8.1

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Noord-Holland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
Velsen - Oterleek	n-1	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand
Oterleek - Wijdewormer	n-2	n-2	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Wijdewormer - Diemen	n-2	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Oterleek - Westwoud	-	-	n-1	1 - 10	Nieuw
Middenmeer - Westwoud	-	-	n-2	0,01 - 0,1	Nieuw
Anna Paulowna - Oterleek	-	-	n-2	0,1 - 1	Nieuw
Velsen - Beverwijk	-	-	n-1	1 - 10	Nieuw
Hemweg - Oostzaan	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Noord Klapprozenweg - Hoogte Kadijk	n-2	x	x	0,1 - 1	Bestaand
Diemen - Bijlmer Noord	-	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Nieuw
Diemen - Watergraafsmeer	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Diemen - Venserweg	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Venserweg - Watergraafsmeer	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Venserweg - Bijlmer Zuid	n-1	x	x	10 - 100	Bestaand
Amstelveen - Bijlmer Zuid	-	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Nieuwe Meer - Zorgvlied	n-2	x	x	0 - 0,01	Bestaand
Vijfhuizen - Nieuwe Meer	n-2	x	x	0,01 - 0,1	Bestaand
Haarlemmermeer - Vijfhuizen	-	-	n-1	0,1 - 1	Nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer
 x knelpunt is gemittigeerd door maatregel

8.1.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

Op basis van vermogensstroomberekeningen zijn knelpunten geïdentificeerd op verbindingen in het 150 kV-net in Noord-Holland. Tabel 8.1 geeft deze knelpunten weer, met daarbij voor elk steekjaar het criterium waaraan mogelijk niet kan worden voldaan. De knelpunten in het 150 kV-net in Noord-Holland zijn in dit KCD bepaald onder de veronderstelling dat het project Randstad 380 kV Noordring in het steekjaar 2018 deels is gerealiseerd en in het steekjaar 2021 volledig.

Velsen – Oterleek

Op de 150 kV-verbinding Velsen – Oterleek is in alle steekjaren een n-1 knelpunt geconstateerd. Dit knelpunt treedt op in periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productie-

vermogen. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door een toenemende belastingvraag op het bedrijvenpark Agriport A7.

De 150 kV-verbinding Velsen – Oterleek bestaat uit twee circuits die voor het grootste deel zijn uitgevoerd als bovenlijn. In het stedelijke gebied van Velsen en Beverwijk zijn deze circuits uitgevoerd als ondergrondse kabelverbinding. Een structurele oplossing is het verzwaren van de bestaande 150 kV-verbinding Velsen – Beverwijk – Oterleek waarvoor momenteel een investeringsvoorstel wordt opgesteld. Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast met redispatch.

Oterleek – Wijdewormer en Wijdewormer – Diemen

Op de 150 kV-verbinding Oterleek – Wijdewormer is in de steekjaren 2018 en 2021 een n-2 knelpunt

geconstateerd. Dit n-2 knelpunt groeit in het steekjaar 2025 naar een n-1 knelpunt. Op de 150 kV-verbinding Wijdewormer – Diemen is in het steekjaar 2018 een n-2 knelpunt geconstateerd. Dit n-2 knelpunt groeit naar een n-1 knelpunt in de steekjaren 2021 en 2025. Deze knelpunten treden op in periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Deze knelpunten worden veroorzaakt door een toenemende belastingvraag op het bedrijvenpark Agriport A7.

De 150 kV-verbinding Oterleek – Wijdewormer is uitgevoerd als bovenlijn en bestaat uit drie circuits. De 150 kV-verbinding Wijdewormer – Diemen bestaat eveneens uit drie circuits en is voor het grootste deel uitgevoerd als bovenlijn. In het stedelijke gebied van Diemen en Amsterdam (IJburg) is deze 150 kV-verbinding uitgevoerd als ondergrondse kabelverbinding. Een structurele oplossing voor deze knelpunten is het verzwaren van de bestaande 150 kV-verbinding Velsen – Beverwijk – Oterleek waarvoor momenteel een investeringsvoorstel wordt opgesteld. Totdat deze knelpunten zijn gemitigeerd worden operationele maatregelen toegepast met redispatch.

Oterleek – Westwoud en Middenmeer – Westwoud.

In het steekjaar 2025 is er een n-1 knelpunt geconstateerd op de 150 kV-verbinding Oterleek – Westwoud en een n-2 knelpunt op de 150 kV-verbinding Middenmeer – Westwoud. Deze knelpunten treden op in een periode van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Deze knelpunten worden veroorzaakt door een toenemende belastingvraag op het bedrijvenpark Agriport A7. De 150 kV-verbinding Oterleek – Westwoud bestaat uit drie circuits waarvan twee circuits zijn uitgevoerd als bovenlijn en één circuit als ondergrondse kabelverbinding. De 150 kV-verbinding Middenmeer – Westwoud wordt uitgevoerd als ondergrondse kabelverbinding. Een mogelijke structurele oplossing voor deze knelpunten is een verzwaring van het 150 kV-net in de kop van Noord-Holland.

Anna Paulowna – Oterleek

Op de 150 kV-verbinding Anna Paulowna – Oterleek is een n-2 knelpunt geconstateerd in het steekjaar 2025. Dit knelpunt treedt op in periodes van lage belasting en een hoge windproductie door het

onshore windpark Wieringermeer. De 150 kV-verbinding Anna Paulowna – Oterleek is uitgevoerd als bovenlijn en bestaat uit twee circuits. Een mogelijke structurele oplossing voor dit knelpunt is een verzwaring van het 150 kV-net in de kop van Noord-Holland.

Velsen – Beverwijk

In het steekjaar 2025 wordt er een n-1 knelpunt geconstateerd op de 150 kV-verbinding Velsen – Beverwijk. Dit knelpunt treedt op in periodes van hoge belasting en geen conventionele productie. De 150 kV-verbinding Velsen – Beverwijk bestaat uit twee circuits die zijn uitgevoerd als ondergrondse kabelverbinding. Een structurele oplossing voor dit knelpunt is het verzwaren van de 150 kV-verbinding Velsen – Beverwijk – Oterleek waarvoor momenteel een investeringsvoorstel wordt opgesteld.

Hemweg – Oostzaan

Op de 150 kV-verbinding Hemweg – Oostzaan is in alle steekjaren een n-1 knelpunt geconstateerd. Dit knelpunt treedt op in periodes waarbij de inzet van conventionele productie hoog is.

Dit knelpunt wordt veroorzaakt door de beperkte transportcapaciteit van de 150 kV-verbinding Hemweg – Oostzaan.

De 150 kV-verbinding Hemweg – Oostzaan bestaat uit drie kabelcircuits die deels zijn uitgevoerd als bovenlijn en deels als ondergronds kabelcircuit. Een structurele oplossing voor dit knelpunt is het realiseren van een nieuw 150 kV-station Oostzaan. Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast met redispatch.

Noord Klaprozenweg – Hoogte Kadijk

Op de 150 kV-verbinding Noord Klaprozenweg is in het steekjaar 2018 een n-2 knelpunt geconstateerd. Dit knelpunt treedt op in periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door de beperkte transportcapaciteit van deze 150 kV-verbinding.

Een structurele maatregel voor dit knelpunt is het vervangen en verzwaren van de bestaande kabelcircuits. Dit project bevindt zich in de realisatiefase en wordt vanaf het steekjaar 2021 als gereed verondersteld (zie hfst. 8.1.1). Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen ingezet waarbij er gesplitst railbedrijf wordt toegepast op de stationslocatie Hoogte Kadijk.

Diemen – Bijlmer Noord, Diemen – Watergraafsmeer, Diemen – Venserweg en Venserweg – Watergraafsmeer

Op de 150 kV-verbinding Diemen – Bijlmer Noord is in de steekjaren 2021 en 2025 een n-2 knelpunt geconstateerd. Op de 150 kV-verbindingen Diemen – Watergraafsmeer, Diemen – Venserweg en Venserweg – Watergraafsmeer is in alle steekjaren een n-2 knelpunt geconstateerd. Deze knelpunten treden op in periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Deze knelpunten worden veroorzaakt door een toenemende belastingvraag in de regio Amsterdam / Schiphol / Vijfhuizen.

De 150 kV-verbinding Diemen – Bijlmer Noord bestaat uit twee circuits die zijn uitgevoerd als ondergrondse kabelverbinding. De 150 kV-verbinding Diemen – Venserweg bestaat uit twee circuits en is deels uitgevoerd als bovenlijn en deels als ondergrondse kabelverbinding. De 150 kV-verbindingen Diemen – Watergraafsmeer en Venserweg – Watergraafsmeer bestaan uit een enkel kabelcircuit en zijn uitgevoerd als ondergrondse kabelverbindingen. Deze knelpunten worden verlicht door de realisatie van de Randstad 380 kV Noordring en opgelost door de implementatie van 150 kV-visie zoals omschreven in het visiedocument 'Amsterdam 150 kV' (Ontwikkeling en Visie 2030). Totdat deze knelpunten zijn gemitigeerd worden operationele maatregelen toegepast waarbij het 150 kV-net tijdelijk wordt verschakeld.

Venserweg – Bijlmer Zuid

Op de 150 kV-verbinding Venserweg – Bijlmer Zuid is in het steekjaar 2018 een n-1 knelpunt geconstateerd. Dit knelpunt treedt op in periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door de beperkte transportcapaciteit van deze 150 kV-verbinding. Een structurele maatregel voor dit knelpunt is het vervangen en verzwaren van de bestaande kabelcircuits. Dit project bevindt zich in de realisatiefase en wordt vanaf het steekjaar 2021 als gereed verondersteld (zie hfst. 8.1.1). Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen ingezet waarbij er gesplitst railbedrijf wordt toegepast op de stationslocatie Bijlmer Zuid.

Amstelveen – Bijlmer Zuid

In de steekjaren 2021 en 2025 wordt er een n-1 knelpunt geconstateerd op de 150 kV-verbinding

Amstelveen – Bijlmer Zuid. Dit knelpunt treedt op in periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door een toenemende belastingvraag in de regio Amsterdam / Schiphol / Vijfhuizen.

De 150 kV-verbinding Amstelveen – Bijlmer Zuid bestaat uit een enkel kabelcircuit en is volledig uitgevoerd als ondergrondse kabelverbinding. Dit knelpunt wordt verlicht door de realisatie van de Randstad 380 kV Noordring en uiteindelijk opgelost door de implementatie van de 150 kV- visie zoals omschreven in het visiedocument 'Amsterdam 150 kV' (Ontwikkeling en Visie 2030).

Vijfhuizen – Nieuwe Meer en Nieuwe Meer – Zorgvlied

Op de 150 kV-verbindingen Vijfhuizen – Nieuwe Meer en Nieuwe Meer – Zorgvlied is in het steekjaar 2018 een n-2 knelpunt geconstateerd. Deze knelpunten treden op in periodes van hoge belasting en een lage inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Deze knelpunten worden veroorzaakt door een toenemende belastingvraag in de regio Amsterdam / Schiphol / Vijfhuizen.

Deze knelpunten worden opgelost door de Randstad 380 kV Noordring Dit project bevindt zich in de realisatiefase en wordt vanaf het steekjaar 2021 als gereed verondersteld (zie hfst. 8.1.1). Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast waarbij er geen onderhoud wordt toegestaan op de 380 kV-verbinding Beverwijk – Vijfhuizen.

Haarlemmermeer – Vijfhuizen

In het steekjaar 2025 wordt er een n-1 knelpunt geconstateerd op de 150 kV-verbinding Haarlemmermeer – Vijfhuizen. Dit knelpunt treedt op in periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door een toenemende belastinggroei in de regio Schiphol / Vijfhuizen. De 150 kV-verbinding Haarlemmermeer – Vijfhuizen bestaat uit twee circuits en is uitgevoerd als bovenlijn. Een structurele oplossing voor dit knelpunt is het realiseren van een nieuw 150 kV-station A4 zone, ten zuiden van Schiphol.

8.1.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Tabel 8.2 geeft een overzicht van de geconstateerde knelpunten op stations in Noord- Holland, het

Tabel 8.2

Gesignaleerde knelpunten op stations in Noord-Holland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico			Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016
	2018	2021	2025		
Station Diemen (380 kV)	r	x	n-1	1 - 10	Bestaand, nieuw
Station Oostzaan	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Beverwijk	-	-	n-1	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Diemen (150 kV)	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Venserweg	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Hemweg	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Hoogte Kadijk	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Noord Klaprozenweg	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Anna Paulowna	100 MW/6h	x	x	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Haarlemmermeer	100 MW/6h	x	x	0,01 - 0,1	Bestaand

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer
 x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

criterium waaraan mogelijk niet kan worden voldaan en de risicoscore

Station Diemen (380 kV)

Onderhoud aan een 380 kV-rail in Diemen en uitval van de laatst overgebleven 380 kV-rail resulteert in een uitval van het gehele 380 kV-station, inclusief de 380/150 kV-transformatoren. Nagenoeg het gehele 150 kV-net in Noord-Holland zal in deze storings-situatie spanningsloos raken waarbij er ongeveer 1.500 MW belasting zal uitvallen. Een storing met een gelijkwaardige omvang heeft zich voorgedaan op 27 maart 2015. Er kan niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij railonderhoud. Daarnaast wordt er in het steekjaar 2025 een n-1 knelpunt geconstateerd op de 380/150 kV-transformatoren in Diemen. Dit knelpunt treedt op in een periode van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door een toenemende belastingvraag in de regio Amsterdam / Schiphol / Vijfhuizen en op het bedrijvenpark Agriport A7. Op de stationslocatie Diemen staan vier 380/150 kV-transformatoren (3x450 MVA en 1x500 MVA) opgesteld. Deze knelpunten worden opgelost door het realiseren van de Randstad 380 kV Noordring en het implementeren van de 150 kV-visie zoals omschreven in het visiedocument 'Amsterdam 150 kV'

(Ontwikkeling en Visie 2030). Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast om de effecten van een storing zo laag mogelijk te houden.

Station Oostzaan

Op de 380/150 kV-transformatoren in Oostzaan wordt in alle steekjaren een n-2 knelpunt geconstateerd. Dit knelpunt treedt op in periodes waarbij de inzet van conventionele productie hoog is. Op de stationslocatie Oostzaan staan drie 380/150 kV-transformatoren (3x 500 MVA) opgesteld. Een mogelijke structurele oplossing voor dit knelpunt is een vierde 380/150 kV-transformator op het 80 kV-station Oostzaan. Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast met redispatch.

Station Beverwijk

In het steekjaar 2025 wordt er een n-1 knelpunt geconstateerd op de 380/150 kV-transformatoren in Beverwijk. Dit knelpunt treedt op in periodes van hoge belasting en geen conventionele productie. Op de stationslocatie Beverwijk staan twee 380/150 kV-transformatoren (2x 500 MVA) opgesteld. Een structurele oplossing voor dit knelpunt is het verzwaren van de 150 kV-verbinding Velsen – Beverwijk – Oterleek en plaatsen van een derde 380/150 kV-transformator. Voor deze oplossing wordt momenteel een investeringsvoorstel opgesteld.

Stations Diemen (150 kV) en Venserweg

Op de 150 kV-stations Diemen en Venserweg is een overschrijding van de maximaal toelaatbare driefasenkortsluitstroom geconstateerd in alle steekjaren. Deze overschrijding wordt veroorzaakt door de koppeling met het 380 kV-net in combinatie met conventionele productie. Deze knelpunten worden opgelost door het realiseren van de Randstad 380 kV Noordring en het implementeren van de 150 kV-visie zoals omschreven in het visiedocument 'Amsterdam 150 kV' (Ontwikkeling en Visie 2030). Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast waarbij het 150 kV-net wordt verschakeld.

Station Hemweg

Op het 150 kV-station Hemweg is een overschrijding van de maximaal toelaatbare driefasenkortsluitstroom geconstateerd in alle steekjaren. Deze overschrijding wordt veroorzaakt door de koppeling met het 380 kV-net in combinatie met conventionele productie. Een mogelijke structurele maatregel voor deze knelpunten is het vervangen of opwaarderen van het 150 kV-station Hemweg. Dit knelpunt wordt in eerste instantie echter operationeel opgelost door het verschakelen van het 150 kV-net.

Stations Hoogte Kadijk en Noord Klaprozenweg

De maximale belasting van de stations Hoogte Kadijk en Noord Klaprozenweg overschrijden de grens van 100 MW. Een enkelvoudige railstoring op deze stations resulteert in uitval van belasting (> 100 MW). Het is niet mogelijk om de belastingvraag binnen 10 minuten te herstellen omdat de 150 kV-railscheiders alleen lokaal bedienbaar zijn. Dit heeft tot gevolg dat de 150 kV-stations Hoogte Kadijk en Noord Klaprozenweg niet voldoen aan de geldende toetsingscriteria. Aangezien er ook meerdere kwaliteitsknelpunten van toepassing zijn op deze 150 kV-stations zou een structurele oplossing het volledig vervangen van deze stations kunnen zijn.

Station Anna Paulowna

De maximale belasting van het station Anna Paulowna overschrijdt de grens van 100 MW. Dit station is een uitloper en wordt door twee circuits (bovenlijn) gevoed vanuit het 150 kV-station Oterleek. Dit heeft tot gevolg dat er in het steekjaar 2018 niet kan worden voldaan aan het 100 MW/6h criterium tijdens onderhoud aan een 150 kV-circuit

Anna Paulowna – Oterleek. Dit knelpunt wordt opgelost door het realiseren van een nieuw 150 kV-station Middenmeer en twee nieuwe 150 kV-verbindingen: Anna Paulowna – Middenmeer en Middenmeer – Westwoud. Deze projecten zijn in de steekjaren 2021 en 2025 in bedrijf verondersteld. Tot die tijd worden operationele maatregelen toegepast waarbij het noodzakelijke onderhoud wordt gepland in een periode van lage belasting.

Station Haarlemmermeer

De maximale belasting van het station Haarlemmermeer overschrijdt de grens van 100 MW. Dit station wordt met twee circuits (bovenlijn) gevoed vanuit het 150 kV-station Vijfhuizen. Het derde circuit richting Sassenheim (deelgebied Zuid-Holland) wordt als netopening bedreven. Door een toenemende belastingvraag is het niet meer mogelijk om n-1 veilig belasting te verschuiven van station Haarlemmermeer naar station Sassenheim. Dit heeft tot gevolg dat er tijdens onderhoud aan een circuit Haarlemmermeer – Vijfhuizen niet kan worden voldaan aan het 100 MW/6h criterium. Dit knelpunt wordt opgelost door het verzwaren van de 150 kV-verbinding Haarlemmermeer – Vijfhuizen en Haarlemmermeer – Sassenheim. Deze verzwaringen zijn onderdeel van het project Randstad 380 kV Noordring. Dit project bevindt zich momenteel in de realisatiefase. Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast waarbij het noodzakelijke onderhoud wordt gepland in een periode van lage belasting.

8.1.6 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

De distributietransformatoren in Noord-Holland van 150 kV naar 50/20/10 kV zijn in beheer van de regionale netbeheerder Liander. Liander heeft onderzocht of er voldoende distributietransformatoren in het verzorgingsgebied aanwezig zijn. Op basis van deze analyse heeft Liander aan TenneT aangegeven voor de zichtperiode van dit Kwaliteits- en Capaciteitsdocument behoefte te hebben aan nieuwe koppelingen voor verschillende 150/20 kV- en 150/10 kV-transformatoren zoals weergegeven in Tabel 8.3.

Op initiatief van Liander worden nieuwe 150/20 kV-stations gerealiseerd voor het plaatsen en koppelen van nieuwe 150/20 kV-transformatoren. Deze nieuwe 150/20 kV-stations worden gerealiseerd in de omgeving van het dorp De Weel, het dorp

Tabel 8.3

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Noord-Holland			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Middenmeer (toekomstig)	20 kV	Koppeling van 6 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2018
De Weel (toekomstig)	20 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2019
A4 zone (toekomstig)	20 kV	Koppeling van 6 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2020
Watergraafsmeer	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2020
Bijlmer Noord	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/20 kV)	2020

Middenmeer en in de regio ten zuiden van Schiphol (A4 zone). Het bestaande station Watergraafsmeer wordt uitgebreid met een 150/10 kV-transformator. Het bestaande station Bijlmer Noord wordt uitgebreid met een 150/20 kV-transformator.

8.1.7 Impact scenario Nieuwe Projecten

Het scenario Nieuwe Projecten heeft aangetoond dat de meeste knelpunten in de regio Amsterdam worden opgelost door de implementatie van de visie 'Amsterdam 150 kV' (Ontwikkeling en Visie 2030).

8.1.8 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

In Noord-Holland leidt het scenario Decentrale Klimaatactie tot een kleine afname van de belasting op de 150 kV-verbindingen in de regio Amsterdam. Dit komt doordat de grote hoeveelheid aan duurzame energie zorgt voor een meer gespreide invoeding nabij belastingcentra en daardoor minder vermogenstransporten.

8.2 Nut en noodzaak van investeringen in Zuid-Holland

8.2.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

Het 150 kV-net in Zuid-Holland is op de 150 kV-stations Krimpen aan den IJssel, Zoetermeer, Wateringen, Westerlee, De Lier, Maasvlakte, Geervliet Noorddijk en Dordrecht Merwedehaven door middel van transformatoren gekoppeld met het 380 kV-net. Het 150 kV-net wordt gesplitst bedreven in vijf netdelen, te weten Dordrecht, Rotterdam,

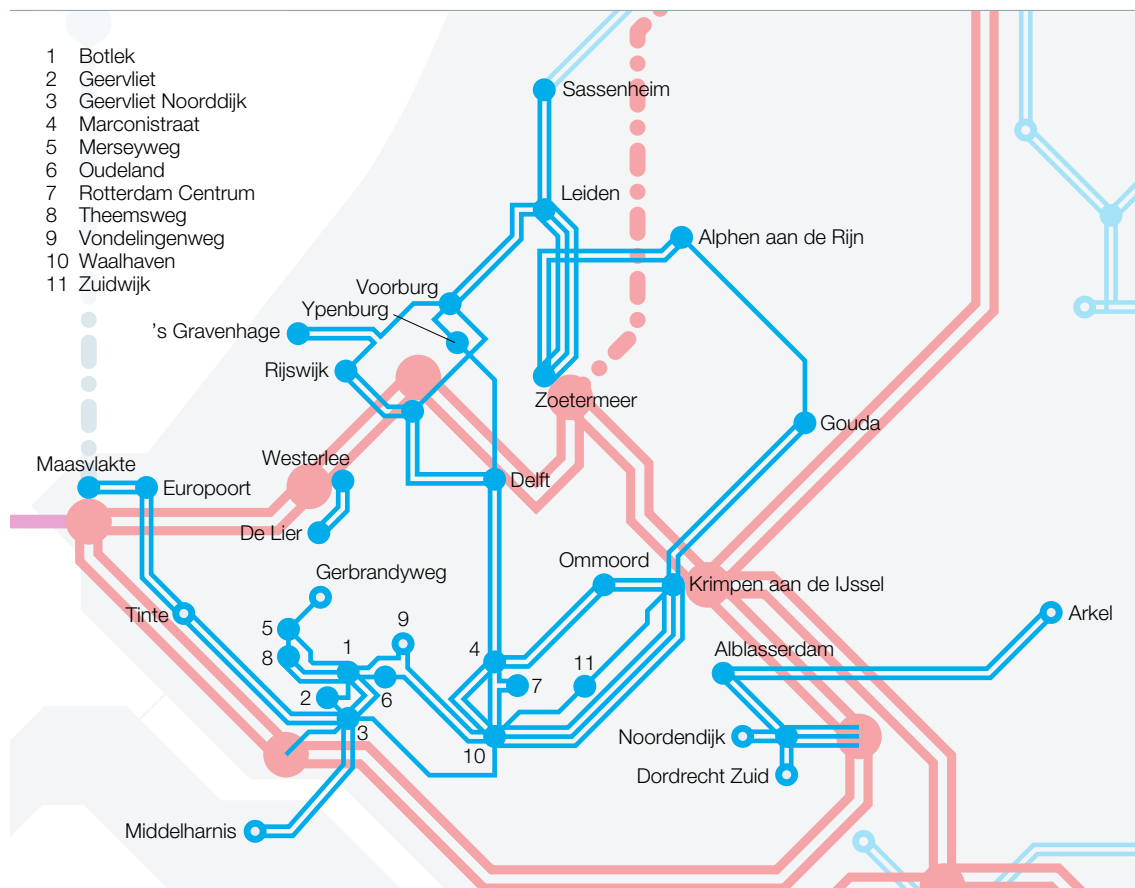
Rotterdamse haven, Westerlee–De Lier, Den Haag–Zoetermeer. Elk netdeel is via één of twee koppelpunten verbonden met het 380 kV-net. Op 150 kV-niveau zijn diverse koppelingen tussen netdelen aanwezig die bij onderhoud en het oplossen van storingen beperkt kunnen worden ingezet. Het betreft hier de volgende 150 kV-koppelingen:

- Sassenheim – Haarlemmermeer (netdeel Vijfhuizen in Noord-Holland)
- Delft – Rotterdam Marconistraat
- Rotterdam Waalhaven – Oudeland – Botlek.

De structuur van het 150 kV-net in Zuid-Holland is afgebeeld in Figuur 8.3.

De knelpuntberekeningen houden in elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Concreet betekent dit vanaf steekjaar 2018 een nieuwe 150 kV-verbinding tussen Europoort en Theemsweg. In serie met deze nieuwe verbinding is een 150 kV-dwarsregeltransformator geplaatst. Hiervoor is de bestaande dwarsregeltransformator uit station Delft verplaatst naar station Europoort. Daarnaast is de nieuw verzwaarde 150 kV-verbinding tussen Botlek en Theemsweg en het nieuwe 150 kV-station Middelharnis meegenomen in het netmodel. Vanaf steekjaar 2021 is een nieuwe 380 kV-verbinding tussen Vijfhuizen en Bleiswijk²⁶ meegenomen. Het aantal 150 kV-circuits tussen Zoetermeer en Leiden is dan teruggebracht van drie naar twee 150 kV-circuits grotendeels gecombineerd met de twee 380 kV-circuits Vijfhuizen – Bleiswijk. In netdeel Dordrecht is één 150 kV-circuit Crayesteijn – Merwedehaven uit station Merwedehaven losgehaald en aangesloten

²⁶ Onderdeel van project 'Bleiswijk-Vijfhuizen-Beverwijk, uitbreiding met een 380-kV verbinding'



Figuur 8.3 Huidige structuur van het 150 kV-net in Zuid-Holland

op een nieuw 150 kV-circuit naar Alblasterdam. Hiermee wordt de uitloper Alblasterdam gemitigeerd en de afhankelijkheid van station Merwedehaven ingeperkt.

8.2.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

Figuur 8.4 geeft de ontwikkeling van de belasting en productie weer voor Zuid-Holland, zoals deze wordt voorzien voor de zichtperiode 2018-2027. De toename in de belasting in Zuid-Holland stijgt volgens opgave van de direct aangesloten klanten en regionale netbeheerders Liander, Stedin en Westland Infra, met gemiddeld 2% per jaar van 4.355 MW in 2018 tot 5.252 MW in 2027. De groei van de belasting komt door toename van de vraag bij bestaande bedrijven, nieuwe bedrijven en woningen als gevolg van nieuwbouw en een toename van elektrisch vervoer en warmtepompen.

Het vermogen aan gasgestookte productie-eenheden zal in de zichtperiode afnemen. Op basis van de opgaven van producenten is de verwachting dat de gasgestookte productie-eenheid RoCa 3 (220 MW) in 2025 uit bedrijf wordt genomen. De

Rijmond Energie Centrale (REC - 810 MW) in de Rotterdamse haven was volgens opgave geconserveerd tot 2020 toen de berekeningen voor dit KCD werden uitgevoerd, maar is op 1 juli 2017 weer in bedrijf genomen. In de Rotterdamse haven blijven in de zichtperiode de twee gasgestookte productie-eenheden van PerGen (2x 125 MW) volgens opgave in bedrijf.

In de categorieën met betrekking tot WKK-vermogen wordt een daling voorzien van 1.800 MW in 2018 naar 1.306 MW in 2027. Ten aanzien van de productie-eenheden in de categorie 'Overig, niet WKK', aangesloten op het regionale net, zullen in 2020 de RoCa 1&2 (samen 49 MW) en de UCML (78 MW) uit bedrijf worden genomen. Vanaf 2024 zullen de Leiden 12 (81 MW) en de 's-Gravenhage 15 (97 MW) uit bedrijf worden genomen. Vanaf steekjaar 2018 wordt het nieuwe windpark Krammer (103 MW) meegenomen. Een verdere toename aan windvermogen op land is voorzien, conform de doelstelling van de Structuurvisie Wind op Land. De toename zal voornamelijk plaatsvinden in het westen van de Rotterdamse haven en op Goeree Overflakkee. Dit vermogen ontwikkelt zich

van 590 MW in 2018 naar 863 MW in 2027. De opgave wind op zee komt van het windpark Luchterduinen (150 MW). Voor het geïnstalleerd aandeel zon-PV wordt in de periode tot 2027 een groei van 178 MW naar 363 MW voorzien. Over het totaal genomen wordt het 150 kV-net in Zuid-Holland enerzijds gekenmerkt door een hoge en stijgende belasting – onder andere vanwege de aanwezige industrie in de haven – en anderzijds door een terugloop in rechtstreeks of indirect aangesloten gasgestookte conventionele productie-eenheden. Het effect hiervan is dat de belasting in Zuid-Holland in toenemende mate door het 150 kV-net moet worden gefaciliteerd, resulterend in grotere transportstromen over de 150 kV-verbindingen en 380/150 kV-transformatoren in de koppelpunten met het 380 kV-net.

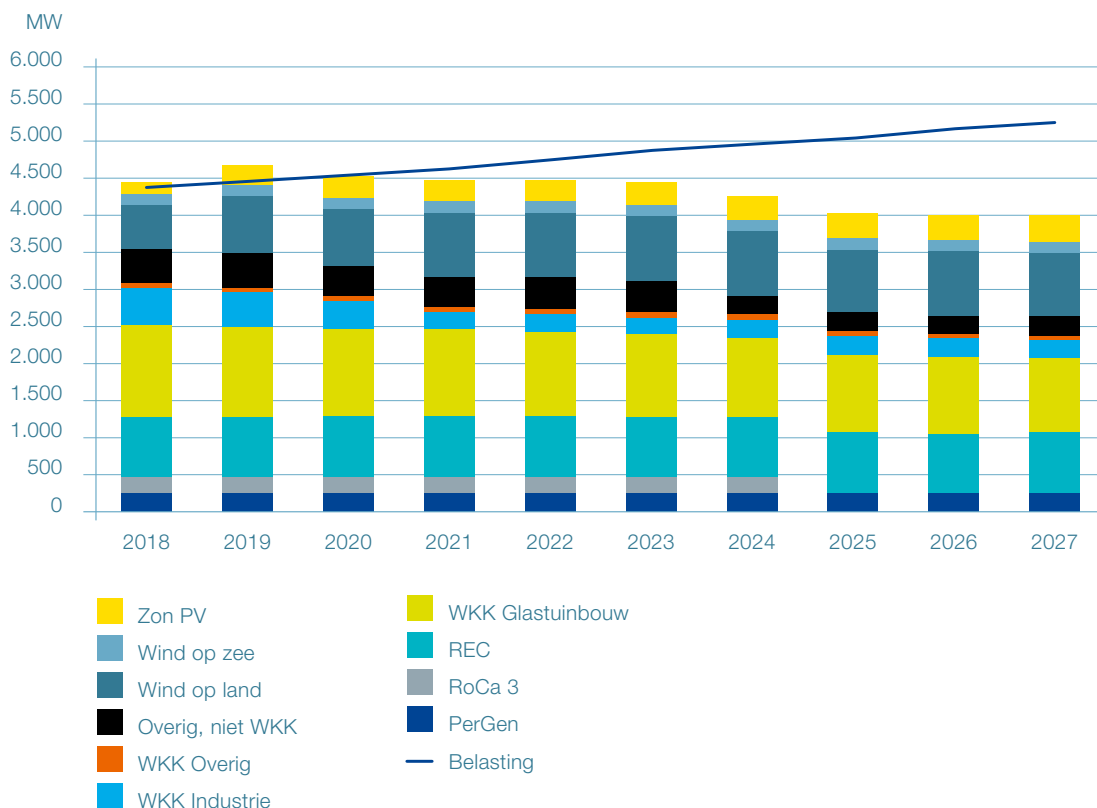
8.2.3 Scenario's voor netberekeningen

Voor het 150 kV-net in Zuid-Holland zijn twee scenario's opgesteld. Één scenario is in lijn met het landelijke Referentiescenario waarbij de inzet van Rijnmond Energie Centrale niet is meegenomen en

de belastingvraag in geheel Zuid-Holland het landelijk belasting profiel volgt. Voor het andere scenario is de inzet van Rijnmond Energie Centrale wel meegenomen. Daarnaast is het belastingprofiel voor de Rotterdamse haven, vanwege het sterk afwijkende belastingpatroon, aangepast naar een profiel gebaseerd op metingen voor dit gebied. Vanwege de opsplitsing in separate netdelen heeft dit geen noemenswaardige impact op de andere netdelen in Zuid-Holland. Op basis van analyse van de vermogensstroomberekeningen zijn voor Zuid-Holland per steekjaar de gesignaleerde knelpunten op de verbindingen en de stations inzichtelijk gemaakt.

8.2.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

Op basis van vermogensstroomberekeningen zijn knelpunten geïdentificeerd op verbindingen in Zuid-Holland. Tabel 8.4 geeft deze knelpunten weer en voor elk steekjaar het criterium waaraan mogelijk niet kan worden voldaan. De geconstateerde knelpunten bevinden zich voornamelijk in het netdeel Rotterdamse



Figuur 8.4 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150 kV-net in Zuid-Holland

Tabel 8.4

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Zuid-Holland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Netdeel Rotterdam					
Krimpen aan den IJssel - Ommoord	-	-	n-2	0,01 - 0,1	Nieuw
Netdeel Rotterdam Haven					
Botlek - Geervliet	n-1	n-1	n-1	1 - 10	Nieuw
Botlek - Geervliet Noorddijk	n-1	n-1	n-1		Nieuw
Geervliet - Geervliet Noorddijk	n-1	n-1	n-1		Nieuw
Geervliet Noorddijk - Middelharnis	-	n-1	n-1	0,1 - 1	Nieuw
Maasvlakte - Europoort	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

Haven. Het grootste deel van de geïdentificeerde knelpunten was ook gesignaleerd in het KCD 2016, en zijn wederom naar voren gekomen doordat industriële WKK-eenheden uit bedrijf worden genomen en daarbij de inzet van industriële WKK-eenheden verder zal verminderen.

Het collectieve knelpunt op de verbindingen Botlek – Geervliet, Botlek – Geervliet Noorddijk en Geervliet – Geervliet Noorddijk kan optreden bij een enkelvoudige storing in het 150 kV-net in situaties met een hoge belasting en een lage inzet van industriële WKK-eenheden. Deze knelpunten waren al geconstateerd in het KCD 2016 met als mitigerende oplossing een nieuwe 150 kV-verbinding tussen Europoort en Theemsweg, maar in de huidige analyse blijkt dat dan nog steeds een knelpunt blijft bestaan door de steeds lagere inzet van industriële WKK-eenheden en hogere belastingvraag. Een aanvullende oplossingsrichting is om de bestaande 150 kV-verbindingen tussen Botlek en Geervliet Noorddijk te vervangen door zwaardere 150 kV-verbindingen. Dit is echter onderwerp van nadere studie.

Het n-1 knelpunt op de verbinding tussen Geervliet Noorddijk en Middelharnis komt voort uit een hoge afvoer van zon- en windenergie vanaf Goeree Overflakkee naar de Rotterdamse Haven. Hoewel dit knelpunt nieuw is in dit KCD ten opzichte van KCD 2016, is het knelpunt in de tussenliggende periode naar voren gekomen, geanalyseerd en van een oplossingsrichting voorzien. Vanwege het sterk

fluctuerend verloop van het duurzame productie-vermogen, heeft het vooralsnog de voorkeur om de onderhavige 150 kV-verbinding dynamisch te belasten. Uit continue temperatuur monitoring van de verbinding zal moeten blijken of dit afdoende is of toch op termijn een derde 150 kV-circuit tussen Geervliet Noorddijk en Middelharnis nodig is.

Het n-2 knelpunt op Maasvlakte – Europoort komt voort uit het niet beschikbaar zijn van de 380/150 kV-transformator in Simonshaven en lage inzet van industriële WKK-eenheden en hoge belastingvraag in de Rotterdamse Haven. Onderzoek vindt plaats of een versterking van de 380/150 kV-aankoppeling in Simonshaven een afdoende oplossing biedt. Tot die tijd zullen onderhoudswerkzaamheden in het net moeten worden afgestemd met de productiestop van grote industriële klanten.

Het n-2 knelpunt op Krimpen aan den IJssel – Ommoord ontstaat door de opgegeven uit bedrijf name van de RoCa 3 centrale. Een operationele oplossing voor dit knelpunt wordt gezocht in het plannen van onderhoud met voldoende productieondersteuning van de Rijnmond Energie Centrale.

8.2.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Tabel 8.5 geeft een overzicht van de geconstateerde knelpunten op stations in Zuid-Holland, het criterium waaraan mogelijk niet kan worden voldaan en de risicoscore.

Tabel 8.5

Gesignaleerde knelpunten op stations in Zuid-Holland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2018	2021	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2016
Netdeel Rotterdam					
Station Krimpen aan den IJssel	n-2, l _k , r	n-2, l _k , r	n-2, l _k , r	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Rotterdam Marconistraat	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Netdeel Rotterdam Haven					
Station Europoort	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Botlek	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Merseyweg	100 MW/6h	100 MW/6h	100 MW/6h	0,01 - 0,1	Bestaand
Station Simonshaven	-	-	-	-	Bestaand
Station Maasvlakte	-	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Netdeel Dordrecht					
Station Alblasterdam	100 MW/6h	x	x	0,01 - 0,1	Bestaand
Netdeel Den Haag					
Station 's Gravenhage	-	-	r	0,01 - 0,1	Nieuw
Station Delft	r	r	r	0,01 - 0,1	Nieuw

- = nog geen knelpunt of geen knelpunt meer
 x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

Station Krimpen aan den IJssel

Onderhoud aan een 380 kV-rail in Krimpen aan den IJssel en uitval van de laatst overgebleven 380 kV-rail resulteert in een uitval van het gehele 380 kV-station, inclusief de 380/150 kV-transformatoren en de totale Randstad 380 kV-Zuidring. Het gehele 150 kV-net in Zuid-Holland zal in deze storings-situatie spannings-loos raken. Dit heeft tot gevolg dat er niet kan worden voldaan aan de enkelvoudige storings-reserve bij railonderhoud. Dit knelpunt wordt opgelost door de realisatie van het project Randstad 380 kV-Noordring. Dit project is nu in realisatie. Tot de oplevering kan er zeer beperkt preventief onderhoud worden gepleegd.

Station Merseyweg

Station Merseyweg is als uitloper gekoppeld met de 150 kV-stations Botlek en Theemsweg. Bij werkzaamheden aan één van de circuits tussen Merseyweg en Botlek/Theemsweg en uitval van het nevencircuit kan een onderbreking optreden van meer dan 100 MW, waardoor niet aan het 100 MW/6h criterium kan worden voldaan. De oplossings-

richting voor dit knelpunt is in 2016 vastgesteld en betreft het verplaatsen van een klantaansluiting naar station Theemsweg, en een dan mogelijke reconfiguratie van Merseyweg. Van dit project wordt in 2017 een Basisontwerp opgesteld.

Station Alblasterdam

Station Alblasterdam is als uitloper gekoppeld aan het 150 kV-station Dordrecht Merwedehaven. Bij werkzaamheden aan één van de circuits tussen Alblasterdam en Dordrecht Merwedehaven en uitval van het overgebleven circuit treedt een onderbreking op van meer dan 100 MW, waardoor niet aan het 100 MW/6h criterium kan worden voldaan. De netuitbreiding door middel van een nieuwe verbinding tussen Alblasterdam en een 380/150 kV-transformator op Crayestein zal het geconstateerde knelpunt mitigeren. Om deze reden is het knelpunt vanaf 2021 niet meer zichtbaar.

n-1 railcriterium knelpunten

De n-1 railcriterium knelpunten die, ten opzichte van KCD 2016, nieuw zijn geconstateerd, worden pas

Tabel 8.6

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Zuid-Holland			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Zoetermeer	23 kV	Koppeling van 3 nieuwe transformatoren (150/23 kV)	2020
Middelharnis	50 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/50 kV)	2019/2020

gemitigeerd bij een project dat een ander knelpunt adresseert of waar een ingrijpende renovatie of uitbreiding van het railsysteem wordt behelst.

Het n-2 knelpunt op de aankoppelingen in Simons-haven en Maasvlakte komt voort uit het niet beschikbaar zijn van twee 380/150 kV-transformatoren in Maasvlakte en Simonshaven en lage inzet van industriële WKK-eenheden en hoge belastingvraag in de Rotterdamse Haven. Een structurele oplossing wordt bestudeerd in de versterking van de 380/150 kV-aankoppeling in Simonshaven. Tot die tijd zullen onderhoudswerkzaamheden in het net moeten worden afgestemd met de productiestop van grote industriële klanten.

De maximaal optredende drie-fasen kortsluitstroom is hoger dan de ontwerpwaarde van de stations Europoort en Botlek. Deze kortsluitvastheidsknelpunten worden pas gemitigeerd bij een project dat een ander knelpunt adresseert of waar veldvervangings gaat plaatsvinden.

8.2.6 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

In het netdeel Westerlee zijn de transformatoren tussen het 150 kV-net en het middenspanningsnet van regionale netbeheerder Westland Infra in beheer van TenneT. In de overige netdelen zijn deze in beheer van de regionale netbeheerders Liander en Stedin. Stedin heeft aangegeven dat er behoefte is aan uitbreiding van de 150/50 kV-transformatorcapaciteit op Middelharnis met 1 of 2 transformatoren voor het kunnen afvoeren van duurzame energie vanaf Goeree Overflakkee naar het 150 kV-net. Tevens hebben Stedin en Liander een behoefte voor ontsluiting van de Zuidplaspolder vanuit station Zoetermeer startend met drie transformatoren in de Zuidplaspolder, zie Tabel 8.6. De genoemde jaren zijn vooralsnog indicatief.

8.2.7 Impact scenario Decentrale Klimaatactie

In Zuid-Holland leidt het scenario Decentrale Klimaatactie tot een verdere toename van zon-PV vermogen op Goeree Overflakkee en zorgt voor nog grotere fluctuaties in de transportstromen en versterking aantal uren overbelasting op het reeds gesignaleerde knelpunt op de verbinding Geervliet Noorddijk en Middelharnis. Nadere studie moet volgen of dit aanleiding geeft tot de realisatie van een derde 150 kV-circuit naar Middelharnis.

8.3 Algehele staat van het net West

Tabel 8.7 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten in de regio West en de bijbehorende risico-inschattingen, zoals deze in de voorafgaande paragrafen beschreven zijn. Dit betreft knelpunten die een risiconiveau van Medium of hoger hebben op één of meerdere van de bedrijfswaarden van TenneT, nu of in de toekomst. Een uitzondering wordt gemaakt voor de bedrijfswaarde Compliance. Voor de knelpunten die lager dan Medium scoren op de bedrijfswaarde Compliance²⁷ dient eveneens een (operationele) oplossing te worden aangedragen. De ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in regio West resulteert, afgezien van de verhoging in 2018, in een afnemend risicoprofiel in de komende jaren (Figuur 8.5).

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio West is voor dit KCD ten opzichte van het KCD 2016 zowel in een aantal jaren gestegen als gedaald. Het lagere gerealiseerde risicoprofiel in 2016 wordt veroorzaakt door een herziening naar beneden van de verwachte belasting op stations Alblaserdam en Arkel,

²⁷ Gerelateerd aan n-1 knelpunten en 100 MW/6h-uitloper knelpunten.

waardoor het risico van het 100 MW/6h knelpunt op die stations is afgenomen. Deze daling werkt door tot de mitigatie van dit knelpunt in 2020. De daling in 2017 komt voornamelijk voort uit het later actueel worden van het n-1 knelpunt op de verbinding Amstelveen – Bijlmer Zuid, waardoor deze nu wordt gemitigeerd voordat deze zal optreden. Dit zorgt voor een daling in de periode 2017-2020. De overige veranderingen in 2018 en verder zijn door een aantal verschillende factoren te verklaren die hierna worden beschreven.

Netto toevoeging van knelpunten

Sinds het KCD 2016 zijn knelpunten komen te vervallen en aan de hand van de recente netberekeningen zijn er ook nieuwe knelpunten toegevoegd. Dit leidt tot een netto stijging van het risicoprofiel tot 2025, die grotendeels verklaard wordt door het nieuwe, danwel het doorgegroeide, n-1 knelpunt op Botlek – Geervliet – Geervliet Noorddijk. In 2018 wordt dit knelpunt reeds verlaagd door de nieuwe regelbare verbinding Europoort – Theemsweg en het vervangen van de verbinding Botlek – Theemsweg. Het restrisico is separaat genoemd in tabel 8.7 en heeft een separate oplossingsrichting gekregen. In 2027 is een nieuw n-1 knelpunt zichtbaar in figuur 8.5. Dit knelpunt is gebaseerd op basis van een scenario waarin een grote afnemer wordt aangesloten wat mogelijk leidt tot een n-1 knelpunt op de verbinding Oterleek – Westwoud.

Netto versnelling in de mitigatie van eerder geïdentificeerde knelpunten

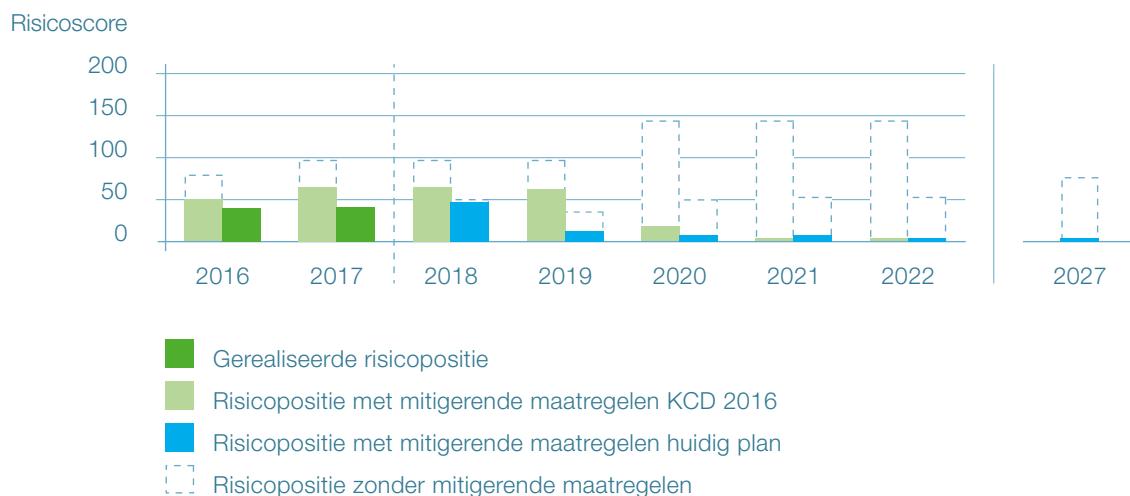
De projecten die zijn gedefinieerd om eerder geïdentificeerde knelpunten te mitigeren kennen gemiddeld een lichte versnelling, die daarmee leidt tot een netto daling van het risicoprofiel met name in de jaren 2018 – 2020. Dit wordt in 2018 vooral verklaard door de eerdere oplevering van de nieuwe regelbare verbinding Europoort – Theemsweg en vervangen van de verbinding Botlek – Theemsweg. In 2019 daalt het risicoprofiel door een snellere mitigatie van het n-1 knelpunt op de verbinding Venserweg – Bijlmer Zuid en in 2020 door een snellere oplevering van de projecten die het risico van het railcriterium knelpunt op 380 kV-station Diemen mitigeren.

8.4 Investerings

8.4.1 Algemeen

In het 150 kV-net in regio West zal het investeringsvolume voor 2018-2022 voor de capaciteitsuitbreidingen naar verwachting afnemen ten opzichte van het KCD 2016. Deze afname wordt hoofdzakelijk gedreven door het On Hold zetten van twee projecten. De reden hiervoor is dat de belasting op station Middenmeer minder snel groeit dan aanvankelijk werd voorzien.

Het investeringsvolume van de afname van het bedrag in de periode 2018-2022 is in totaliteit



Figuur 8.5 Ontwikkeling van de risicopositie in regio West

Tabel 8.7

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie regio West							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Velsen - Oterleek	n-1	1 - 10	2018	Bestaand	Oterleek 150 kV, uitbreiding met een dwarsregeltransformator	2022	Pre-realiseratie
Oterleek - Wijdewormer	n-1	0,01 - 0,1	2018	Bestaand			
Wijdewormer - Diemen	n-1	0,01 - 0,1	2017	Bestaand			
Velsen – Beverwijk	n-1	1 - 10	2025	Nieuw			
Station Beverwijk	n-1	0,01 - 0,1	2025	Nieuw			
station Anna Paulowna	100 MW/6h	0,01 - 0,1	2017	Bestaand	Station Middenmeer en verbindingen Westwoud - Middenmeer - Anna Paulowna	2018	Realisatie
Hemweg - Oostzaan	n-1	0,1 - 1	2018	Bestaand	Nieuw 150kV-station Oostzaan	2023	Pre-realiseratie
Noord Klapprozenweg - Hoogte Kadijk	n-2	0,1 - 1	2014	Bestaand	Vervangen en verzwaren kabels	2020	Realisatie
Station Diemen (380 kV)	r	1 - 10	2008	Bestaand	Randstad Noord 380 kV en visie Amsterdam (load pockets)	2020	(Pre)-realiseratie
	n-1	0,01 - 0,1	2025	Nieuw			
Amstelveen - Bijlmer Zuid	n-1	0,1 - 1	2021	Bestaand			
Haarlemmermeer - Vijfhuizen	n-1	0,1 - 1	2025	Nieuw			
Station Haarlemmermeer	100 MW/6h	0,01 - 0,1	2014	Bestaand	Randstad Noord 380 kV	2019	Realisatie
Venserweg - Bijlmer Zuid	n-1	10 - 100	2014	Bestaand	Vervangen en verzwaren kabels	2019	Realisatie
Station Hoogte Kadijk	r	0,01 - 0,1	2017	Nieuw	Vervanging 150 kV installatie	2024	Pre-realiseratie
Station Noord Klapprozenweg	r	0,01 - 0,1	2017	Nieuw	RenSec	2025	Pre-realiseratie
Rotterdams havengebied	Power quality	0,1 - 1	2013	Bestaand	Nieuwe regelbare verbinding Europoort - Theemsweg en vervangen Botlek - Theemsweg	2018	Realisatie
Europoort - Geervliet	n-1	1 - 10	2025	Bestaand			
Botlek - Geervliet	n-1	0,1 - 1	2017	Bestaand			
Geervliet - Geervliet Noorddijk							
Botlek - Theemsweg	n-1	0,1 - 1	2020	Bestaand	Vervangen Botlek - Theemsweg	2017	Realisatie
Botlek - Geervliet							
Botlek - Geervliet Noorddijk	n-1	1 - 10	2018	Nieuw	Uitbreiden transportcapaciteit	2025	Pre-realiseratie
Geervliet - Geervliet Noorddijk							
Geervliet Noorddijk - Middelharnis	n-1	0,1 - 1	2021	Nieuw	Uitbreiden met derde circuit	2020	Pre-realiseratie

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie regio West							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Station Krimpen aan den IJssel	n-2	0,01 - 0,1	2018	Bestaand	Operationele maatregelen	-	-
Station Rotterdam Marconistraat	r	0,01 - 0,1	2017	Nieuw	Aanbrengen railbeveiliging	2023	Pre-realisatie
Station Merseyweg	100 MW/6h	0,01 - 0,1	2015	Bestaand	Verplaatsen klantaansluiting	2021	Pre-realisatie
Station Alblasserdam	100 MW/6h	0,01 - 0,1	2012	Bestaand	Dordrecht Merwedehaven - Alblasserdam, uitbreiden met een derde circuit	2020	Realisatie
Oterleek - Westwoud	n-1	1 - 10	2025	Nieuw	Oplossingsrichting afhankelijk van verdere ontwikkeling	-	-
Anna Paulowna - Oterleek	n-2	0,1 - 1	2025	Nieuw			

minder groot vanwege de initiatie van een aantal nieuwe capaciteitsknelpunten. Daarnaast is één project significant duurder geworden wat een stijging van de kosten in die periode veroorzaakt, namelijk het project A4 zone.

Verder valt een toename van de totale kostenramingen van projecten op. Dit geldt onder andere voor het project A4 zone waarbij een station gebouwd wordt in de omgeving van Rijsenhout.

De gerealiseerde kosten zijn over 2016 en 2017 ongeveer gelijk aan de gerealiseerde uitgaven voor die jaren. Voor individuele projecten zijn wel afwijkingen, zo zijn de gerealiseerde kosten van de verbinding Botlek –Theemsweg en de verbinding Oterleek – Westwoud hoger in 2016 dan vooraf gepland en zijn de gerealiseerde kosten van het station Middenmeer en verbindingen naar Middenmeer lager.

8.4.2 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar is de realisatie van het project “Oterleek Westwoud aanleg van een kabel” afgerond. Het project is in het eerste kwartaal van 2017 technisch opgeleverd, conform de geplande inbedrijfname in het KCD 2016. Daarnaast zijn de aan elkaar gerelateerde projecten Krimpen – Ommoord en Rotterdam Marconi – Ommoord technisch opgeleverd in respectievelijk het tweede kwartaal van 2016 en het eerste kwartaal van 2017. Het doel van deze projecten is het oplossen van een knelpunt met mogelijk uitval en aanverwante

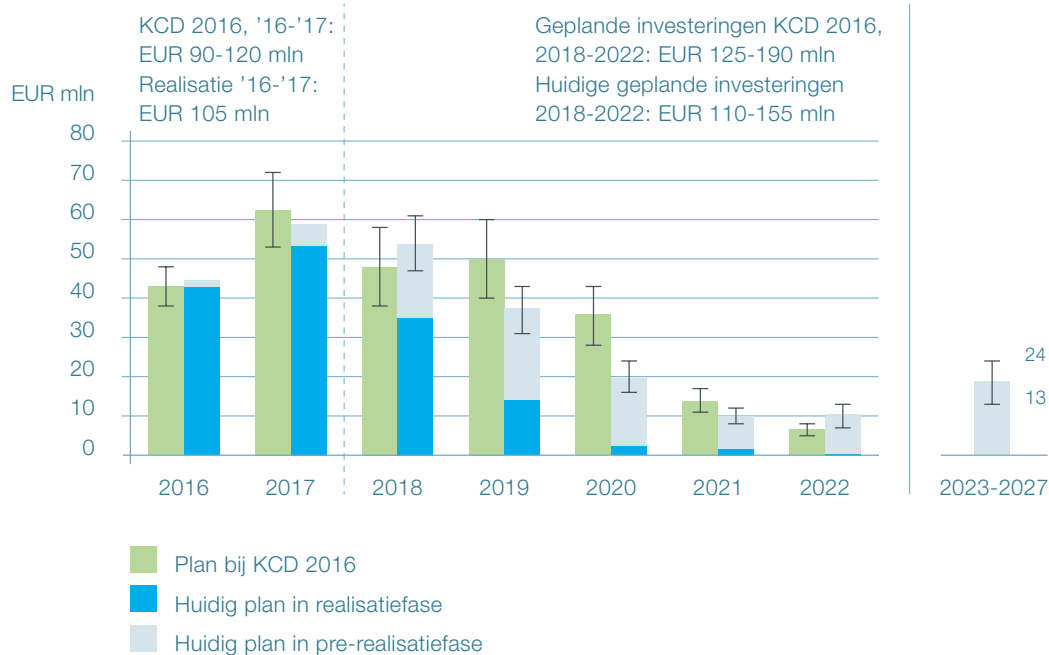
financiële schade door het niet voldoen aan het 100 MW/6h criterium op de verbinding Rotterdam Marconi – Ommoord – Krimpen en het niet bestand zijn tegen driefasenkortsluitstroom op 150 kV-station Delft, wat een veiligheidsrisico in zich draagt.

8.4.3 Bestaande projecten in realisatiefase

Voor de bestaande projecten is er over het algemeen geen vertraging, er is zelfs een kleine versnelling te melden ten opzichte van het voorgaande KCD. De voorspelling in het voorgaande KCD komt voor de projecten in de regio dus redelijk overeen en ook op projectniveau zijn er geen grote afwijkingen te constateren.

8.4.4 Bestaande projecten in pre-realisatiefase

In regio West bevinden zich tien projecten in de pre-realisatiefase, waarvan er slechts vijf ook al in het voorgaande KCD genoemd werden. In het KCD 2016 stonden er nog 15 projecten in de pre-realisatiefase, met name in de basisontwerpfase. De projecten “Vijfhuizen –Nieuwe Meer” en het bouwen van station De Weel kennen een planologisch element en duren daarom langer dan een gemiddeld project wat betreft de pre-realisatiefase. Project “Vijfhuizen – Nieuwe Meer nieuwe verbinding” is echter in combinatie met het project “A4 zone Rijsenhout” bijgewerkt. Deze projecten kennen een relatie met elkaar waarbij de kosten van het project “Vijfhuizen –Nieuwe Meer” nu in het project “A4 zone Rijsenhout” zitten vanwege een overlap in de



Figuur 8.6 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 150 kV regio West

benodigde werkzaamheden. Het project “A4 zone Rijsenhout” zelf is ook wat betreft de totale raming bijgewerkt en significant duurder geworden door een grotere vraag naar aansluitingen door de RNB. Het bouwen van station De Weel geldt als een diepere netinvestering op verzoek van Liander. Op basis van laagste maatschappelijke kosten bouwt TenneT een station om knelpunten in de midden-spanningsinfrastructuur op te lossen of te voorkomen.

8.4.5 Stopgezette projecten

Enkele projecten zijn (voorlopig) stop gezet omdat het corresponderende capaciteitsknelpunt bij nader inzien geen probleem vormt. In het KCD 2016 werd er een knelpunt gezien op het 100 MW/6h criterium voor station Middenmeer. Daardoor waren twee projecten gestart om een verbinding aan te leggen van station Middenmeer naar het nog te bouwen station de Weel en een extra verbinding van station de Weel naar station Oterleek. Het n-1 knelpunt op Oterleek – Westwoud in 2025 kent nog een grote mate van onzekerheid waardoor deze projecten vooralsnog voorlopig stopgezet zijn. De projecten hadden een totale kosten raming van EUR 37 mln euro samen.

8.4.6 Nieuwe projecten

Er zijn drie in het oog springende nieuwe projecten bijgekomen ten opzichte van het KCD 2016.

Als eerste zijn er knelpunten geconstateerd op de verbinding Hemweg – Oostzaan. Dit is echter geen nieuw knelpunt, in KCD 2016 was hier nog geen oplossingsrichting voor gedefinieerd, intussen is de aangedragen oplossing voor dit knelpunt het maken van een 150 kV-station Oostzaan als koppelpunt met het 380 kV-station Oostzaan en het plaatsen van een extra koppeltransformator op het station Oostzaan 380 kV. De totale raming van de kosten bedraagt EUR 27 mln voor de projecten samen. Tweede opvallende project betreft de voorziene aanleg van een derde circuit tussen station Geervliet – Noorddijk en station Middelharnis. Door de geprognostiseerde duurzame ontwikkelingen van wind en zon op Goeree Overflakkee kan een n-1 knelpunt ontstaan. Bij de beschouwing van de alternatieven is gebleken dat de aanleg van een derde circuit pas in beeld komt als de mogelijkheden omtrent dynamic cable rating onvoldoende blijken te zijn. Hierdoor zijn de voorlopige voorziene investeringskosten EUR 1 mln.

Het derde project is ten behoeve van een geconstateerd knelpunt op de verbindingen tussen Geervliet-Noorddijk – Botlek op het enkelvoudige storingsreserve criterium. Daardoor dient de verbinding opgewaarderd te worden naar een 4x 500 MVA-verbinding. De totale raming van dit project bedraagt EUR 15 mln.

09

Functionaliteits- uitbreidingen



Uitbreidingen van functionaliteit waarborgen de veiligheid en betrouwbaarheid van de netten, maar voegen geen capaciteit toe. Voorbeelden van functionaliteitsuitbreidingen zijn extra beveiliging van infrastructuur, het toevoegen van meetinstrumentarium en het aanleggen van infrastructuur voor telecommunicatie.

9.1 Nut en noodzaak van investeringen in functionaliteit

De nut en noodzaak van investeringen in functionaliteit volgt uit de taak van TenneT de door haar beheerde netten in werking te hebben en te onderhouden (artikel 16, eerste lid, onderdeel a.) en de veiligheid en betrouwbaarheid van de netten en van het transport van elektriciteit te waarborgen (artikel 16, eerste lid, onderdeel b.). Specifiek hebben netbeheerders daarnaast de taak hun netten te beschermen tegen invloeden van buitenaf (artikel 16, eerste lid, onderdeel q.).

9.1.1 Bescherming tegen invloeden van buitenaf

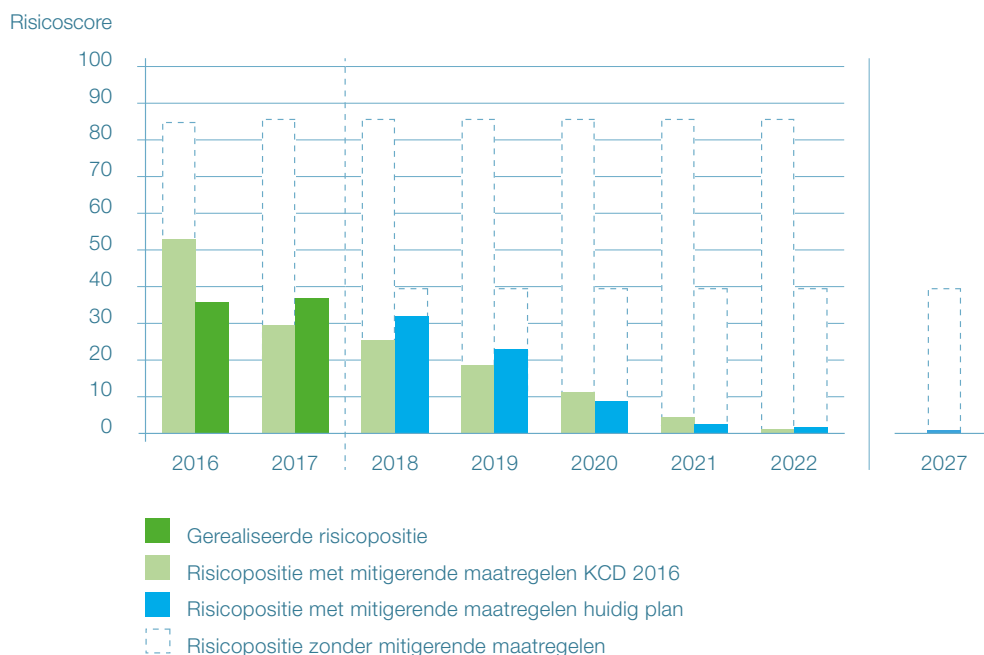
De beveiligingsmaatregelen die TenneT neemt ter bescherming tegen invloeden van buitenaf zijn:

- In het kader van goed huisvaderschap
 - Fysieke maatregelen voor stations en control/data-centra

- Organisatorische maatregelen (screening, compartimentering)
- Tegen terrorisme
 - Additionele fysieke maatregelen
- Het aanhouden van een strategische herstelcapaciteit; deze kan worden ingezet om mogelijke gevolgen van een uitval te reduceren.

9.1.2 Meetinstrumentarium

TenneT monitort de kwaliteit van de transportdienst met behulp van een door de gezamenlijke netbeheerders ontwikkeld en vastgesteld 'Power Quality'-monitoringsysteem. Een onafhankelijk bureau rapporteert jaarlijks over de kwaliteit van de transportdienst. Het rapport wordt gepubliceerd door Netbeheer Nederland en heeft betrekking op de spanningskwaliteit in de laag-, midden-, hoog- en extra hoogspanningsnetten. De "power quality" metingen zijn geïnstalleerd op alle overeengekomen locaties.



Figuur 9.1 Ontwikkeling van de risicopositie voor functionaliteitsuitbreidingen

Tabel 9.1

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie functionaliteiten						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Beschermen tegen invloeden van buitenaf	Diefstal en vernieling	0,1 - 1	Bestaand	Fysieke beveiliging stations	2024	Pre-realiseratie
	Diefstal en vernieling	10 - 100	Bestaand	Fysieke beveiliging stations	2025	(Pre)-realiseratie
Meetinstrumentarium	Niet comptabel meten grensovergang	1 - 10	Bestaand	Realiseren comptabele metingen	2017	Realisatie
	Niet comptabel meten RNB's	0,1 - 1	Bestaand	Realiseren comptabele metingen	2031	Pre-realiseratie
Overig	Aardbevingen	0,1 - 1	Bestaand	-	-	-
	Harmonische resonantie	1 - 10	Nieuw	Realiseren filterstation	2020	Pre-realiseratie
	Hoge stap- en aanraakspanning	1 - 10	Bestaand	Uitbreiding veiligheidsaarding	2017	Realisatie
	Ontvreemde bliksem draad	1 - 10	Bestaand	Vervangen gestolen bliksemdraden	2023	Pre-realiseratie

Andere knelpunten met betrekking tot het meet-instrumentarium zijn het niet comptabel kunnen meten op aansluitingen van regionale netbeheerders, en de verouderde meetsystemen. Om deze knelpunten op te lossen worden nieuwe comptabele componenten geïnstalleerd.

9.2 Algehele staat van het net

Tabel 9.1 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten en de bijbehorende risico-inschattingen. De ontwikkelingen van deze knelpunten en daaraan gerelateerde projecten resulteren in een dalend risicoprofiel vanaf 2017.

Het risicoprofiel op basis van de knelpunten gerelateerd aan de investeringen in functionaliteit laat in dit KCD een latere afname zien dan in het KCD 2016 (figuur 9.1). Echter in 2016 is een aanzienlijke daling gerealiseerd voornamelijk doordat het risico van uitvallen van datacommunicatie met klanten en een aantal stations één jaar eerder is gemitigeerd dan in het vorige KCD gemeld. Dit effect wordt enigszins beperkt door het nieuwe risico dat harmonische resonantie kan optreden in regio Eemshaven. Dit nieuwe risico zorgt voor een verhoging van het risicoprofiel tot 2020 waarna deze wordt gemitigeerd door een nieuw filterstation. Tevens zal het risico door ontbrekende bliksemdraad op een andere wijze worden gemitigeerd, waardoor definitieve mitigatie

later zal plaatsvinden. Dit resulteert in verhogend effect op het risicoprofiel, met name in 2017 dat in de jaren daarna beperkter wordt door stapsgewijze mitigatie van de verschillende verbindingen. Bovengenoemde verschillen over de jaren 2016 en 2017 verklaren grotendeels ook de verschillen tussen dit KCD en KCD 2016 in de periode 2018-2022. Een andere noemenswaardige wijziging is de latere mitigatie van het risico op diefstal en vernieling, waardoor dit in latere jaren een verhogend effect heeft op het risicoprofiel.

9.3 Investerings

9.3.1 Algemeen

Het investeringsbudget 2018-2022 neemt flink toe ten opzichte van het KCD 2016 (zie figuur 9.2). Deze toename wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door de initiatie van een nieuw project voor een 380 kV-filterstation in de omgeving van Eemshaven.

9.3.2 Technisch cluster Bescherming tegen invloeden van buitenaf

Het doel van dit cluster is het beschermen van de infrastructuur van TenneT tegen acties van derden die het primaire proces van TenneT negatief kunnen beïnvloeden. In de hoogspanningsstations van TenneT worden fysieke beveiligingsmaatregelen aangebracht en er wordt strategische herstelcapaciteit aangehouden.

Tabel 9.2

Kostenraming en IBN voor het technisch cluster Bescherming tegen invloeden van buitenaf		
Projecten	Totale kosten [EUR mln]	IBN-datum
TenSec 2.0 Hekwerken	4	2014
TenSec 2.0 Fase 1	33	2018
TenSec 2.0 Fase 2	25	2025
TeaSec (Koperslag)	4	2021
TenTer (ballistische bescherming en aanrijbeveiliging)	21	2024
TenTer (strategische herstelcapaciteit)	62	2021
Totaal cluster Bescherming	149	

De scope van dit cluster is:

- Beveiligingsmaatregelen in het kader van goed huisvaderschap (TenSec en TeaSec (voorheen Koperslag))
- Beveiligingsmaatregelen tegen terrorisme (TenTer), waaronder het aanhouden van een strategische herstelcapaciteit.

De realisatie in 2016 en 2017 is EUR 6 mln hoger dan de geplande investeringen. Deze opstap wordt

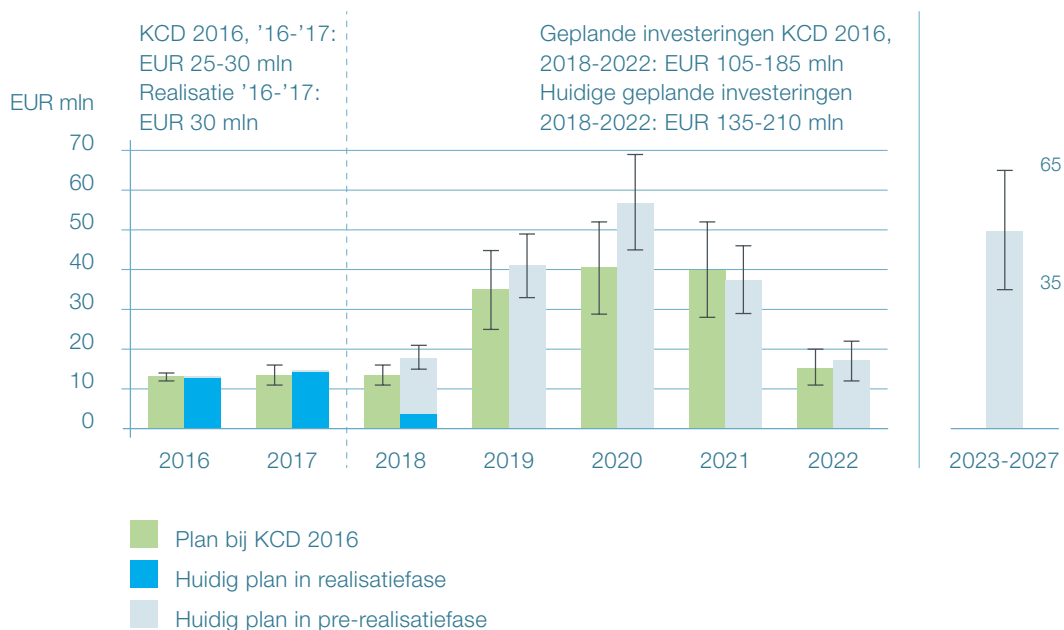
hoofdzakelijk veroorzaakt omdat 5 stations, die eerder al van extra beveiligingsmaatregelen waren voorzien, zijn uitgebreid naar het niveau van TenSec 2.0. De totale kosten van dit technisch cluster zijn met EUR 27 mln afgenomen ten opzichte van het vorige KCD (van EUR 176 mln naar EUR 149 mln). Met name voor TenTer worden lagere investeringen verwacht.

Volgens het in 2016 goedgekeurde investeringsvoorstel kost de strategische herstelcapaciteit EUR 18 mln minder dan de oorspronkelijke raming (EUR 62 mln in plaats van EUR 80 mln) en de overige TenTer-maatregelen (ballistische bescherming en het inrichten van fysieke barrières) worden EUR 12 mln lager ingeschat (van EUR 33 mln naar EUR 21 mln) door verkleining van de scope.

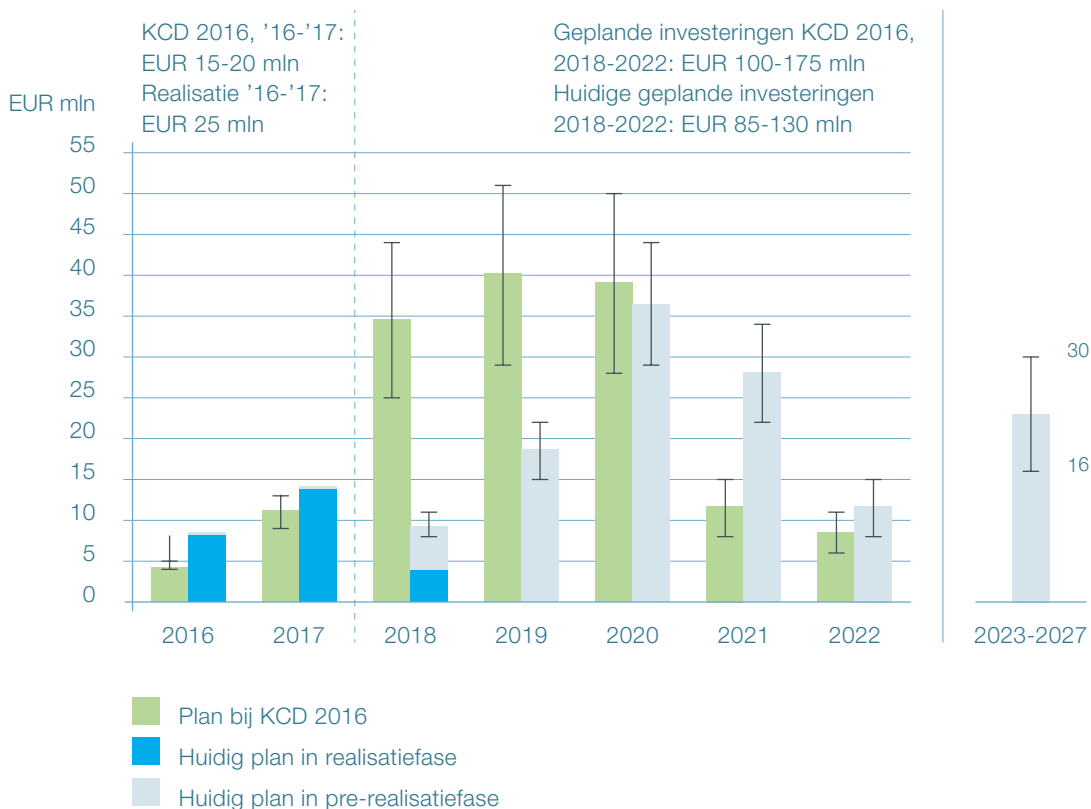
De lagere kostenverwachting is vooral zichtbaar in 2017 en 2018 en dit effect wordt versterkt doordat er ook nog kosten (eveneens van TenTer) verschuiven vanuit deze jaren naar 2021 en verder.

9.3.3 Opgeleverde projecten

Sinds het vorige KCD zijn er zes projecten opgeleverd met een gezamenlijke waarde van EUR 71 mln. Het project AMFI (glasvezelnetwerk voor telecommunicatie) is hierin met EUR 56 mln veruit het grootst.



Figuur 9.2 Investeringsvolume functionaliteitsuitbreidingen



Figuur 9.3 Investeringsvolume technisch cluster Bescherming tegen invloeden van buitenaf

De overige projecten zijn:

- Het uitbreiden van veiligheidsaarding in diverse stations
- Het plaatsen van een noodstroomaggregaat²⁸ in Delft
- Het vervangen van diverse meters
- Het plaatsen van nieuwe meters voor het meten van de spanningskwaliteit.

Alle projecten zijn binnen de in het vorige KCD opgegeven begroting en planning gebleven, met uitzondering van de plaatsing van een noodstroomaggregaat in Delft, die een vertraging heeft opgelopen van zes maanden.

9.3.4 Bestaande projecten in de realisatiefase

Eén project dat al in KCD 2016 bestond bevindt zich nu in de realisatiefase. Het betreft TenSec 2.0 met een totale begroting van EUR 33 mln. Ten opzichte van het vorige KCD is een extra budget van EUR 8 mln

nodig voor de upgrade van vijf TenSec 1.0/1.5-stations naar TenSec 2.0 en de ontmanteling van station Alblaserdam 150 kV.

9.3.5 Bestaande projecten in de pre-realisatiefase

Vijftien projecten bestonden al in KCD 2016 en bevinden zich nu in de pre-realisatiefase. De gezamenlijke begroting voor deze projecten bedroeg EUR 191 mln in KCD 2016 en EUR 145 mln nu. De afname van het investeringsvolume met EUR 46 mln wordt hieronder per project aangegeven.

- Het programma Realiseren Comptabel Meten bestaat uit tien projecten, waarvan er één al afgerond is (Comptabele meting DNWB). De kosten zijn met EUR 1 mln gedaald ten opzichte van KCD2016 naar een totaal van EUR 47 mln.
- TenTer Strategische herstelcapaciteit (- EUR 18 mln). Uit het investeringsvoorstel is gebleken dat de kosten lager worden dan oorspronkelijk begroot.

²⁸ Deze maatregel staat niet in Tabel 9-1, omdat dit project niet risico-gedreven is, maar uitgevoerd is conform interne beleidsrichtlijn

- TenTer Ballistische bescherming (- EUR 24 mln)
Het goedgekeurde investeringsvoorstel bevat een kleinere scope qua stations (- EUR 12 mln) en het inrichten van fysieke barrières is opgenomen in een nieuw TenTer-project (- EUR 12 mln)
- TeaSec B-stations 380/220 kV (+ EUR 1 mln).
Conform goedgekeurd investeringsvoorstel.
- TeaSec B-stations 150/110 kV (- EUR 4 mln).
Conform goedgekeurd investeringsvoorstel.
Kosten zijn toegewezen op basis van eigenaarschap en TenneT heeft maar 28% van de grond van B-stations in eigendom.
- TenSec 2.0. Geen wijziging in de totale kostenraming, maar de planning is verschoven waardoor de voorlopige inbedrijfsdatum 2025/Q1 is.

9.3.6 Stopgezette projecten

Het project TeaSec voor B-stations in Reddyn-gebied is vervallen in het portfolio van TenneT. De kostenraming bedroeg EUR 3 mln in het vorige KCD. Uitvoering van dit project zal gedaan worden door de grondeigenaar van de betreffende B-stations. Het project zal daarom opgenomen worden in het KCD van Liander.

9.3.7 Nieuwe projecten

Het inrichten van fysieke barrières is als afzonderlijk project opgenomen, terwijl het in het vorige KCD nog onderdeel was van het oorspronkelijke TenTer-project. Dit heeft tot gevolg dat er een verschuiving van EUR 12 mln plaatsvindt van TenTer deel A (het bestaande project) naar TenTer deel B (het nieuwe project).

In het 380 kV-net rond Eemshaven treden excessieve harmonische vervormingen en harmonische resonanties op, die ervoor zorgen dat de spanningskwaliteit niet meer gehandhaafd kan worden. Op dit moment is een tijdelijke filterinstallatie ingericht, maar om de spanningskwaliteit structureel te kunnen handhaven, is besloten een filterstation te bouwen. De geplande inbedrijfsdatum van dit nieuwe project is de tweede helft van 2020 en de verwachte kosten bedragen EUR 53 miljoen.

10

Vervangingen

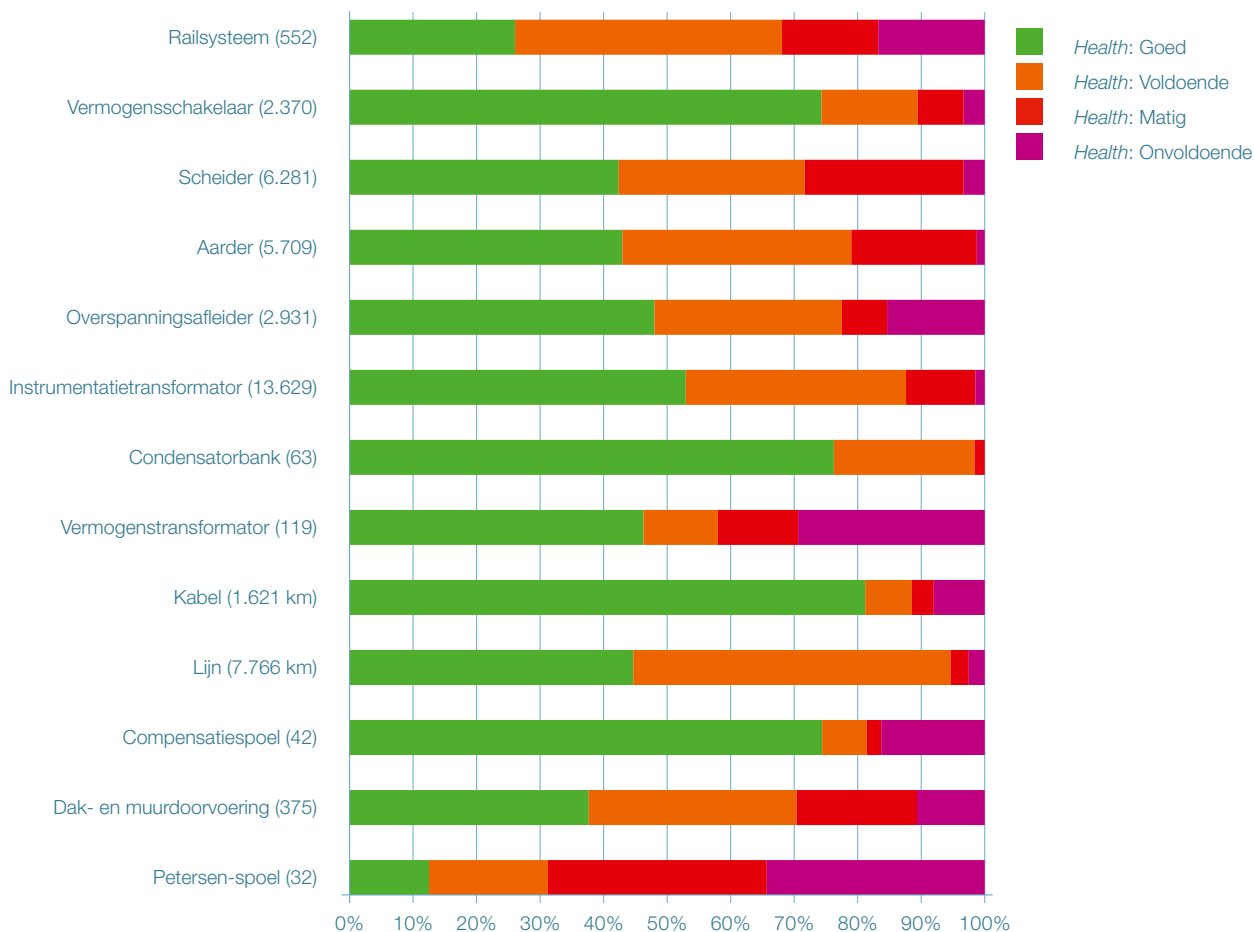


Om een goed functionerend elektriciteitsnet te waarborgen, dienen de functies van de afzonderlijke componenten in stand te worden gehouden. Dit kan enerzijds door het plegen van onderhoud en anderzijds door reviseren of vervangen. Voor het plannen van deze maatregelen is informatie over de kwaliteit van componenten nodig.

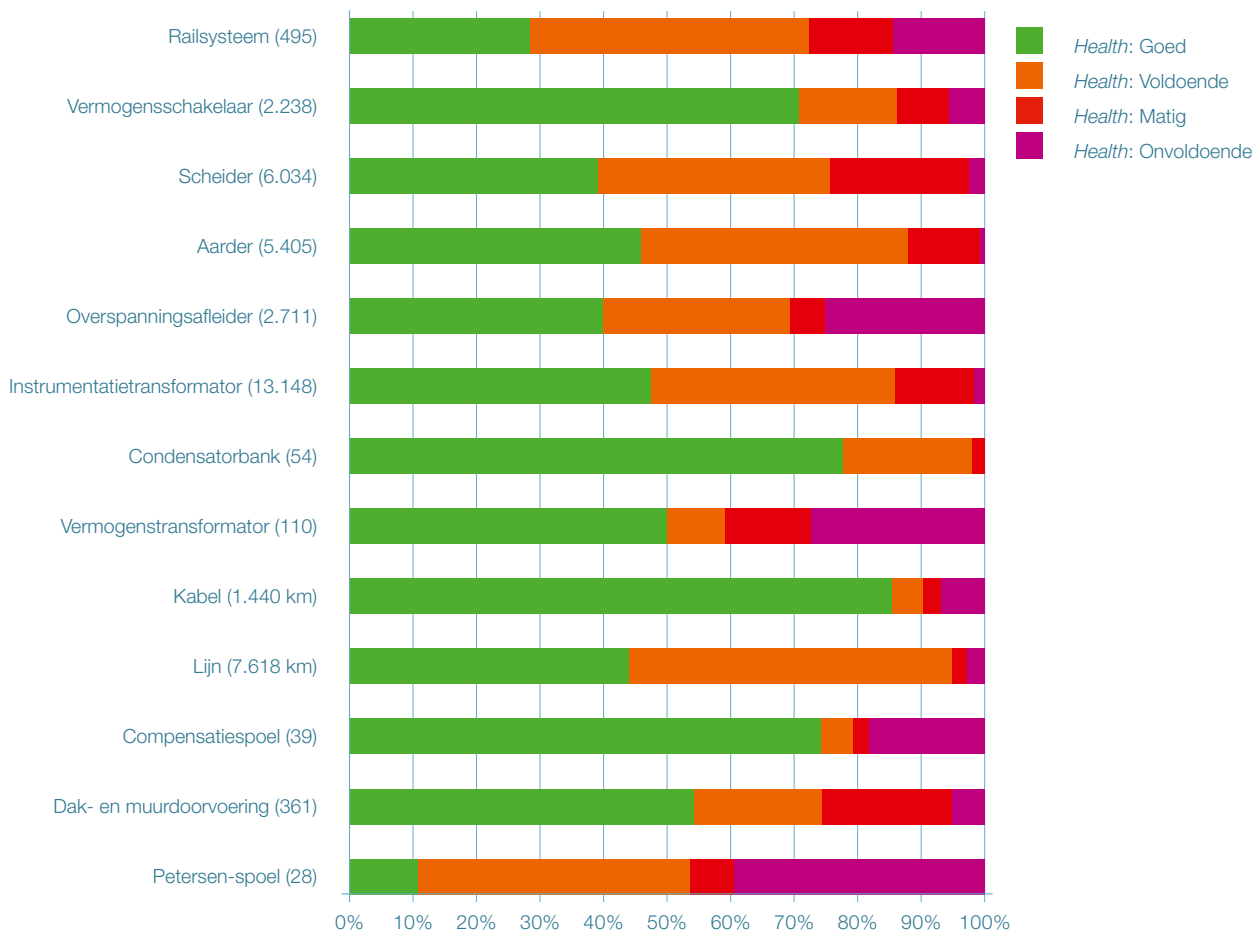
Sinds 2012 inspecteert TenneT haar componenten volgens de Technische onderhoudsrichtlijnen (TOR) (zie paragraaf Deel 1 4.4). Aangezien elk jaar een deel geïnspecteerd wordt in een cyclus van 6 jaar voor een uitgebreidere inspectie, is er nu meer inzicht in de conditie van de componenten dan tijdens het opstellen van het KCD 2016 en zal dit inzicht ook de komende jaren verder toenemen. Een belangrijke conclusie is dat voor de knelpunten genoemd in het KCD 2016 in het 110/150 kV- & 220/380 kV-net vervangingen zijn geïnitieerd welke in de pre-realisatie- of realisatiefase zijn. Het effect

op de Health Index hiervan is niet direct zichtbaar door looptijd van vervangingen en de cyclus van de periodieke inspecties.

De ontwikkeling van de health index t.o.v. 2016 laat verdere toename zien van verslechtering van de toestand van aarders, scheiders, meettransformatoren en vermogensschakelaars. Hiervoor bestaan vervangingsprogramma's in realisatie en pre-realisatie. De assets waarvan de toestand ontoelaatbaar slecht is worden preventief vervangen zoals beschreven in hoofdstuk 8.1 instandhoudingstrategie in deel 1 van KCD.



Figuur 10.1 Conditie van de primaire componenten op basis van de Health Index (met tussen haakjes voor primaire componenten het aantal primaire componenten en voor kabels en lijnen, het totaal aantal kilometers) bij aanvang van 2017.



Figuur 10.2 Ter vergelijking het Health Index overzicht van de componenten in KCD 2016

De ontwikkeling van de Health Index van de secundaire en tertiaire componenten is nog niet volledig afgerond en zal daarom pas in het volgende KCD worden opgenomen. Voor het beoordelen van de toestand van deze componenten wordt gebruik gemaakt van informatie uit storingsdata, uitkomsten van onderzoeken aan specifieke componenten en informatie van de fabrikant. Vanwege de ouderdom en het faalgedrag van de beveiliging en besturing van de primaire componenten heeft TenneT een vervangingsprogramma opgezet voor renovatie van deze secundaire componenten (RenSec).

10.1 Nut en noodzaak van vervangingsinvesteringen

10.1.1 Primaire componenten: knelpunten en maatregelen

De belangrijkste constatering met betrekking tot

de toestand van primaire componenten zijn hieronder beschreven aan de hand van de Health Index (Figuur 10.1).

Bij de vergelijking van de scores van de huidige Health Index met de scores in het KCD 2016 (Figuur 10.2) dient rekening gehouden te worden met het toenemende inzicht in de conditie van de componenten en de voortgang van vervangingsprojecten. Op de verschillende vervangingsprojecten zijn enerzijds vertragingen waarneembaar en anderzijds versnellingen, waarvan de consequenties op het risicoprofiel in hoofdstuk 10.2 (Algehele staat van het net) worden toegelicht.

In het algemeen geldt dat het inzicht toeneemt in de werkelijke status van een component. Een wijziging van de conditiescore is het gevolg van veroudering of vervanging van componenten. Het aantal instrumentatietransformatoren met onvoldoende

conditie zal afnemen door het in realisatie zijnde vervangingsprogramma. Bij vermogenstransformatoren is naast verdere veroudering aan de hand van uitgebreide inspecties meer inzicht ontstaan in de werkelijke status, waardoor er een verschuiving plaatsvindt van matige naar onvoldoende conditie. Diepere analyses moeten op deze manier leiden tot gericht ingrijpen (ofwel risico gebaseerd assetmanagement), met als doel een gewenste performance van het net blijvend te kunnen garanderen.

Voor een groot aantal assetgroepen zijn in 2016/17 vervangingsprogramma 's geïnitieerd om de toename in verslechterde conditie tegen te gaan door gericht te vervangen. Tevens vindt ook gerichte veldvervangings plaats waarbij alle componenten in een (schakel)veld gelijktijdig worden vervangen. Hiervoor is op zes locaties een programma opgestart om het Proof of Concept te leveren.

Railsystemen

De railsystemen met een matige of onvoldoende conditie bevinden zich in het 110/150 kV-net. Steunisolatoren kunnen relatief eenvoudig vervangen worden als railscheiding op veldniveau mogelijk is. In veel gevallen wordt deze vervanging gecombineerd met de vervanging van andere primaire componenten. Tevens kan besloten worden een heel station te vervangen afhankelijk van de gehele status van alle assets en het hieruit volgende risico.

Vermogensschakelaars

TenneT kent vele generaties van vermogensschakelaars. Er zijn types met lucht, olie en SF₆, met pneumatische, hydraulische en veer-aandrijving. Vooral de oude pneumatische en hydraulische aandrijvingen behoeven onderhoud dan wel vervanging. Voor de vermogensschakelaars met een hoge leeftijd en een verhoogde faalkans zijn vervangingsprojecten in realisatie.

Scheiders en aarders

Vanwege veroudering van contacten, aandrijvingen en signaleringen is de toestand van scheiders en aarders verslechterd, waardoor veiligheidsissues kunnen ontstaan. Om de toestand bij scheiders en aarders te verbeteren zijn verschillende vervangingsprojecten gestart, waarbij de nadruk de komende jaren ligt op het vervangen van de slechtste deelpopulaties.

Overspanningsafleiders

Ook binnen de populatie overspanningsafleiders is sprake van veroudering. Verouderde overspanningsafleiders herbergen een risico dat optredende overspanningen niet meer begrensd worden. Hierdoor kan uitval optreden van andere in het veld geplaatste componenten zoals vermogens- en instrumentatietransformatoren. De slechtste deelpopulaties worden op termijn vervangen.

Instrumentatietransformatoren

Instrumentatietransformatoren die in het KCD 2016 een onvoldoende conditie hadden, zijn grotendeels vervangen. De resterende populatie is opgenomen in een inspectieprogramma.

Hierin worden instrumentatietransformatoren met een verhoogde faalkans geïdentificeerd. Falen wordt veelal veroorzaakt door degradatie van het isolatiemedium. De verouderde instrumentatietransformatoren worden vervangen in een doorlopend vervangingsprogramma.

Condensatorbanken

De huidige toestand van condensatorbanken geeft geen aanleiding voor spoedige vervangingen. Het vervangen van condensatorbanken is alleen in de prognose voor 2023-2027 meegenomen.

Vermogenstransformatoren

Bij vermogenstransformatoren is aan de hand van uitgebreide inspecties meer inzicht ontstaan in de werkelijke status, waardoor er qua score een verschuiving plaatsvindt van matige naar onvoldoende conditie. De veroudering van belangrijke onderdelen in transformatoren zoals doorvoeringen en regelschakelaars kan leiden tot faalgedrag. In 2016 en 2017 zijn verschillende vervangingsprogramma's geïnitieerd.

Kabels

In het KCD 2016 is de verhoogde faalkans van uitwendige-gasdruk-(UGD-)kabels en oliedrukkabels benoemd. Met de veroudering neemt de kans op doorslag toe en in combinatie met de lange reparatietijd (3-7 weken) van UGD-kabels neemt het risico op langdurige uitval van de energievoorziening als gevolg van een (hierop volgende) dubbele storing toe bij uitlopers i.e. verbindingen die bestaan uit (slechts) twee kabelcircuits. Vervangingen van kabels met een vastgestelde slechte conditie zijn geïnitieerd en gerealiseerd.

Bij vervanging wordt altijd rekening gehouden met toekomstige capaciteitsbehoeftes.

Lijnen en masten

Voor masten met een bouwjaar rond 1950 is renovatie van de mastfundatie vereist. Daarom wordt de komende jaren een deel van de funderingen hersteld.

Een ander aspect is dat bij enkele verbindingen de ondergrond in de nabijheid van de fundatie aangetast is, bijvoorbeeld door wateroverlast of cavernevorming. Als remedie versterkt TenneT de fundatie en controleert frequenter de plaatselijke stabiliteit van de bodem.

Bij een aantal lijnen moeten de isolatoren en trillingsdempers vervangen worden om te waarborgen dat deze lijnen (nog) beter bestand zijn tegen wind- en sneeuwbelastingen. Tevens moeten sommige lijnen strakker in de masten worden getrokken en/of moeten masten verhoogd worden om ervoor te zorgen dat deze lijnen op een veilige hoogte hangen. Als het strakker trekken van de lijnen of het verhogen van de masten niet mogelijk is, wordt een nieuwe, hogere mast of een nieuwe geleider geplaatst. Naast de bovenstaande vervangingen zijn er vervangingen van gestolen bliksemraden in de provincies Gelderland, Brabant en Limburg.

Compensatiespoelen

Een deel van de compensatiespoelen in het 220/380 kV-net heeft een onvoldoende conditie. Bij het niet functioneren van compensatiespoelen kan de blindstroombalans en daarmee de netspanning in delen van het net niet gehandhaafd worden. In 2016 en 2017 zijn verschillende vervangingsprogramma's geïnitieerd. Bij vervanging wordt rekening gehouden met toekomstige behoefte aan blindstroomcompensatie.

Dak- en muurdoorvoeringen

De komende jaren gaat TenneT door met vervangingen om de toestand van deze dak- en muurdoorvoeringen verder te verbeteren.

Petersen-spoelen

In het 150 kV-net in de regio Zuid worden Petersen-spoelen (ook wel blusspoel of sterpuntspoel genoemd) toegepast. Als gevolg van de leeftijd hebben de spoelen een verhoogde faalkans,

waardoor een grote verschuiving in conditie van matig naar onvoldoende heeft plaatsgevonden. Toekomstige wijziging van aardingsmethode maakt de Petersenspoelen overbodig.

10.1.2 Overige componenten: knelpunten en maatregelen

Voor de overige onderdelen van het hoogspanningsnet, waaronder secundaire en tertiaire componenten, zijn nog geen Health Index-scores beschikbaar. De conditie van deze componenten wordt bepaald uit reguliere inspecties, specifieke vervolgininspecties, storingsdata en/of nieuwe informatie van leveranciers. Dergelijke gegevens zullen worden gebruikt om ook voor secundaire en tertiaire componenten Health Index scores te bepalen. De ontwikkeling van deze Health Index wordt afgerond in 2018.

Secundair (besturing en beveiliging)

Voor secundair loopt er een vervangingsprogramma. Bij uitval van de besturing komt de leveringszekerheid niet direct in gevaar, maar kan niet meer snel en adequaat worden opgetreden bij problemen in het net. Bij slecht functionerende beveiligingen kunnen netdelen onterecht worden uitgeschakeld, wat wél direct invloed heeft op de leveringszekerheid en dus ook financiële consequenties heeft en tevens reputatieschade veroorzaakt.

Het vervangen van de beveiliging en besturing betreft werkzaamheden op bijna alle TenneT-stations en is ondergebracht in het speciale programma 'Renovaties Secundair' (RenSec). De 220/380 kV en 110/150 kV RenSec programma's zijn de komende jaren in realisatie.

Besturings- en beveiligingssystemen met een slechte conditie kunnen – rekening houdend met de planning van de programma's – individueel ook buiten het RenSec programma worden vervangen.

Secundair (gelijkspanning installatie)

Gelijkspanningsinstallaties worden vervangen in het RenSec programma. Bij uitval van gelijkspanningsinstallaties op een station moet de accubatterij de energievoorziening overnemen. Maar mochten de accubatterijen uitvallen, dan kan indirect de leveringszekerheid in gevaar komen.

Gelijkspanningsinstallaties met een slechte conditie indicator worden vervangen.

Tertiair (onder andere telecommunicatie, aardsystemen, noodstroomaggregaten en gedeelde stations)

Het telecommunicatienetwerk wordt gebruikt voor het transporteren van data tussen hoogspanningsstations en de Landelijke Besturingscentra (LBC), en tussen hoogspanningsstations onderling. Het telecommunicatienetwerk dient voor de overdracht van signalen ten behoeve van de besturing, beveiliging en metingen van het hoogspanningsnet. Tevens dient het voor telefoniediensten en smart-meters. TenneT zal door technologische ontwikkelingen in de telecommunicatie en een verdere digitalisering van het hoogspanningsnetwerk meegaan met nieuwe technieken en het telecommunicatienetwerk verder moderniseren en uitbreiden. De conditie van een deel van de gebouwen en terreinen is verslechterd door ouderdom alsmede weers- en grondinvloeden. Inmiddels zijn diverse projecten geïnitieerd om gevaarlijke situaties voor mens en apparatuur te voorkomen.

Een aardstelsel van een station heeft als functies te hoge stap- en aanraakspanningen en schade tijdens kortsluiting of blikseminslag te voorkomen, en daarnaast (de beveiliging van) het hoogspanningsnetwerk te laten functioneren. Een onvoldoende doelmatig aardstelsel kan ontstaan door veroudering van dit systeem of door een toename van kortsluitvermogen in het lokale net. Dit leidt vooral tot risico's met betrekking tot de veiligheid van het personeel op het station en met de leveringszekerheid. Inmiddels zijn diverse projecten geïnitieerd om gevaarlijke situaties voor mens en apparatuur te voorkomen.

TenneT gebruikt noodstroom aggregaten t.b.v. installaties op de stations. Gezien leeftijd en toestand van de noodstroomaggregaten, gaat TenneT deze de komende jaren vervangen.

TenneT heeft gedeelde stations met de RNB. Het onderhoud vindt plaats in nauwe samenwerking met RNB. Elke RNB verricht onderhoud aan gedeelde tertiaire installaties en op vastgelegde interface.

GIS-installaties

Door veroudering vinden er lekkages plaats in de GIS-installaties in de 150 kV-stations. Ze lekken het broeikasgas SF₆. Dit heeft nadelige gevolgen voor

het milieu, maar ook voor de leveringszekerheid, omdat het drukverlies in de installatie kan leiden tot afschakelen van velden. Inmiddels is een revisie & vervangingsprogramma geïnitieerd om lekkages tegen te gaan dan wel de installaties te vervangen.

Strategische- & Storingsvoorraad

Het doel van het aanleggen van een strategische- en storingsvoorraad is het verkorten van de hersteltijd na storingen door de beschikbaarheid van de benodigde componenten. Dit draagt bij aan het borgen van de leveringszekerheid. Dit wordt niet alleen bereikt door een selectie van primaire- en secundaire componenten op voorraad te houden c.q. voor verbindingen kabels, lijnen en accessoires, maar ook door tijdig te vervangen en door te standaardiseren (waardoor een kleinere selectie reparatiecomponenten op voorraad hoeft te worden gehouden).

10.2 Algehele staat van het net

Tabel 10.1 geeft een opsomming van alle knelpunten voor de componenten van het hoogspanningsnet. De belangrijkste knelpunten zijn in de voorgaande paragrafen beschreven. Door de gehanteerde methodiek voor vervangingsinvesteringen zijn knelpunten in het algemeen actueel op het moment dat de risicobeoordeling wordt gemaakt. De geleidelijke mitigatie van de knelpunten, doordat in de tijd bezien delen van bepaalde vervangingsprogramma's worden uitgevoerd, resulteert in een afnemend risicoprofiel (Figuur 10.3).

Het risicoprofiel is gestegen ten opzichte van het risicoprofiel van het KCD 2016. De stijging in 2016 is voornamelijk te verklaren doordat het risico omtrent de strategische voorraad in het vorige KCD in 2016 was voorzien gemitigeerd te zijn. Mitigatie van dit risico is net over het eind van 2016 geschoven waardoor dit een verhogend effect op het risicoprofiel in 2016 had. In 2017 is het risicoprofiel nauwelijks veranderd. De stijging in verdere jaren is met name door drie factoren te verklaren, namelijk de netto toevoeging van knelpunten en een netto stijging van de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten en een netto vertraging in de mitigatie van eerder geïdentificeerde knelpunten.

Tabel 10.1

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie vervangingen						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Compensatiespoelen	Veroudering compensatiespoelen 380 kV	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseatie
Dak- en muur-doorvoeringen	Veroudering muurdoorvoeringen Dordrecht-Noord, Delft en Voorburg	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseatie
GIS installaties	Veroudering TRISEP installaties	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	(Pre)-realiseatie
	Veroudering O-ringen BISEP (installatie Sassenheim)	1 - 10	Bestaand	Renovatie	2026	Pre-realiseatie
	Lekkage TRISEP installatie Langerak	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseatie
	Veroudering GIS Velsen	10 - 100	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseatie
	Veroudering GIS Rijswijk	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseatie
	Veroudering BISEP installatie Amstelveen	1 - 10	Bestaand	Renoveren BISEP incl. secundaire apparatuur	2017	Realiseatie
Instrumentatie-transformatoren	Veroudering meettransformatoren	10 - 100	Bestaand	Vervangen	2023	(Pre)-realiseatie
	Veroudering meettransformatoren	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2025	Pre-realiseatie
	Veroudering transformator-doorvoeringen	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2026	Pre-realiseatie
	Veroudering vermogenstransformator	1 - 10	Nieuw	Reviseren en vervangen	2024	Pre-realiseatie
Kabels	Dubbele fout UGD uitloper Tilburg Noord - Tilburg Zuid	1 - 10	Bestaand	Uitbreiden met derde circuit	2018	Realiseatie
	Dubbele fout UGD uitloper Groningen Hunze - Groningen Bloemensingel	0,01 - 0,1	Bestaand	Vervangen	2022	Pre-realiseatie
	Dubbele fout Enschede Vechtstraat - Enschede Wesselerbrink	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseatie
	Dubbele fout UGD uitloper Rotterdam Centrum	10 - 100	Bestaand	Renovatie en vervangen	2021	Pre-realiseatie
Lijnen en masten	Laaghangende geleiders regio Noord	10 - 100	Bestaand	Verhogen geïdentificeerde geleiders	2018	Realiseatie
	Kwaliteit mastfundatie	1 - 10	Bestaand	Herstelwerkzaamheden	2021	Realiseatie
	Veroudering verbinding Maasbracht - Born - Lutterade	1 - 10	Bestaand	Reviseren van de verbinding	2018	Realiseatie
	Veroudering Tilburg Noord - Tilburg	0,1 - 1	Bestaand	Lijnrenovatie	2024	Pre-realiseatie
	Veroudering mastfundaties Groningen Hunze - Gasselte Kraanlanden	0,1 - 1	Bestaand	Renovatie	2023	Pre-realiseatie
	Veroudering bliksemdraad Tiel - Zaltbommel	0,1 - 1	Bestaand	Lijnrenovatie	2025	Pre-realiseatie
	Onvoldoende capaciteit door veroudering Alblasserdam - Arkel	0,1 - 1	Bestaand	Renovatie	2021	Pre-realiseatie
	Kwaliteit mastfundatie door zoutcaverne Twente	0,1 - 1	Bestaand	Monitoren	-	-
Overspannings-afleiders	Veroudering overspanningsafleiders	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseatie

Vervolg Tabel 10.1

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie vervangingen						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Petersen-spoelen	Veroudering Petersen-spoelen 150 kV	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2021	(Pre)-realisatie
Railsysteem	Veroudering Hengelo Boldershoek	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2023	Pre-realiseratie
	Veroudering Hoogte Kadijk	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2024	Pre-realiseratie
Scheiders en aarders	Veroudering handbediende scheider-aarders 110 kV	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2019	Realisatie
	Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2022	Realisatie
	Kortsluitvastheid scheider en aarder	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2019	Realisatie
	Veroudering steekaarders	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
	Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders 150 kV	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
	Veroudering scheiders en aarders 220-380 kV	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
	Veroudering scheiders en aarders 110-150 kV	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
Secundair	Veroudering Utrecht Lage weide	0,1 - 1	Bestaand	RenSec	2020	Realisatie
	Veroudering prioriteit 0	1 - 10	Bestaand	RenSec	2020	Realisatie
	Veroudering prioriteit 1	1 - 10	Bestaand	RenSec	2025	(Pre)-realiseratie
	Veroudering prioriteit 2	10 - 100	Bestaand	RenSec	2032	(Pre)-realiseratie
	Veroudering prioriteit 3	10 - 100	Bestaand	RenSec	2031	(Pre)-realiseratie
	Veroudering prioriteit 4	10 - 100	Bestaand	RenSec	2025	Pre-realiseratie
	Veroudering prioriteit 5 en 6	1 - 10	Bestaand	RenSec	2026	Pre-realiseratie
	Vertraagde afschakeling	10 - 100	Bestaand	RenSec	2032	(Pre)-realiseratie
	Veroudering stations Zuid-Holland 150 kV	1 - 10	Bestaand	RenSec	2021	(Pre)-realiseratie
	Veroudering besturing 220/380 kV	1 - 10	Bestaand	RenSec	2021	Realisatie
	Veroudering beveiliging TenneT 380/220 kV	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
	Veroudering railbeveiliging	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
	Veroudering telecommunicatie	10 - 100	Nieuw	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
	Kwaliteit meetsystemen	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2024	Pre-realiseratie
	Veroudering gelijkstroominrichting	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen	2022	Pre-realiseratie
Tertiair	Veroudering noodstroomaggregaten 220/380 kV	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2030	Pre-realiseratie
	Bodemverontreiniging Gennep	0,1 - 1	Nieuw	In onderzoek	-	-
	Problemen faciliteren telecombehoefte voor de beveiliging	0,01 - 0,1	Nieuw	Vervangen	2020	(Pre)-realiseratie
	Onvoldoende doelmatige aardssystemen	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseratie
	Onvoldoende bandbreedte	1 - 10	Bestaand	Vervangen telecommunicatiesystemen	2027	Pre-realiseratie

Vervolg Tabel 10.1

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie vervangingen						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2016	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
	Civiele inrichting diverse stations	1 - 10	Bestaand	Bouwkundige aanpassingen	2023	Pre-realiseratie
	Veroudering luchtdrukinstallatie	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2022	Realisatie
Vermogensschakelaar en secundair	Dubbele fout bij Eemshaven en Eemshaven Oudeschip	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2017	Realisatie
Vermogensschakelaars	Veroudering deelpopulatie Merlin Gerin PPT87MH	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2022	Realisatie
	Veroudering deelpopulatie Delle PK2B ketel 1 uitvoering	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2022	Realisatie
	Veroudering type Merlin Gerin FA1	1 - 10	Bestaand	Reviseren	2018	Realisatie
	Veroudering oliegebluste vermogensschakelaars	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2022	(Pre)-realisatie
	Veroudering Oerlikon	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2024	(Pre)-realisatie
	Veroudering vermogensschakelaars deelpopulatie 220/380 kV	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2020	Pre-realiseratie
	Veroudering Merlin Gerin FA2	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2019	Realisatie
Vermogensschakelaars en Instrumentatietransformatoren	Overbelasting stroomtransformatoren en veroudering VS op station Gennep	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2020	Realisatie
Vermogenstransformatoren	Veroudering Crayestein	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
	Veroudering Geertruidenberg	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
	Veroudering zes stuks vermogenstransformatoren	10 - 100	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseratie
	Veroudering Zeijerveen en Louwsmeer	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseratie
	Veroudering Krimpen	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie

Netto toevoeging van knelpunten

De netto stijging van het risicoprofiel in de periode 2016-2021 wordt grofweg voor de helft veroorzaakt door toevoeging van nieuwe knelpunten. De knelpunten die het meest bijdragen aan de risicoscore zijn de veroudering van een subpopulatie instrumentatietransformatoren, veroudering van een bepaalde populatie transformatordoorvoeringen, veroudering van een aantal 1 fase vermogenstransformatoren, risico's gerelateerd aan het railsysteem op de stations Hengelo Boldershoek 110 kV en Hoogte Kadijk 150 kV en veroudering van een vermogens-transformator op station Westerlee 150 kV.

Netto stijging in de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten

Voor vervangingen wordt de stijging van de risico-inschattingen voornamelijk veroorzaakt door veroudering van componenten. Zoals hiervoor beschreven is de geconstateerde conditie van de meeste componenten slechter dan de inschatting ten tijde van het KCD 2016.

Netto vertraging in de mitigatie van de eerder geïdentificeerde knelpunten

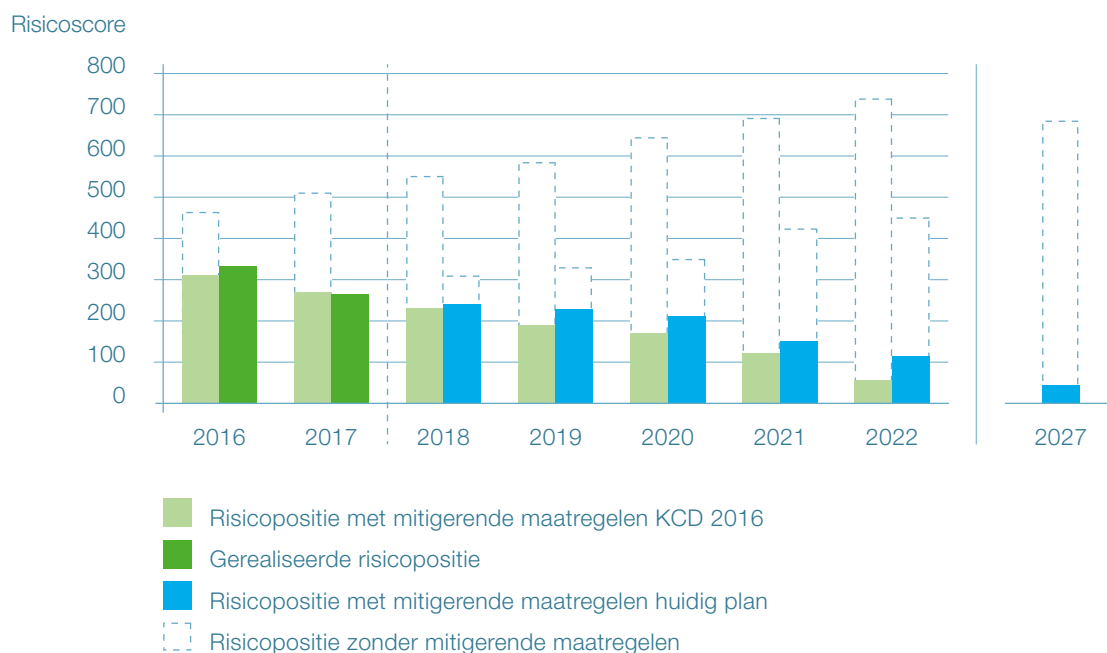
Overdraging van projecten binnen het vervangingsprogramma voor secundaire installaties (RenSec, zie paragraaf 10.3.2) heeft een aanzienlijk

verhogend effect op het risicoprofiel met name vanaf 2020, maar al oplopend in de jaren daarvoor. Bepaalde vertragingen en versnellingen vinden ook bij de mitigatie van andere knelpunten plaats, echter niet met dergelijk effect op het risicoprofiel.

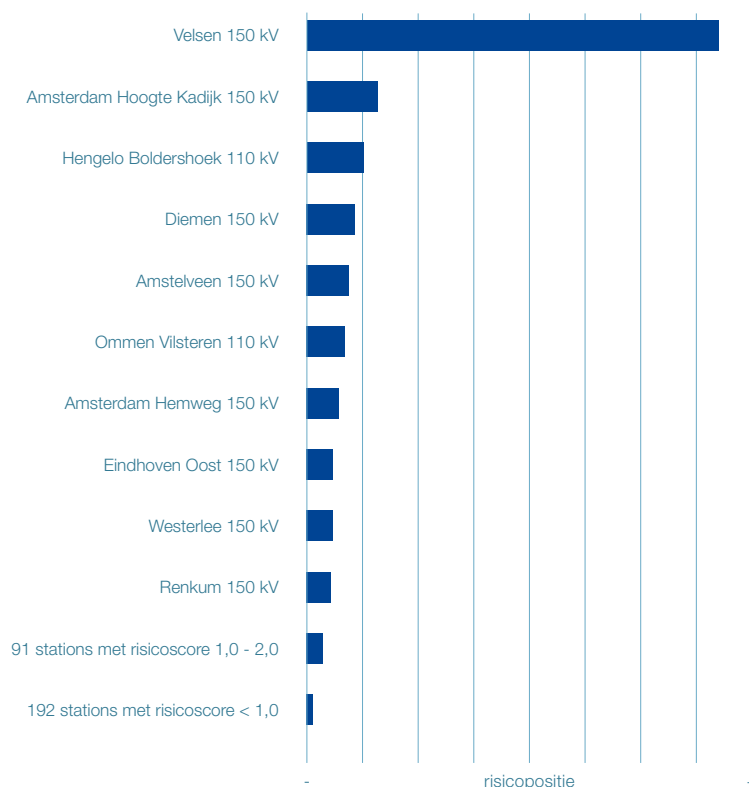
Risicoscore per station ten behoeve van veldvervanging

Er is een Proof of Concept (PoC) gestart waarin zes verschillende stationsvervangingen worden beproefd. Om te kunnen bepalen welke stations na succesvolle volbrenging van de PoC als eerste in aanmerking komen voor vervanging is er een risicoscore per station bepaald. Om tijdig de risico's te kunnen mitigeren zal, zolang de uitkomsten van de PoC niet bekend zijn, de sturing van de huidige vervangingsprogramma's op basis van risico plaats vinden (conform hoofdstuk 5.3 Asset Risk Management). Onderstaande figuur 10.3 laat zien wat de risicoscore per 110/150 kV-station is als de risicoscores van vervangings- en functionaliteitsknelpunten aan specifieke componenten worden toegewezen en per station gesommeerd, waarbij ervoor gekozen is om alleen de tien stations met de hoogste risicoscore te tonen.

Bij de stations met de hoogste risicoscores is sprake van specifieke knelpunten met een hoog of zeer



Figuur 10.3 Ontwikkeling van de risicopositie voor vervangingen



Figuur 10.4 Risicoscore per 110/150 kV-station

hoog risiconiveau. Zo wordt de score voor het 150 kV-station Velsen veroorzaakt door het risico op milieuschade en uitval door SF6-lekkage van de enige enkelfasig omsloten Sprecher & Schuh GIS installatie die nog in Nederland staat. Op station Amsterdam Hoogte Kadijk is een hoog risico op het gebied van kwaliteit van levering en reputatie door een verouderde railconfiguratie. Ook dragen verouderde oliegevulde vermogensschakelaars hier bij aan de risicoscore. Op het 110 kV-station Hengelo Boldershoek is er een hoog risico op uitval omdat de AIS-installatie in het gebouw niet conform de huidig geldende eisen onderhouden kan worden. Ten slotte zijn op de stations Diemen en Amsterdam Hemweg verouderde gelijkstroominrichtingen verantwoordelijk voor de risicoscore, en op de stations Amstelveen en Westerlee respectievelijk een verouderde BISEP-installatie en een verouderde vermogenstransformator. De overige prioritering is het gevolg van meer of minder verouderde componenten (vermogensschakelaars, instrumentatietransformatoren, secundaire installaties, etc.) die op de diverse stations te vinden zijn. Het feit dat het 110 kV-station Ommen Vilsteren en de 150 kV-

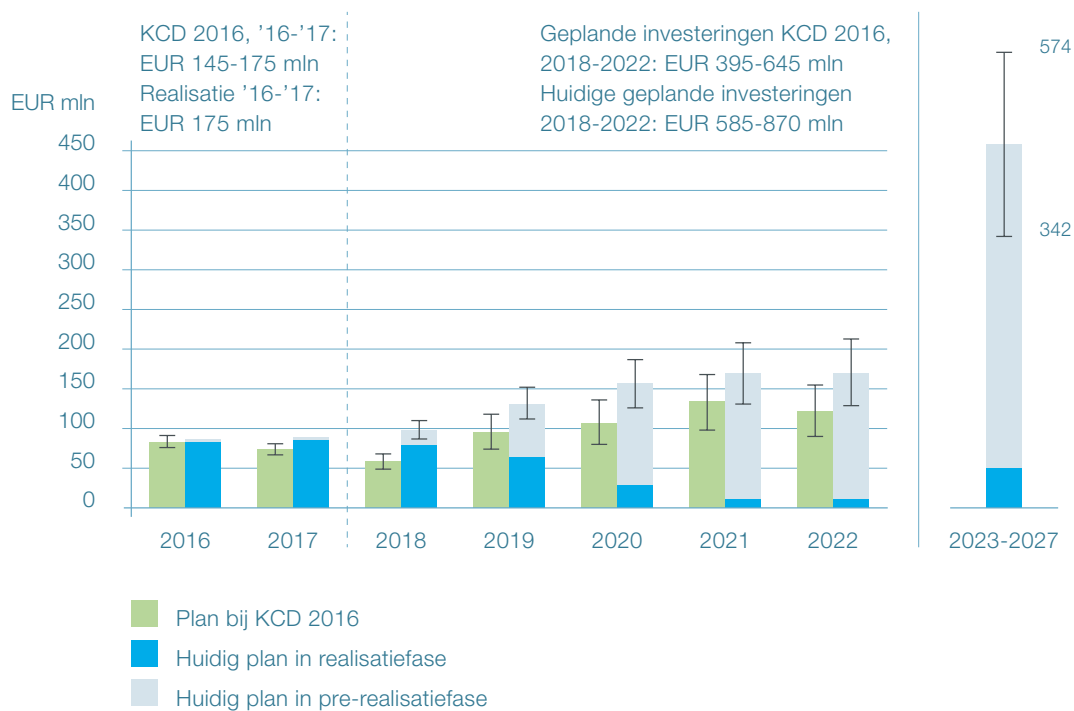
stations Eindhoven Oost en Renkum in de top tien met hoogste risicoscores staan, betekent dat op deze stations relatief veel verouderde componenten staan opgesteld.

10.3 Investeringen

10.3.1 Algemeen

De gerealiseerde uitgaven in 2016 en 2017 zijn 10% hoger dan de geplande uitgaven voor die jaren. De belangrijkste oorzaken hiervan zijn de versnelde legging van de kabel Woensdrecht – Bergen op Zoom en de hogere kosten van het programma voor het vervangen van instrumentatietransformatoren door vergroting van de scope.

Het investeringsbudget neemt vanaf 2018 sterk toe. In de periode 2018-2022 zijn de verwachte investeringen EUR 202 mln hoger dan in KCD 2016, EUR 40-50 mln per jaar. Deze toename is voor het overgrote deel een gevolg van betere inzichten die de Health Index-methodiek biedt. Het belangrijkste nieuwe inzicht is dat de componenten in een



Figuur 10.5 Investeringsvolume vervangingen

slechtere conditie verkeren dan voorheen gedacht, waardoor het noodzakelijk is om de snelheid van vervanging te verhogen. Dit geldt in het 220/380 kV-net vooral voor vermogenstransformatoren, en in het 110/150 kV-net voor instrumentatietransformatoren, scheiders, aarders, uitwendige gasdrukkabels en oliegevulde kabels.

Naast het uitbreiden van bestaande en het inrichten van nieuwe vervangingsprojecten, dragen ook de verruiming van de stelposten voor kleine vervangingen en de proef voor veld-/stationsvervangingen bij aan de noodzakelijke versnelling van componentvervangingen.

De vervangingsinvesteringen met de belangrijkste bijdragen aan de gewijzigde investeringsvolumes worden hierna toegelicht.

10.3.2 Renovaties Secundair (RenSec)

TenneT is gestart met grootschalige vervanging van de secundaire componenten, verzameld in het programma Renovatie Secundair (RenSec). Het programma omvat de vervanging van nagenoeg alle besturingssystemen op stations en vaak ook de daarbij horende beveiligingen. Deze systemen zijn verouderd, waardoor onder meer risico's voor de

kwaliteit van levering ontstaan en besturing van de stations onmogelijk wordt.

In het programma RenSec is oorspronkelijk uitgegaan van het één-op-één vervangen van de besturingsapparatuur op de stations. Hierbij wordt de verouderde apparatuur op dezelfde plek vervangen en vervolgens op dezelfde wijze gekoppeld aan de primaire componenten en ingepast in de secundaire en tertiaire omgeving, als in de oude situatie.

De praktijk heeft echter geleerd dat dit uitgangspunt tot aanzienlijke ontwerp- en uitvoeringsproblemen leidt, waardoor deze werkwijze zowel qua kosten als qua doorlooptijd niet acceptabel is. Vooral het alleen vervangen van de besturingscomponenten leidt tot een complexe engineering- en uitvoeringsopdracht. Dit is ook een belangrijke verklaring voor het achterblijven van de realisatie, het duurder worden van de lopende projecten tot en met 2019 en het verschuiven van investeringen tot na 2022 (Figuur 10.5).

TenneT heeft daarom gekozen om in de toekomst gecombineerd de besturing en beveiliging te vervangen, samen met het systeemtechnisch en fysiek ontvlechten van de systemen van TenneT en

de regionale netbeheerders. Dit moet, samen met het vergaand standaardiseren van componenten, leiden tot een beperktere doorlooptijd per station en daarmee tot een kortere doorlooptijd van het gehele programma. Tevens levert het gebruik van gestandaardiseerde componenten voordelen op voor toekomstig beheer en onderhoud.

Deze gecombineerde en gestandaardiseerde componentvervanging wordt als uitgangspunt genomen voor de stations op het 110/150 kV-netvlak en, voor zover nog niet aanbesteed, voor stations op het 220 kV- en 380 kV-netvlak. Daarnaast onderzoeken we op dit moment of het voor een deel van de stations misschien efficiënter en effectiever is de vervanging van de secundaire componenten te combineren met vervanging van de bijbehorende primaire componenten. Hiervoor is een pilot veld-/stationsvervanging gestart, de zogenaamde Proof of Concept (PoC), die 6 verschillende soorten stationsvervangingen beproeft.

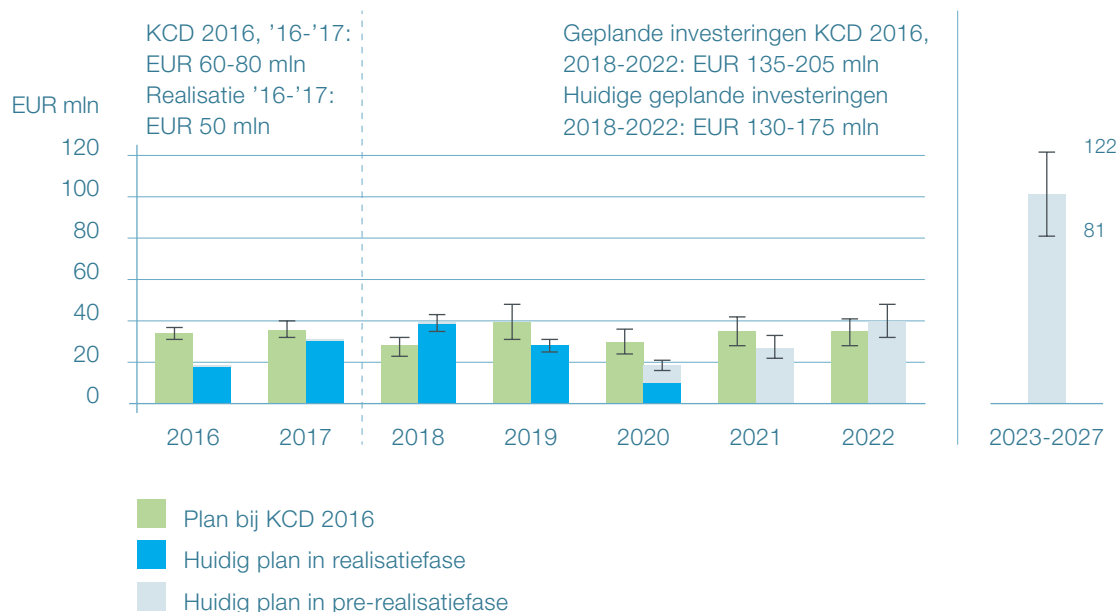
Voortgang en realisatie RenSec 220/380 kV
Van de 26 op te leveren stations in het 220/380 kV-netvlak zijn inmiddels drie 380 kV-stations opgeleverd. Het betreft Meeden (2013), Eemshaven 4 (2014) en Eemshaven 2 (2016) (Tabel 10.2). Doordat de engineering complexer is gebleken dan gedacht, is de verwachte inbedrijfname van de overige 220/380 kV-stations (Programma 220 kV en

Programma 380 kV) met 1 jaar vertraagd en zijn de kosten gestegen met circa 20%.

Voortgang en realisatie RenSec 110/150 kV
De stations die een hogere faalkans bleken te hebben dan op basis van de prioriteit indeling mocht worden verwacht, zijn als aparte projecten gedefinieerd en intussen opgeleverd (Kropswolde, Haarlemmermeer, Eindhoven Zuid en Enschede-Vechtstraat). Merum is om uitvoeringstechnische redenen toegevoegd aan programma Prio 0 en is ook al gerealiseerd. Station Utrecht-Lage Weide is ondergebracht bij Prio 1, Amsterdam-Noord Klaprozenweg bij Prio 4 en Amsterdam-Hoogte Kadijk wordt in zijn geheel vervangen in een nieuw project.

De programma's Prio 0 en Prio 1 zijn aanbesteed en hierin worden momenteel respectievelijk de stations Eindhoven-West en Utrecht-Lage Weide omgebouwd. Voor Prio 2 worden de contracten in de loop van 2017 aanbesteed. In totaal worden er binnen bovenstaande contracten in de komende jaren 25 110/150 kV-stations gerenoveerd.

Van de 242 stations in het totaalprogramma voor het 110/150 kV-netvlak, zijn er 15 in een afzonderlijk project ondergebracht. Het betreft 5 stations uit Prio 2, 5 uit RenSec Stedin en 5 uit Prio 3. Deze stations zullen uiterlijk in 2020 opgeleverd worden. Naast de



Figuur 10.6 Investeringsvolume RenSec

Tabel 10.2

Kostenraming en IBN voor het technisch cluster RenSec		
Projecten	Totale kosten [EUR mln]	IBN-datum
RenSec 220/380 kV		
Meeden	1	2013
Eemshaven 4	2	2014
Eemshaven 2	4	2016
Programma 220 kV	23	2018
Programma 380 kV	29	2020
RenSec 110/150 kV		
Reddyn 110/150 kV prioriteit 0	8	2019
Programma 110/150 kV prioriteit 0	15	2018
Programma 110/150 kV prioriteit 1	28	2020
Programma 110/150 kV prioriteit 2	94	2032
Programma 110/150 kV prioriteit 3	25	2031
Programma 110/150 kV prioriteit 4	117	2025
Programma 110/150 kV prioriteit 5-6	6	2026
Kropswolde 110 kV	2	2014
Haarlemmermeer 150 kV	2	2014
Eindhoven Zuid	4	2015
Enschede-Vechtstraat 110 kV	2	2016
Programma 150 kV voormalig TZH	20	2017
Programma 150 kV Stedin	9	2025
RenSec 110/150 kV no-regret fase 1	48	2020
Totaal RenSec	438	

no regret-lijst heeft ook de pilot voor gecombineerde vervangingen, zoals genoemd in de inleiding, gevolgen voor de kosten en planning van het Programma 110/150 kV prioriteit 0 t/m prioriteit 6. Zo zijn enkele stations uit Prio 2, Prio 4 en RenSec Stedin ondergebracht in de pilot voor veld-/stationsvervangingen. In afwachting van de resultaten van de pilot zijn RenSec Prio 2 en Prio 3 wat betreft de planning naar achteren geschoven. Bij succesvolle pilot, kunnen er binnen een breder

veldvervangings-programma nog meer stations worden voorzien van een nieuwe secundaire installatie waardoor deze niet meer hoeven worden meegenomen in één van de RenSec-programma's.

Een aparte categorie vormen de 150 kV-stations in het deelgebied Zuid-Holland (Programma 150 kV voormalig TZH²⁹). Hier zijn 5 van de 6 stations gerealiseerd en station Rijswijk zal, in een eigen project, in zijn geheel vervangen worden in 2021.

10.3.3 Opgeleverde projecten

Elk jaar budgetteert TenneT een bedrag voor preventieve, kleine vervangingsinvesteringen en correctieve vervangingen ten gevolge van storingen. Het jaarlijkse budget voor deze stelposten was EUR 6 mln voor 2016 en EUR 4 mln voor 2017. De gerealiseerde en verwachte uitgaven in 2016 en 2017 zijn respectievelijk EUR 6 mln en EUR 10 mln. Daarnaast zijn in 2016 en 2017 verschillende vervangingsinvesteringen afgerond. De afgeronde vervangingsinvesteringen groter dan EUR 2 mln zijn:

- Vervanging van een blindstroom-compensatiespoel in Dodewaard 380 kV
- Retrofit van de BISEP-installaties op de stations Venserweg en Amstelveen 150 kV
- Vervangen van oliegebluste vermogensschakelaars van de types Oerlikon en Delle
- Herstel van laaghangende lijnen in Liandon-gebied
- Vervangen van telecomapparatuur in het 380/220 kV-net
- Vervanging en aanleg van bedrijfstelefonie Vervanging van de gasdrukkeblen tussen Woensdrecht en Bergen Op Zoom 150 kV
- Vervangen scheidervan, aarders en schakelaar op 's Hertogenbosch Noord en Haps 150 kV
- Aanschaf van kabels en een noodlijn ten behoeve van de strategische voorraad
- Vervangen van verouderde Petersenspoelen
- Reconstructie en zettingsvrij maken van de verharding op station Krimpen 380 kV

10.3.4 Bestaande projecten in realisatiefase

Binnen de in het vorige KCD benoemde vervangingsinvesteringen die nu gerealiseerd worden, is bij zes projecten een vertraging opgetreden ten opzichte van het vorige plan. Twee van deze vervangingen, met een totaalbudget van EUR 9 mln, worden

²⁹ Transportnet Zuid-Holland

uiterlijk in 2018 gerealiseerd, één project met een totaalbudget van EUR 24 mln is eind 2019 klaar. De belangrijkste wijziging zit in de vervanging van het 150 kV-station te Krimpen, die op EUR 40 mln begroot is. Deze vervanging had een beoogde inbedrijfname begin 2019, terwijl de huidige planning oplevering verwacht in het tweede kwartaal van 2020. De voornaamste oorzaak van de vertraging en de kostentoeename met EUR 8 mln is de heraanbesteding ten gevolge van het faillissement van de aannemer Imtech.

De eerste fase van het lange termijn vervangingsprogramma voor instrumentatietransformatoren loopt achter op het vorige plan, vooral door diverse meerwerkactiviteiten. Naast een vertraging veroorzaken deze ook een verhoging van de kosten met bijna EUR 12 mln. Het belangrijkste meerwerk bestaat uit de noodzakelijke aanpassing van de beveiliging op diverse stations in de regio's Zuid en West voor EUR 6 mln. Volgens de huidige planning zullen nu alle instrumentatietransformatoren van fase 1 eind 2020 vervangen zijn.

10.3.5 Bestaande projecten in pre-realisatiefase

Als vermeld in paragraaf 2.5.3 zijn projecten in deze vroege fase onderhevig aan vele onzekerheden (bijvoorbeeld ontwikkeling van alternatieven en vergunningen- procedures) die zowel timing als budget nog sterk kunnen beïnvloeden.

Op dit moment bevinden zich 33 projecten die al waren voorzien in het KCD 2016 in pre realisatiefase. De kosten zijn met EUR 25 mln opgelopen tot een totaal van EUR 476 mln. De huidige planning laat zien dat 24 projecten op of voor de in KCD 2016 geplande datum opgeleverd worden. Het investeringsniveau hiervan bedraagt circa EUR 390 mln, gelijk aan KCD 2016. Toch zijn er wel enkele grote financiële mutaties binnen deze groep. Zo is de scope van de vervanging van scheiders en aarders enorm vergroot, waardoor de kosten met EUR 55 mln stijgen tot EUR 83 mln en is de oplossingsrichting voor lijnrenovatie op twee trajecten zodanig veranderd, dat de kosten juist met EUR 50 mln afnemen tot EUR 8 mln.

Negen projecten vertragen wel ten opzichte van KCD 2016. De grootste vertragingen vinden plaats bij de vervanging van telecommunicatiesystemen (+ 4 jaar omdat eerdere investering niet nodig is) en het vervangen van de TRISEP-installatie op station Langerak 150 kV (+ 3 jaar omdat verder onderzoek nodig is naar de haalbaarheid van reparatie in plaats van vervanging). De kostentoeename binnen deze groep projecten zit vooral bij de vervanging van 380 kV-transformatoren op Geertruidenberg en Crayestein (+ EUR 20 mln door uitbreiding van de scope) en de vervanging van telecommunicatiesystemen (+ EUR 12 mln doordat ook de opwaardering van de bestaande access-ringen nodig is gebleken).

10.3.6 Stopgezette projecten

Er zijn vijf vervangingsprojecten met een gezamenlijke investering van EUR 38 mln stopgezet ten opzichte van het KCD 2016, omdat de activiteiten in andere projecten ondergebracht zijn.

10.3.7 Nieuwe projecten in realisatiefase

Er bevinden zich geen nieuwe projecten in de realisatiefase. Wel is een project voor energiebesparende maatregelen in het eerste kwartaal van 2017 afgerond. Het betrof hier een investering van EUR 0,4 mln.

10.3.8 Nieuwe projecten in pre-realisatiefase

Er vinden veel nieuwe vervangingsinvesteringen plaats in de pre-realisatiefase met een totale investering van EUR 213 mln. Ze zijn met name gerelateerd aan de vernieuwde en verbeterde inzichten die uit de inspecties naar voren zijn gekomen. Een aantal grote vervangingsprojecten is daardoor aan de portfolio toegevoegd.

Zo zijn er vervangingsprojecten gedefinieerd voor de tweede fase van lange termijn vervanging van instrumentatietransformatoren (EUR 36 mln), voor het vervangen van 380 kV-vermogenstransformatoren (EUR 57 mln), voor het vervangen van het 150 kV-station Hoogte Kadijk (EUR 14 mln) en voor het vervangen van steekaarders in het 380 kV-net (EUR 14 mln).

Daarnaast is, zoals eerder gememoreerd, een project ingericht voor de pilot van zes stationsvervangingen ter waarde van EUR 53 mln.

11

Klantaansluitingen en reconstructies



Klantaansluitingen en reconstructies zijn projecten op verzoek van derden. Deze projecten zijn niet risico-gedreven, omdat TenneT wettelijk verplicht is deze projecten binnen een bepaalde periode uit te voeren³⁰. Nut en noodzaak voor deze investeringen liggen hiermee vast.

Een klantaansluiting is een aansluiting van een grote producent of afnemer op het transportnet van TenneT. Het gaat daarbij om de aansluiting op één of meer velden van een 110 kV- tot 380 kV-station en eventueel ook om de verbinding van de klantlocatie tot het station. Deze projecten komen voor rekening van de klant. Uitbreidingen in het netwerk als gevolg van een klantaansluiting, de zogenoemde diepe netinvesteringen, komen voor rekening van TenneT. Deze projecten zijn opgenomen in de uitbreidingsinvesteringen.

Een reconstructie is een project waarbij op verzoek van derden, meestal gemeenten, provincies of andere infrastructuurbeheerders, aanpassingen worden doorgevoerd aan de infrastructuur van TenneT. Denk hierbij aan het verkabelen van hoogspanningslijnen, het verleggen van verbindingen of het verhogen van masten.

Kenmerkend voor klantaansluitingen en reconstructies is dat niet ieder verzoek leidt tot een realisatieopdracht. Deze onzekerheid wordt meegenomen in de portfolio door een kans van doorgang te koppelen aan het project, die afhankelijk is van de fase waarin het project verkeert.

Een ander kenmerk is dat de kosten (grotendeels) vergoed worden door de aanvrager.

Klantaansluitingen worden geheel vergoed, bij reconstructies is de vergoeding afhankelijk van de rechtspositie. Er is hier sprake van twee mogelijke rechtsposities:

- De infrastructuur van TenneT ligt op vergunning. De kosten zijn voor rekening van TenneT
- Er is een zakelijk recht overeenkomst (ZRO) van TenneT met de grondeigenaar. De kosten zijn voor rekening van de aanvrager.

Voor reconstructies in opdracht van Rijkswaterstaat en ProRail geldt een verbijzondering van de rechtspositie, vastgelegd in de NKL-regeling die door

TenneT geaccepteerd is. Binnen deze regeling geldt voor reconstructies aan infrastructuur binnen het beheersgebied van Rijkswaterstaat of ProRail dat:

- bij kruisende infrastructuur een deel van de kosten niet in aanmerking komt voor vergoeding aan TenneT
- bij langsliggende infrastructuur de kosten vergoed worden op basis van de leeftijd van de betrokken componenten: de vergoeding is nihil als de componenten 15 jaar of ouder zijn.

11.1 Investerings

11.1.1 Algemeen

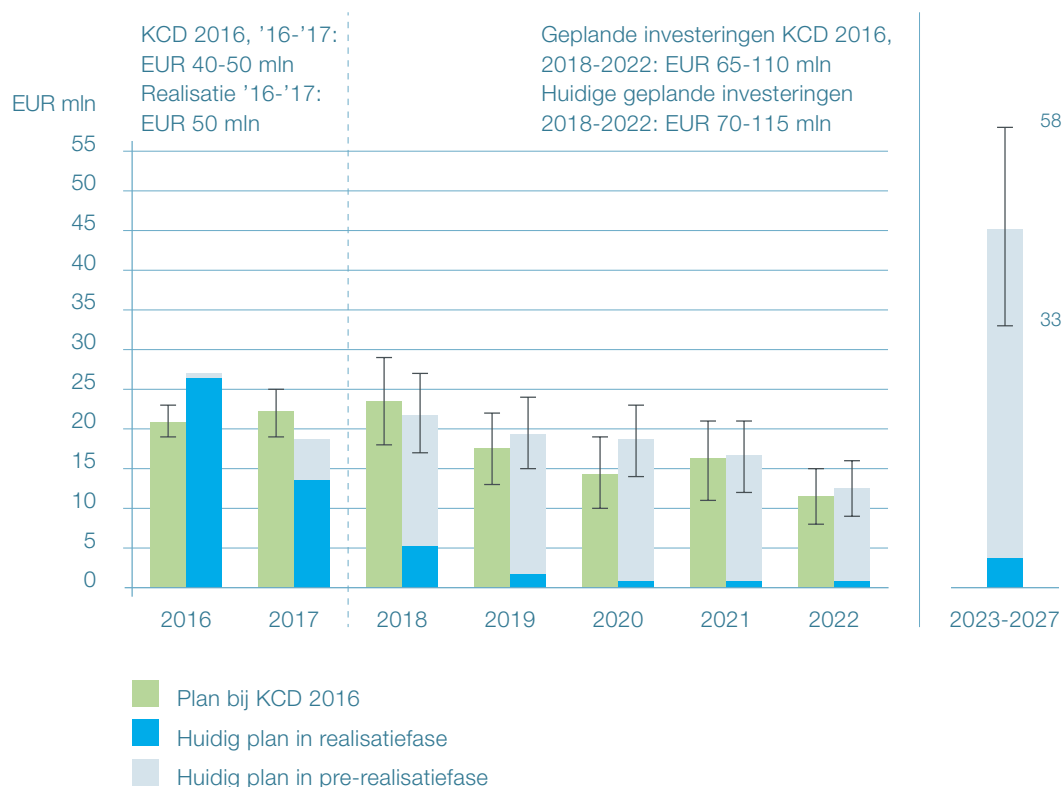
Voor klantaansluitingen zijn de gerealiseerde kosten in 2016 en 2017 EUR 2 mln hoger dan gepland (EUR 32 mln versus EUR 30 mln). Dit komt vooral door de in 2017 gerealiseerde kosten voor nieuwe projecten. Tevens zijn enkele projecten eerder afgerond dan verwacht werd in het vorige KCD, met een kostenverschuiving van 2017 naar 2016 tot gevolg. Voor de komende 5 jaar ligt de kostenschatting hoger ten gevolge van nieuwe projecten, met name voor aansluitingen van wind- en zonneparken.

Voor reconstructies ligt de realisatie in 2016 en 2017 in zijn totaliteit EUR 1 mln hoger dan in het vorige KCD (EUR 14 mln versus EUR 13 mln), maar zijn de kosten eerder gevallen dan gepland. Voor de komende 5 jaar ligt de investeringsbehoefte ongeveer EUR 1 mln per jaar hoger dan in het vorige KCD. Dit is exclusief het Programma Verkabeling met een voorlopige inschatting van ruim EUR 7 mln per jaar over de gehele zichtperiode.

Het Programma Verkabeling

Het Programma Verkabeling is een verzameling verkabelingsprojecten in een aantal gemeenten, verspreid over Nederland. Als gevolg van het voorgenomen besluit van het ministerie van Economische

³⁰ Voor klantaansluitingen volgt deze periode uit artikel 23 van de Elektriciteitswet, voor reconstructies uit overeenkomsten die TenneT met derden aangaat.



Figuur 11.1 Investeringsvolume klantaansluitingen en reconstructies

Zaken om burgers en bedrijven via de energierekening bij te laten dragen aan verkabeling van bestaande hoogspanningslijnen in stedelijke gebieden, verwacht TenneT een toename in het aantal aanvragen. Op basis van het wetsvoorstel als onderdeel van de wetgevingsagenda STROOM is 25% van de kosten voor de betreffende gemeente en wordt 75% van de kosten via de energierekening betaald, daar waar oorspronkelijk 100% van de kosten voor rekening van de aanvrager kwamen. Het ministerie heeft een overzicht opgesteld van 47 in aanmerking komende trajecten in even zoveel gemeenten. In totaal bedraagt de lengte van deze trajecten 140 km. Op basis van een kilometerprijs van (ruim) EUR 3 mln ontstaat aldus een stelpost van EUR 440 mln.

Twee trajecten zijn al uitgevoerd, namelijk in Apeldoorn en Maastricht. De kosten van deze projecten zijn in mindering gebracht op het programma, waardoor dit programma momenteel nog EUR 418 mln bedraagt.

Omdat de gemeenten, ondanks de bijdrage vanuit de energietarieven, ook zelf een behoorlijke bijdrage

dienen te leveren, schat TenneT de kans van doorgang van de overige trajecten in op 35%, waardoor de huidige inschatting van te realiseren kosten voor de zichtperiode ruim EUR 7 mln per jaar bedraagt.

11.1.2 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar zijn 20 klantaansluitingen en 12 reconstructies afgerond. Bij de klantaansluitingen, die typisch tussen EUR 0,5 mln en EUR 3 mln kosten voor bouw van een veld, zit één afwijking. Dit betreft een aansluiting die bijna EUR 10 mln heeft gekost, doordat naast de aansluiting op een veld ook een kabeltracé aangelegd werd tussen de klantlocatie en het 150 kV-station. Bij de opgeleverde reconstructies liggen de kosten gemiddeld op ruim EUR 1 mln per project, met een spreiding van EUR 0,1 mln tot EUR 2,4 mln.

11.1.3 Bestaande projecten in realisatiefase

Er zijn vijf klantprojecten in realisatie die al bekend waren in het vorige KCD. Deze projecten vertegenwoordigen een totale kostenraming van EUR 11 mln en zullen naar verwachting begin 2019 afgerond zijn.

Er zijn acht reconstructies in realisatie die al bekend waren in het vorige KCD. Dit is inclusief vijf stelposten voor reconstructies die kleiner zijn dan EUR 250k. Deze projecten vertegenwoordigen een totale kostenraming van EUR 18 mln.

11.1.4 Bestaande projecten in pre- realisatiefase

Er zijn 11 klantprojecten in pre-realisatie die al bekend waren in het vorige KCD. Deze projecten vertegenwoordigen een totale kostenraming van EUR 43 mln.

Er is één reconstructie in pre-realisatie die al bekend was in het vorige KCD. Ook het Programma Verkabeling bevindt zich in de pre-realisatiefase.

11.1.5 Stopgezette projecten

Er zijn vier projecten (drie klantaansluitingen en één reconstructie) stopgezet ten opzichte van het vorige KCD omdat de klanten hebben afgezien van uitvoering.

11.1.6 Nieuwe projecten

Sinds het vorige KCD zijn er 20 nieuwe klantprojecten in de portfolio opgenomen voor EUR 43 mln en vier reconstructies met een gezamenlijke kostenraming van EUR 2 mln. De hoge gemiddelde kosten per nieuw klantproject (ruim EUR 2 mln) worden veroorzaakt door één project van EUR 17 mln waarbij, naast drie velden en de aansluiting op die velden, ook de transformatoren door TenneT geleverd en geplaatst worden.

Gezien het aantal stopgezette en nieuwe projecten in afgelopen twee jaar, kan geconcludeerd worden dat het totale aantal klantprojecten en reconstructies toeneemt, wat in lijn is met de groeiende economie. Toch is ook het dynamische profiel van nieuwe en vervallen aanvragen kenmerkend, waardoor de totale kostenraming een aanzienlijke onzekerheid kent.