

Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2016

Deel II: Investeringsplan 2016-2025

Inhoud

01. Totaaloverzicht risico-investeringsdeel	4
1.1 Totaaloverzicht investeringen	5
1.2 Totaaloverzicht risico's	11
1.3 Vergelijking met KCD 2013	13
02. Methodiek	15
2.1 Verantwoording aggregatieniveau	17
2.2 Bepalen van capaciteitsknelpunten	17
2.3 Bepalen van kwaliteitsknelpunten	24
2.4 Risico-investeringsmethodiek	25
03. Ramen capaciteitsbehoefte	32
3.1 Ontwikkeling elektriciteitsvraag en belasting	33
3.2 Ontwikkeling opgesteld productievermogen	39
3.3 Resultaten marktsimulatie	43
04. Capaciteitsuitbreidingen 380kV- en 220kV-net	48
4.1 Nut en noodzaak van investeringen in het 380kV- en 220kV-net	50
4.2 Gevoeligheidsanalyses	60
4.3 Algehele staat van het net	61
4.4 Investerings algemeen	64
4.5 Investerings in Large Cluster-projecten	65
4.6 Overige investeringen in het 380kV- en 220kV-net	97
05. Capaciteitsuitbreidingen 110kV-net regio Noord	102
5.1 Nut en noodzaak van investeringen in Friesland	103
5.2 Nut en noodzaak van investeringen in Groningen en Drenthe	105
5.3 Nut en noodzaak van investeringen in Overijssel en in de Noordoostpolder	109
5.4 Algehele staat van het net	112
5.5 Investerings	113
06. Capaciteitsuitbreidingen 150kV-net regio Oost	116
6.1 Nut en noodzaak van investeringen in Flevoland, Gelderland en Utrecht	117
6.2 Algehele staat van het net	123
6.3 Investerings	123
07. Capaciteitsuitbreidingen 150kV-net regio Zuid	128
7.1 Nut en noodzaak van investeringen in Zeeland	129
7.2 Nut en noodzaak van investeringen in Noord-Brabant	132
7.3 Nut en noodzaak van investeringen in Limburg	138
7.4 Algehele staat van het net	140
7.5 Investerings	143

Inhoud

08. Capaciteitsuitbreidingen 150kV-net regio West	147
8.1 Nut en noodzaak van investeringen in Noord-Holland	148
8.2 Nut en noodzaak van investeringen in Zuid-Holland	155
8.3 Algehele staat van het net	159
8.4 Investerings	161
09. Functionaliteitsuitbreidingen	165
9.1 Nut en noodzaak van investeringen in functionaliteit	166
9.2 Algehele staat van het net	168
9.3 Investerings	169
10. Vervangingen	173
10.1 Nut en noodzaak van vervangingsinvesteringen	174
10.2 Algehele staat van het net	178
10.3 Investerings	182
11. Klantaansluitingen en reconstructies	188
11.1 Investerings	189

01

Totaaloverzicht risico-investeringsdeel



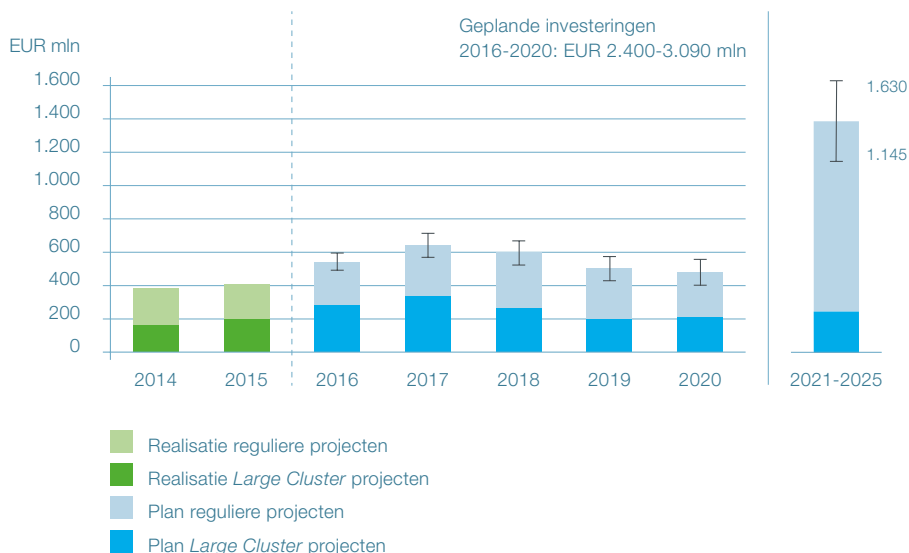
1.1 Totaaloverzicht investeringen

Investerings zijn noodzakelijk voor het behoud van een robuust net. Het borgen van kwaliteit van levering en veiligheid zijn in dit proces de belangrijkste doelen. Marktontwikkelingen geven aanleiding tot netuitbreidingen. Verder moet het bestaande net in stand gehouden worden; door veroudering en overige defecten gaat de kwaliteit van de bestaande infrastructuur namelijk in principe achteruit. Dit Investeringsplan omvat het totaal van al deze investeringen met een zichtperiode van 10 jaar, dus van 2016 tot 2025. Ongeveer de helft van de investeringen, bijna EUR 2 mrd, zit in zogeheten Large Cluster-projecten. Deze clusters vallen veelal onder de Rijkscoördinatieregeling en lossen meestal grote knelpunten in het landelijke 380kV-net op.

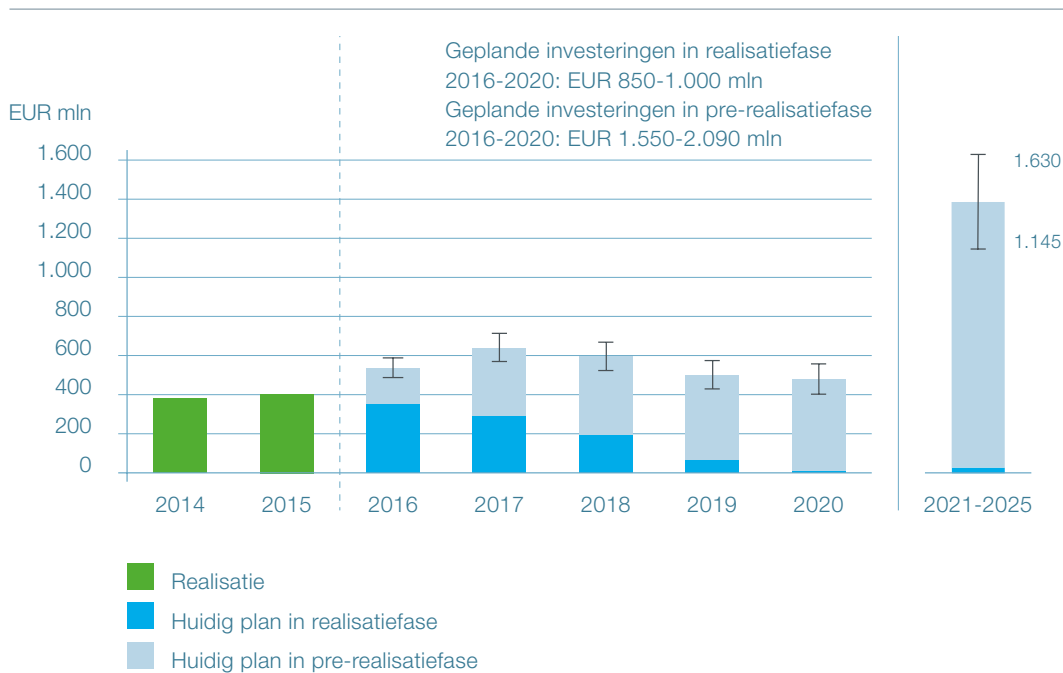
TenneT investeert het komend decennium naar verwachting tussen EUR 3,5 mrd en EUR 4,7 mrd. Vanuit het in bezit hebben en houden van bestaande infrastructuur dient er echter ook rekening gehouden te worden met nieuwe, nog niet concreet te voorziene knelpunten in het net. De financiële consequenties hiervan manifesteren zich met name in het tweede gedeelte van de zichtperiode (2021-2025) en worden opgenomen

in het Investeringsplan als deze knelpunten geïdentificeerd zijn. Figuur 1-1 laat de verdeling van de investeringen per jaar zien, uitgesplitst naar Large Cluster-projecten en reguliere projecten.

De totale investeringsportfolio van TenneT is onzeker doordat projecten in verschillende fasen zijn. Deze onzekerheid wordt meegenomen door 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 2016 – 2020 is gepland rond de EUR 920 mln 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.



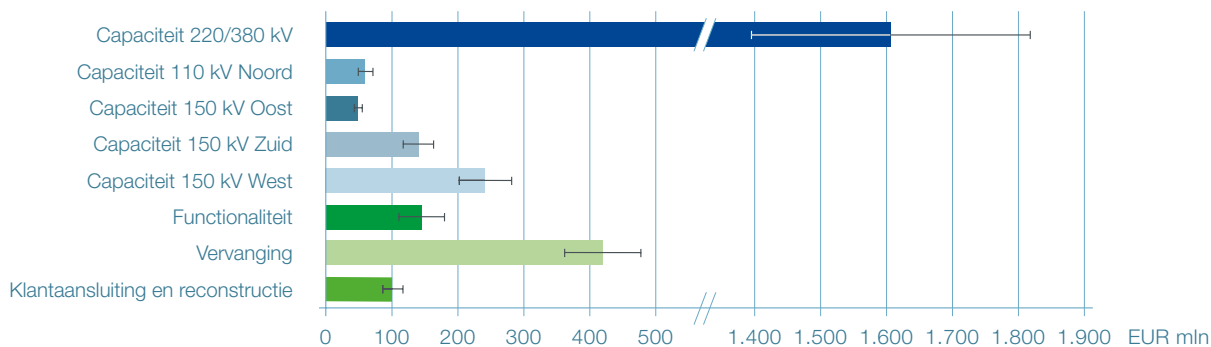
Figuur 1-1 Totaaloverzicht investeringen naar projecttype (Large Cluster vs. regulier)



Figuur 1-2 Totaaloverzicht investeringen naar projectfase

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, en vragen derden TenneT soms 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 net van 220 kV en 380 kV en vier regio's voor de verschillende 110/150kV-netten. Figuur 1-3 geeft deze verdeling weer, plus de investeringen die horen bij ieder van deze netvlakken.

Het grootste deel van de investeringen in de periode van 2016 tot 2020 is bestemd voor capaciteitsuitbreiding van het 220/380kV-net. Hiervoor wordt EUR 1.395 mln tot EUR 1.820 mln geïnvesteerd. Meer dan 80% hiervan is bestemd voor Large Cluster-projecten, namelijk Noord-West 380 kV, Zuid-West 380 kV, Doetinchem-Wesel 380 kV en Randstad 380 kV Noordring. Het doel van deze projecten is het faciliteren van grote hoeveelheden elektriciteitsproductie in het noorden en zuidwesten van Nederland en elektriciteitstransport van en naar Duitsland. Andere belangrijke projecten zijn de aanleg van de HVDC-kabel naar Denemarken (COBRA) en



Figuur 1-3 Totaaloverzicht investeringen naar aard, 2016-2020

het cluster 'Beter Benutten' om de bestaande 380kV-ring op te waarderen. Om de capaciteit van het 150kV-net in de regio Zuid uit te breiden, is tussen de EUR 115 mln en EUR 160 mln nodig in de periode van 2016 tot 2020. Een ander belangrijk project behelst de wijziging van het aardingsconcept in Zuid-Nederland. Voor capaciteitsuitbreidingen van het 150kV-net in de regio West moet tussen 2016 en 2020 EUR 200 mln tot EUR 280 mln geïnvesteerd worden. Deze regio bevat vooral projecten die in pre-realisatiefase zijn.

TenneT verwacht in de periode 2016 – 2020 tussen de EUR 110 mln en EUR 180 mln te investeren in uitbreiding van functionaliteit. Belangrijke (clusters van) projecten zijn de fysieke beveiliging van stations, de aanleg van een glasvezelinfrastructuur en het monitoren van de spanningskwaliteit.

De kosten voor vervangingsinvesteringen worden voor de periode 2016 – 2020 geraamd op een totaalbedrag van EUR 360 mln tot EUR 475 mln. Belangrijk hierbinnen is het cluster Renovatie Secundair (RenSec) voor de vervanging van secundaire componenten (vooral beveiliging en besturing). De voorziene investeringen in vervangingen zijn verhoogd op basis van nieuwe inzichten over de conditie van bepaalde componenten in het hoogspanningsnet.

Klantaansluitingen en reconstructies zijn relatief onzeker, omdat derden de kosten geheel of gedeeltelijk voor hun rekening moeten nemen en zodoende deels zelf mogen beslissen over de technische uitvoering van voorziene maatregelen.

1.1.1 Investeringsplan Wind op Land

Met de recente wijziging van de Elektriciteitswet¹ dient TenneT in het KCD aan te geven welke investeringen noodzakelijk zijn voor de ontsluiting van windparken die zijn opgenomen zijn in de Structuurvisie Windenergie op Land. Deze Structuurvisie is gebaseerd op een akkoord tussen het Rijk en de provincies over het realiseren van 6.000 MW operationeel windturbinevermogen in 2020. Het realiseren van deze doelstelling is een gedeelde verantwoorde-

lijkheid van Rijk, provincies, gemeenten en marktpartijen zoals bekrachtigd in het Nationaal Energieakkoord. Volgens de RVO Monitor Wind op Land 2016 (derde editie, maart 2016) was eind 2015 een totaal vermogen van 2.950 MW geïnstalleerd.

De verwachting is dat veel initiatiefnemers voor windparken in 2016 SDE+ subsidie zullen aanvragen, in 2017 willen starten met de bouw en in 2018 willen worden aangesloten. Ter voorbereiding stelt TenneT in samenwerking met de betrokken regionale netbeheerders per provincie een Netvisie-document op, waarmee alternatieven voor benodigde aanpassingen in het elektriciteitsnet worden verkend. Deze documenten worden afgestemd met de provincies, zodat overeenstemming wordt bereikt over de uitgangspunten. Uit de beschreven alternatieven wordt een voorkeursalternatief gekozen, dat per provincie wordt gerapporteerd in een Netplan. Netvisie en Netplan beschrijven studies en ontwerpen, die kunnen worden uitgevoerd voordat de betrokken partijen een concrete aanvraag doen. Op deze manier wordt een belangrijke tijdswinst geboekt.

De aanleg van windparken staat in Nederland onder grote maatschappelijke druk. Het is daarom van tevoren niet met zekerheid aan te geven welke plannen daadwerkelijk gerealiseerd zullen worden. Als de plannen doorgaan, hebben die in meer of mindere mate gevolgen voor de hoogspanningsnetten.

De meeste windturbineprojecten zijn gepland in de kustprovincies en in het IJsselmeer. Gezien de vermogens kunnen deze windparken doorgaans via de regionale netbeheerders worden aangesloten. Enkele grote windparken kunnen rechtstreeks op het hoogspanningsnet van TenneT worden aangesloten.

In het 110/150kV-net is een aantal projecten gaande (zie Tabel 1-1), waardoor sommige van de windparken die nu en in de nabije toekomst worden gerealiseerd kunnen worden aangesloten. In Noord-Holland wordt een nieuw

¹ Wet van 23 maart 2016 tot wijziging van de Elektriciteitswet 1998 (tijdig realiseren doelstellingen Energieakkoord).

150kV-station Middenmeer gebouwd, dat met 150kV- kabelverbindingen wordt verbonden met de 150kV-stations Anna Paulowna en Westwoud. Dit nieuwe onderstation faciliteert de regionale netbeheerder, die de uitbreidingen van het windturbinevermogen in de Wieringermeerpolder aansluit. In de Noordoostpolder worden alle windparken aangesloten op het nieuwe 110kV-station Westermeerdijk. In Zuid-Holland wordt een nieuw 150kV-station Middelharnis gebouwd. Het windpark Krammer (provincie Zeeland) zal daarop worden aangesloten.

De Netvisies beschrijven oplossingsrichtingen voor netaanpassingen in Groningen, Drenthe, Friesland, Flevoland, Noord-Holland, Zuid-Holland en Noord-Brabant (zie Tabel 1-1). In de overige provincies vinden de aanpassingen plaats in het domein van de regionale netbeheerders.

Tabel 1-1

Investerings in de ontsluiting van Wind op Land						
Provincie	Provinciale doelstelling	Deelgebied	Beoogd windturbine-vermogen	Alternatieven	Relatie met projecten	
Groningen	855 MW	Eemshaven	150 tot 250 MW	Alle individuele windparken laten clusteren tot één rechtspersoon, die aansluit op RBP220		
				Uitbreiden 220/20kV-station Eemshaven Oost tot een volwaardig 220kV-station		
				Nieuw 110kV-station Eemshaven Midden		
				Nieuw 220/20kV-aansluitstation Eemshaven Oost 2		
		Delfzijl	195 MW	Deels aansluiten via Enexis en deels de windparken laten clusteren tot één rechtspersoon, die aansluit op WEW220	Aansluiten op 110kV-station Delfzijl Weiwerd met verzwaren 110kV-verbinding Delfzijl Weiwerd – Groningen Hunze	
					Aansluiten op 220kV-station Weiwerd via RNB. Twee 220/20kV-trafo's op één 220kV-veld. Uitbreiden hal en 220kV-rail met één veld	
					N33	120 MW
Friesland	530 MW	Windpark Fryslan	316 MW	Aansluiting op 220kV-station Oude Haske (Heerenveen)		
				Aansluiten op MNZL110, nieuw 110kV-station, versterken 110kV-net		
				Aansluiten op HBY110, nieuwe 110kV-dubbelsluit kabelverbinding LSM-HBY		
				Aansluiten op MNZL110, uitbreiden station MNZL110, nieuwe 110kV-dubbelsluit kabelverbinding OHK-MNZL		
Drenthe	285	Drentse Monden	150 MW	Aansluiten op MEE110		
				Aansluiten via RNB op drie 110kV-stations in combinatie met diverse netverzwaringen		
		Emmen	96 MW	Aansluiten via RNB		
		Coevorden	40 MW	Aansluiten via RNB		
Overijssel	85 MW	nvt	nvt	Geen netuitbreidingen in het kader van Wind op Land voorzien		
Noord-Holland	685 MW	Kop van Noord-Holland	480 MW	Buiten reeds lopende projecten worden geen netuitbreidingen in het kader van Wind op Land voorzien.	De Weel, Middenmeer en aansluiting datacentra in Westwoud (Agriport)	
		Noordzeekanaal	230 MW	Buiten reeds lopende projecten worden geen netuitbreidingen in het kader van Wind op Land voorzien.		

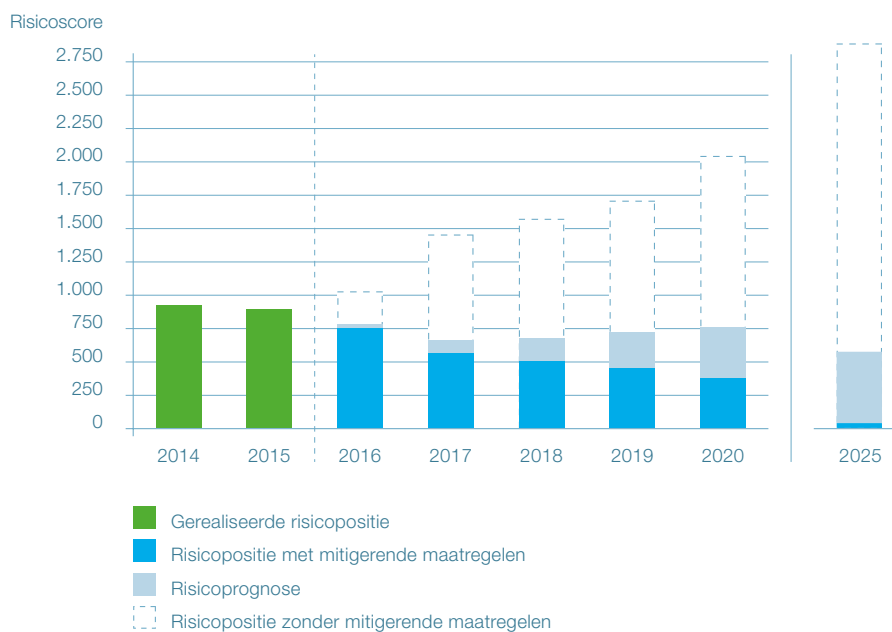
Tabel 1-1 vervolg

Investerings in de ontsluiting van Wind op Land					
Provincie	Provinciale doelstelling	Deelgebied	Beoogd windturbine-vermogen	Alternatieven	Relatie met projecten
Flevoland	1390 MW	Zuid (Zeewolde)	250 - 350 MW	Windparken Zeewolde laten aansluiten op ZWO150	Splitsing FGU-net (Flevoland, Gelderland, Utrecht)
				Aankoop grond en verlenging railsysteem ZWO150 voor vier nieuwe 150kV-transformatorvelden	Splitsing FGU-net (Flevoland, Gelderland, Utrecht)
		Oost (Dronten)	305 MW	Windparken deelgebied Oost laten aansluiten op DRT150	Splitsing FGU-net (Flevoland, Gelderland, Utrecht)
				Aankoop grond en verlenging railsysteem voor vier nieuwe 150kV-transformatorvelden	Splitsing FGU-net (Flevoland, Gelderland, Utrecht)
		Noord en West (Lelystad)	217 MW + 85 MW	Windparken deelgebieden Noord en West laten aansluiten op LLS150	Splitsing FGU-net (Flevoland, Gelderland, Utrecht)
				Ombouw bestaand kabelveld van eenheid FL30 naar een transformatorveld, verlenging railsysteem voor drie nieuwe 150kV-transformatorvelden	Splitsing FGU-net (Flevoland, Gelderland, Utrecht)
NOP	413 MW	Nieuw 110-kV station Westermeerdijk	Cluster Noordoostpolder		
Zuid-Holland	735 MW	Rotterdamse Haven, Hoeksche Waard	510 MW	Buiten reeds lopende projecten worden geen netuitbreidingen in het kader van Wind op Land voorzien.	Station Middelharnis en verbinding Geervliet-Middelharnis
		Goeree Overflakkee	225 MW + 126 MW (Krammer)	Aansluiten via RNB op 150kV-station Middelharnis; voor n-1 situaties gebruik maken van dynamic cable rating en congestiemanagement	
				Aansluiten via RNB op 150kV-station Middelharnis en uitbreiden met derde kabel Middelharnis-Geervliet Noord	
		Aansluiten via RNB op 150kV-station Middelharnis en op 50kV-station Ooltgensplaat en verzwaren 50kV-net			
Utrecht	65 MW	nvt	nvt	nvt	
Gelderland	230 MW	nvt	nvt	Geen netuitbreidingen in het kader van Wind op Land voorzien	
Zeeland	570 MW	OSK (Oosterscheldekering)-net	150 MW	Geen netuitbreidingen in het kader van Wind op Land voorzien; WP Krammer (126 MW) via Middelharnis-Geervliet Noorddijk	Station Middelharnis en verbinding Geervliet-Middelharnis
Noord-Brabant	470 MW	A16	100 - 140 MW	Uitbreiding 150kV-stations Moerdijk, Princenhage, Etten en Zevenbegschenhoek	
		West Brabant (Moerdijk e.o.)	200 MW	Uitbreiden 150kV-stations Waalwijk, ook ivm 100MW-criterium	
Limburg	95 MW	nvt	nvt	Geen netuitbreidingen in het kader van Wind op Land voorzien	

1.2 Totaaloverzicht risico's

Bij normaal gebruik en onder invloed van externe ontwikkelingen ontstaan knelpunten in het net. De ernst van een knelpunt wordt door TenneT weergegeven in een risico: een combinatie van de kans dát er iets misgaat en de gevolgen áls er iets misgaat. Als TenneT niet op de risico's inspeelt en geen mitigerende maatregelen neemt, neemt het risico sterk toe tot 2025. Dit feit onderstreept het belang van investeren. Figuur 1-4 geeft een overzicht van het risicoprofiel, zowel met als zonder mitigerende maatregelen.

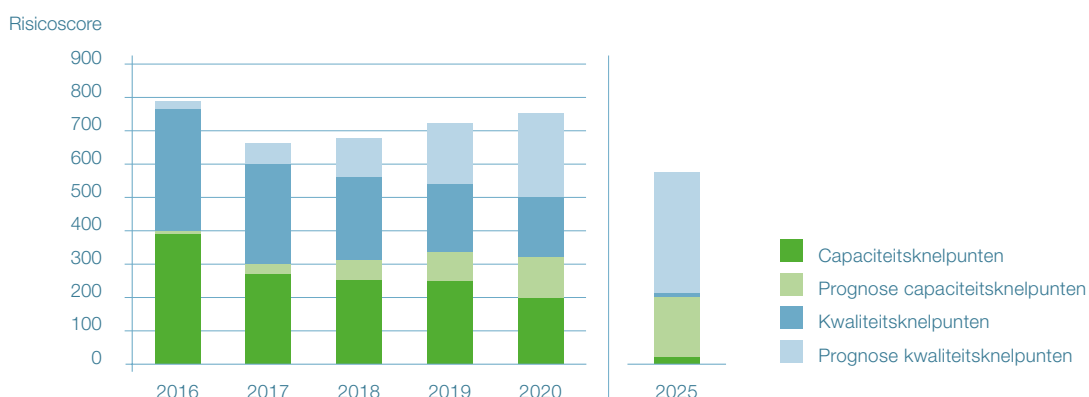
TenneT monitort continu het ontstaan van nieuwe knelpunten en de ontwikkeling van bestaande knelpunten, onder meer in termen van risico's, en zorgt voor passende maatregelen. Hierdoor zal het totale risicoprofiel van 2016 tot 2025 dalen. Houden we echter ook rekening met nieuwe, niet eerder geïdentificeerde knelpunten, dan leidt dit tot een meer stabiel risicoprofiel. Deze knelpunten en de mitigatie daarvan zijn opgenomen in een risicoprognose. De financiële consequenties hiervan worden opgenomen in het Investeringsplan als er concrete knelpunten geïdentificeerd zijn.



Figuur 1-4 Totale risicoprofiel

In Figuur 1-5 is het risicoprofiel uitgesplitst naar kwaliteits- en capaciteitsknelpunten, waarbij kwaliteitsknelpunten opgelost worden door zowel vervangingsinvesteringen als investeringen in uitbreiding van functionaliteit. Zoals deze figuur laat zien, neemt het relatieve belang van kwaliteitsknelpunten toe met de tijd. Dat komt enerzijds door een stijging van het risico als

gevolg van veroudering en gebruik van componenten. Anderzijds neemt het risicoprofiel voor capaciteitsknelpunten licht af: bekende capaciteitsknelpunten worden opgelost en nieuwe knelpunten zijn er maar weinig door het ontbreken van grote wijzigingen in belasting en productie.



Figuur 1-5 Totale risicoprofiel naar type

1.2.1 Overzicht van de belangrijkste asset-gerelateerde risico's

Tabel 1-2 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 weergegeven.

Tabel 1-2

Top 5 belangrijkste asset risico's					
Knelpunt	Risico-categorie	Bedrijfswaarden	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	Hoofdstuk
Delfzijl Weiwerd - Groningen Hunze, niet voldoen aan n-1 criterium	> 100	Financieel, Compliance	Bestaand	Uitbreiden transformatorcapaciteit	Capaciteitsuitbreidingen 110kV-net regio Noord
Veroudering secundaire componenten prioriteit 2	10 - 100	Veiligheid, Financieel	Bestaand	RenSec	Vervangingen
Veroudering steunisolatoren rail Krimpen	10 - 100	Kwaliteit van Levering, Financieel, Reputatie	Bestaand	Vervangen dubbelrail GIS	Vervangingen
Verzakking nabij Terwinselen-Schoonbron-Limmel	10 - 100	Veiligheid, Reputatie	Nieuw	Caverne dichtmaken	Vervangingen
Veroudering GIS Velsen	10 - 100	Kwaliteit van Levering, Milieu	Nieuw	Vervangen GIS	Vervangingen

1.3 Vergelijking met KCD 2013

Om ontwikkelingen in de afgelopen twee jaar uit te lichten, vergelijken we zowel de investeringsportfolio als het risicoprofiel met de stand van zaken ten tijde van het KCD 2013. De vergelijking is gebaseerd op de geïdentificeerde projecten en knelpunten.

1.3.1 Vergelijking investeringen met KCD 2013

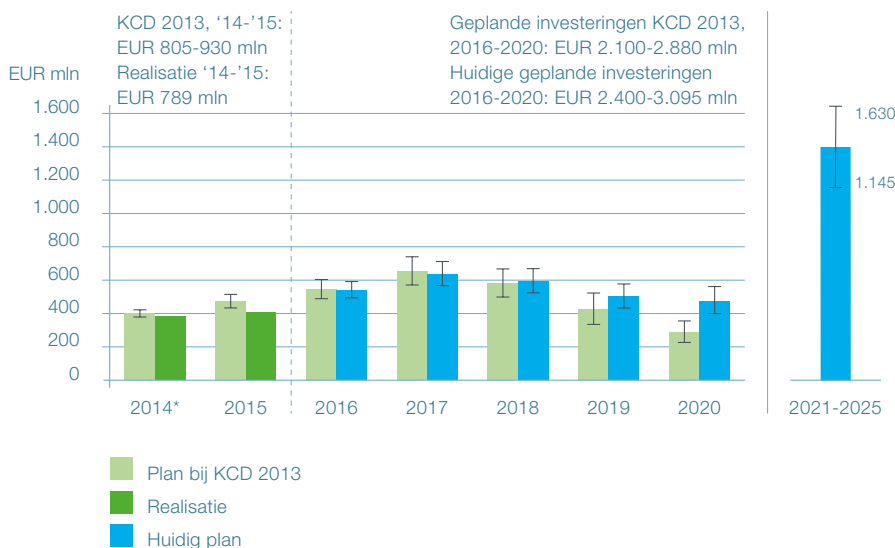
In de afgelopen twee jaar zijn verschillende belangrijke projecten afgerond, waaronder het cluster Randstad 380 kV Zuidring en het cluster Noordoostpolder (dat zich in de afrondende fase bevindt). In 2014 en 2015 heeft TenneT in totaal EUR 789 mln geïnvesteerd. Daarmee is minder gerealiseerd (in financiële zin) dan gepland, wat impact heeft op de gerealiseerde risicopositie (zie paragraaf 1.3.2). Laten we de Large Cluster-projecten buiten beschouwing, dan was de realisatie (EUR 426 m) eveneens lager dan gepland (EUR 486 m).

Het huidige plan ligt hoger dan het plan ten tijde van het KCD 2013. De aanpassingen vallen grotendeels binnen de onzekerheidsmarge, maar niet in 2020. De toename van de geplande

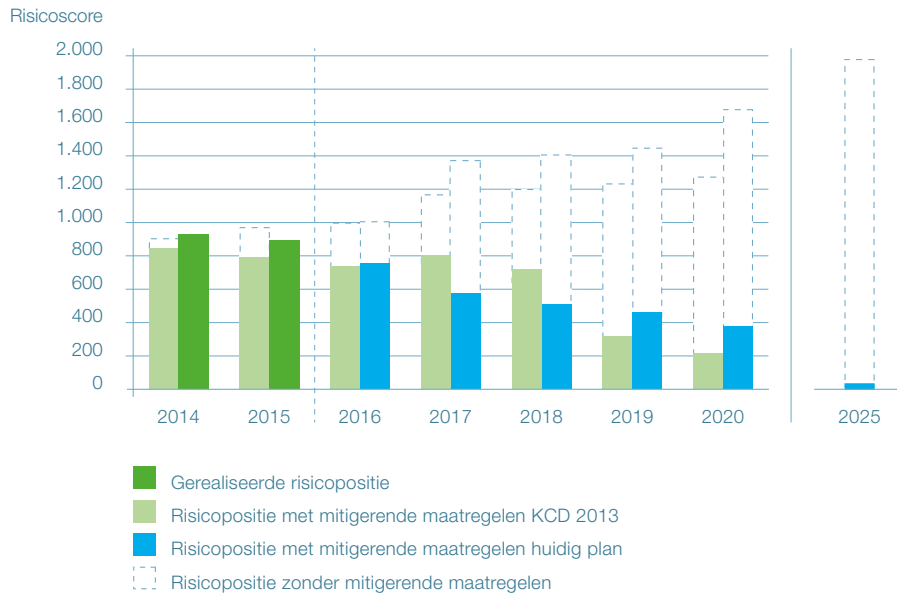
toekomstige vervangingen in dat jaar is daarvan grotendeels de oorzaak, met meer dan een verdubbeling van de geplande investeringen voor 2020 tot EUR 110 miljoen ten opzichte van het KCD 2013. Tracéwijzingen in het nog onzekere cluster Zuid-West 380 kV (Oost) leiden daarnaast tot een verschuiving van budget van 2019 naar 2020.

1.3.2 Vergelijking risicoprofiel met KCD 2013

Het risicoprofiel weergegeven in Figuur 1-7 laat de wijzingen ten opzichte van het KCD 2013 zien. De voorziene toename in 2019 en 2020 is te verklaren uit nieuwe knelpunten en de vertraging van lopende projecten, waardoor risico's later gemitigeerd worden. In 2017 en 2018 is het risicoprofiel lager dan aanvankelijk geschat. Veranderde marktomstandigheden en de daaruit voortvloeiende netberekeningen leiden tot het vervallen of beperkter optreden van bepaalde (eerder) geïdentificeerde knelpunten. De afname wordt ook veroorzaakt door vernieuwde, meer nauwkeurige risico-beoordelingsmethoden, waardoor voor bestaande knelpunten een lagere risicoscore is berekend.



Figuur 1-6 Vergelijking investeringen met KCD 2013



Figuur 1-7 Vergelijking risicoprofiel met KCD 2013 (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 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 typisch uitmonden in uitbreidingsinvesteringen², bestaat de eerste stap uit het in kaart brengen en modelleren van de ontwikkelingen in elektriciteitsvoorziening. Het gaat daarbij vooral om vraag en aanbod van elektriciteit, en we bekijken de situatie zowel nationaal als internationaal. In de tweede stap worden die resultaten in een netmodel door-gerekend om het net te toetsen aan de criteria uit de Netcode³. Wanneer verbindingen of stations niet aan de criteria voldoen, worden ze aangemerkt als een knelpunt.

Voor kwaliteitsrisico's, die typisch uitmonden 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 Investeringsplan, dan worden de maatregelen ook nader gekwantificeerd. Daaruit ontstaat de investeringsportfolio.

In onderstaande paragrafen lichten we de methodes achter de vijf deelstappen van Figuur 2-1 nader toe.

² Er zijn ook investeringen in de uitbreiding van functionaliteit. Deze volgen uit knelpunten die ontstaan door externe factoren die onze (primaire) infrastructuur beïnvloeden.

³ Het net is in dit KCD, zoals in het KCD 2013, getoetst aan de criteria die volgen uit de aanbevelingen in "Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet", Ministerie van Economische Zaken, augustus 2013. Deze criteria waren voorzien vastgelegd te worden in een Algemene Maatregel van Bestuur 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.

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 110/150kV-netten is vervolgens een onderverdeling gemaakt naar 4 regio's⁴. Deze onderverdeling verschaft ons inzicht in de investeringen per logisch deelgebied (netberekeningen worden uitgevoerd voor het landelijke 220/380kV-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 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 220/380kV-netvlak en het 110/150kV-netvlak.

Speciale clusters worden op project- of programmaniveau behandeld, vanwege hun grote financiële of strategische belang. Voorbeelden hier van zijn de Large Cluster-projecten, die vaak vallen onder de Rijkscoördinatieregeling.

2.2 Bepalen van capaciteitsknelpunten

2.2.1 Modelleren van de capaciteitsbehoefte

We hebben te maken met een steeds verdergaande internationalisering van de elektriciteitsmarkt en een sterke toename van aanbodvolgend zon- en windvermogen in Noordwest-Europa. Op basis van die tendensen hebben we bij de raming van de capaciteitsbehoefte van het nationale transportnet niet alleen voor Nederland maar ook voor omliggende landen de ontwikkelingen in de elektriciteitsvoorziening bepaald. Specifiek gaat het hierbij om ontwikkelingen in:

- elektriciteitsvraag en –belasting;
- opgestelde productiecapaciteit van zowel conventionele centrales als zon- en windvermogen;
- prijzen van brandstoffen en CO₂-emissierechten om de inzet van centrales te bepalen;
- transportcapaciteit tussen landen.

De methodiek die TenneT heeft gebruikt om de onzekerheden in bovenstaande ontwikkelingen in scenario's te groeperen, is gebaseerd op de stappen uit Figuur 2-2.



Figuur 2-2 Toegepaste methode voor het vaststellen van scenario's en de bijbehorende raming van belasting en productie

⁴ 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.

In kaart brengen ontwikkelingen

Ontwikkelingen in de Noordwest-Europese elektriciteitsvoorziening worden gemonitord en geanalyseerd op consequenties voor het transportnet.

Vaststellen scenario's

De scenario's uit het vigerende *Ten Years Network Development Plan*⁵ (TYNDP) en het voorgaande KCD vormen de basis voor nieuwe scenario's. Deze toetsen we op basis van de verzamelde informatie uit de eerste stap op actualiteit. Indien nodig passen we ze aan.

Kwantificeren scenario's

Voor de kwantificering van de scenario's hanteren we verschillende bronnen. Voor de prognose van de binnenlandse elektriciteitsvraag vormt de Nationale Energieverkenning (NEV) de basisbron⁶. 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 vertrekpunt voor de vraagprognose bestaat uit de historische verbruikscijfers van het CBS. Voor de grootgebruikers 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. Eigenaars van productiemiddelen met een vermogen kleiner dan 2 MW – bijvoorbeeld 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 Leveringszekerheid*⁷.

Data van buurlanden over verbruik, productie en interconnectiecapaciteit zijn afkomstig van ENTSO-E zoals verzameld voor hun *Ten Years Network Development Plan* (TYNDP) en *System Outlook & Adequacy Forecast*⁸.

De raming van de kosten van brandstoffen en CO₂-emissierechten is gebaseerd op prijs-scenario's uit de jaarlijkse *World Energy Outlook* van het International Energy Agency⁹ (IEA).

Deze data worden gemodelleerd om te komen tot een verwachting van de belasting en productie. Daarbij gaan we uit van een ruimere periode dan de wettelijke zichtperiode van het Investeringsplan, namelijk 15 in plaats van 10 jaar. Door de periode ruimer te nemen, kunnen we tijdig maatregelen gaan onderzoeken voor toekomstige knelpunten op verbindingen en stations. De doorlooptijd van deze maatregelen van identificatie tot realisatie kan namelijk lang kan zijn. Om de berekeningen in het model beheersbaar te houden, rekenen we niet elk jaar door, maar de vier steekjaren: 2017, 2020, 2025 en 2030.

Uitvoeren marktsimulaties

Als eerste stap van de marktsimulaties stellen we de zogeheten merit order vast. Centrales zijn daarin gerangschikt op basis van oplopende marginale kosten. Door te streven naar het systeem met de laagste kosten geeft deze merit order een indicatie van de inzet van centrales.

Op basis van de elektriciteitsvraag, de beschikbaarheid van centrales en overige technische eigenschappen van het systeem stellen we vervolgens per week de meest kosteneffectieve inzet van centrales vast, met een resolutie van één uur.

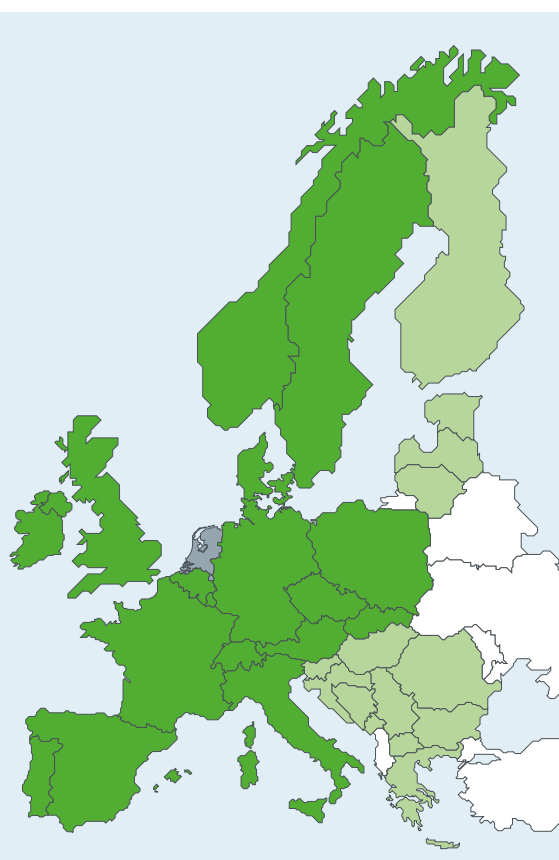
⁵ ENTSO-E, *10-Year Network Development Plan 2014*, 2014

⁶ Dit rapport is gebaseerd op de NEV van 2014, aangezien de publicatie van de NEV 2015 niet op tijd was om mee te nemen in de consultatie en het marktmodel. Op basis van een vergelijking van de resultaten is bepaald dat tussen NEV 2014 en 2015 geen verschillen bestaan die naar verwachting een significante uitwerking hebben op de resultaten van het Investeringsplan.

⁷ TenneT, *'Monitoring Leveringszekerheid'*, 2014

⁸ ENTSO-E, *'Scenario Outlook & Adequacy Forecasts 2014-2030'*, 2014

⁹ IEA, *World Energy Outlook 2014*, 2014



- Nederland
- Detail modellering (TYNDP + SO&AF data)
- Gemodelleerd met een vast profiel
- Niet gemodelleerd

- 2011 was een jaar met een milde winter en een hoog aanbod van zon- en windvermogen. Dit klimaatjaar is ook gebruikt in het KCD 2013 en is mede daarom een goede referentie;
- 2012 was een jaar met een extreme vorstperiode in Noordwest-Europa en een relatief laag aanbod van zonvermogen.

In de marktsimulaties vormt Nederland een deel van het Europese elektriciteitssysteem. Hierdoor is de inzet van Nederlandse centrales afhankelijk van de karakteristieken van het grotere systeem. Als perimeter is hierbij de gebiedsindeling van ENTSO-E voor de Noordzee-regio aangehouden (zie Figuur 2-3), zodat aansluiting met de uitgangspunten voor het ENTSO-E netinvesteringsplan van deze regio¹⁰ is geborgd. Daarom zijn de landen in de Noordzee-regio van ENTSO-E in detail gemodelleerd en overige relevante landen in Europa met een vast profiel.

Ieder land wordt gemodelleerd als een 'koperen plaat'. Dat wil zeggen dat een producent of verbruiker zich overal in het land kan vestigen en handelen, zonder beperkt te worden door de netinfrastructuur. In de modellering is voor de koppeling tussen landen de netto transportcapaciteit aangehouden, oftewel de verwachte hoeveelheid beschikbare transportcapaciteit die door TSO's veilig ter beschikking kan worden gesteld.

Belasting en productie per uur

Het resultaat van de marktsimulaties is de meest-kosteneffectieve inzet van productiemiddelen van alle landen in de perimeter. Deze informatie vormt, samen met een set van uurwaarden van belasting, de input voor de netberekeringen.

Figuur 2-3 Perimeter van marktsimulaties

Thermische eenheden worden groepsgewijs gemodelleerd, waarbij we de centrales voornamelijk indelen op basis van brandstof, technologie en efficiëntie. De invoeding van stromingsbronnen, zoals wind en zon, modelleren we met profielen per land, afkomstig uit het TYNDP. De profielen zijn afgeleid van historische meteorologische data, waardoor correlaties van profielen tussen landen verzekerd zijn. De profielen voor de vraag zijn gebaseerd op eigen assessments.

Om de grote verscheidenheid in het aanbod van zon en wind in het simulatiemodel goed te kunnen beschrijven, zijn uit het totaal van meteorologische gegevens over de periode 2000-2014 drie sterk afwijkende klimaatjaren geselecteerd, die elk zijn doorgerekend:

- 2010 was een jaar met een koude winter en een gemiddeld aanbod van windvermogen;

¹⁰ ENTSO-E, "Regional Investment Plan 2014 North Sea", 2014

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

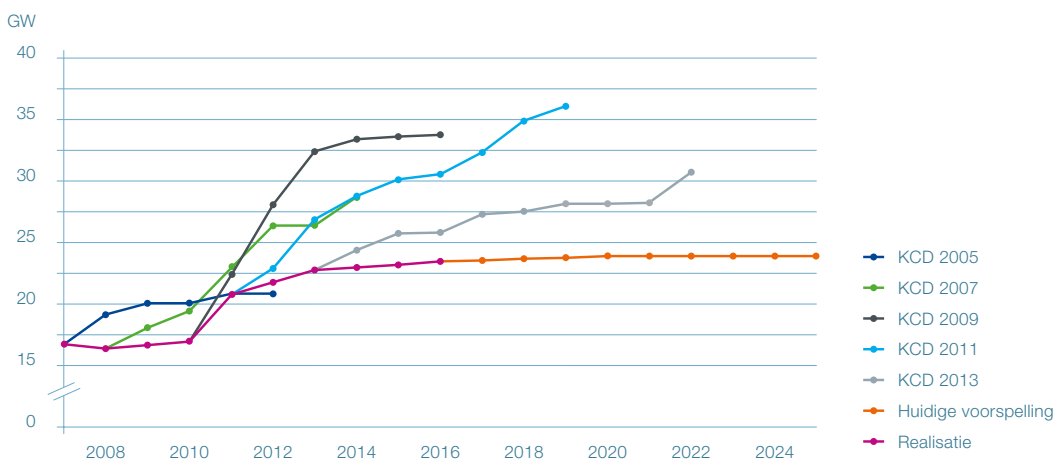
De methode die TenneT hanteert om de betrouwbaarheid van de raming van de transportbehoefte vast te stellen, bestaat in eerste instantie uit de identificatie van de onzekerheden in vraag en aanbod die de grootste impact op het net kunnen hebben. Voor deze identificatie voegen we eerst de informatie samen die aangesloten producenten, grootverbruikers en regionale netbeheerders wettelijk verplicht zijn aan TenneT op te leveren. Vervolgens toetsen we dit totaaloverzicht aan o.a. historische groeicijfers van het verbruik, prognoses van het Centraal Plan Bureau over de ontwikkeling van de economie en vuistregels ten aanzien van productie over benodigde hoeveelheden vermogens. Op basis van deze toetsing is tot nu toe de ontwikkeling van het grootschalig productievermogen als grootste onzekere factor voor de netplanning geïdentificeerd. Vanwege de schaalgrootte van centrales is dit ook logisch, omdat iedere verandering in dit type vermogen meteen impact heeft op het transportnet.

Zoals Figuur 2-4 laat zien, heeft TenneT in de afgelopen tien jaar in de netplanning rekening moeten houden met een grote hoeveelheid nieuwbouwplannen voor centrales waarvan

uiteindelijk slechts circa een derde is gerealiseerd.

Om te zorgen dat voorziene netuitbreidingen in de pas blijven lopen met de plannen voor nieuwbouw van centrales, heeft TenneT besloten in ieder geval bij ieder nieuw KCD/Investeringsplan de nut en noodzaak van de relevante netinvesteringen te herijken. Dit heeft onder andere geleid tot een aanpassing in de scope van het project Noord-West 380 kV.

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 op de behoefte aan transportcapaciteit kunnen hebben. Bij verbruiksentwikkelingen gaat het zowel om technologische ontwikkelingen die leiden tot besparingen (bijvoorbeeld efficiëntere huishoudelijke apparatuur) als om nieuwe gebruiksvormen die leiden tot extra verbruik (bijvoorbeeld elektrisch vervoer en warmtepompen). Naast de door netgebruikers opgegeven plannen brengen we de behoefte aan transportcapaciteit als gevolg van deze ontwikkelingen separaat in kaart, als toets voor de inschatting van de robuustheid van de berekening van de transportbehoefte.



Figuur 2-4 Voorspeld en gerealiseerd centraal thermisch productievermogen in de periode 2007-2025

De recente geschiedenis leert ook dat ontwikkelingen in overheidsbeleid (in zowel binnen- als buitenland) een onzekere factor zijn die een aanzienlijke impact op de ontwikkeling van het Nederlandse transportnet kan hebben. Zo heeft de 'Energiewende' in Duitsland geleid tot een extra belasting van het Nederlandse transportnet vanwege doortransporten van elektriciteit die geproduceerd wordt door windturbines in Noord-Duitsland. Het recente politieke voorstellen in Nederland om naast oude kolencentrales ook de nieuwe kolencentrales te gaan sluiten, kan, afhankelijk van de snelheid waarmee de centrales gesloten worden, consequenties hebben voor één of meer grote netuitbreidingen.

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. Aangezien de criteria in de concept AMvB de huidige praktijk van de Netcode op punten aanscherpt, is voor dit Investeringsplan 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 mei 2015. Voor de verschillende steekjaren wordt het netmodel aangevuld met de tussentijds gerealiseerde uitbreidingen, mits die projecten zich op 1 mei 2015 in de realisatiefase bevonden.

Voor de netberekeningen voor het landelijke 220/380kV-net zijn drie regio's aangewezen (Eemshaven, Maasvlakte en Borssele) waar hoge invoeding van vermogen tot problemen kan leiden. Voor elk steekjaar zijn voor deze drie regio's netberekeningen uitgevoerd. Daarbij kregen telkens de marginale- kosteneenheden in één van de drie 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 zijnd net. De vermogensstromen worden berekend bij uitval van achtereenvolgens alle voor de berekeningen relevante circuits, transformatoren en productie-eenheden.

Uitval van een railsysteem is alleen doorgerekend voor 220kV- en 380kV-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.

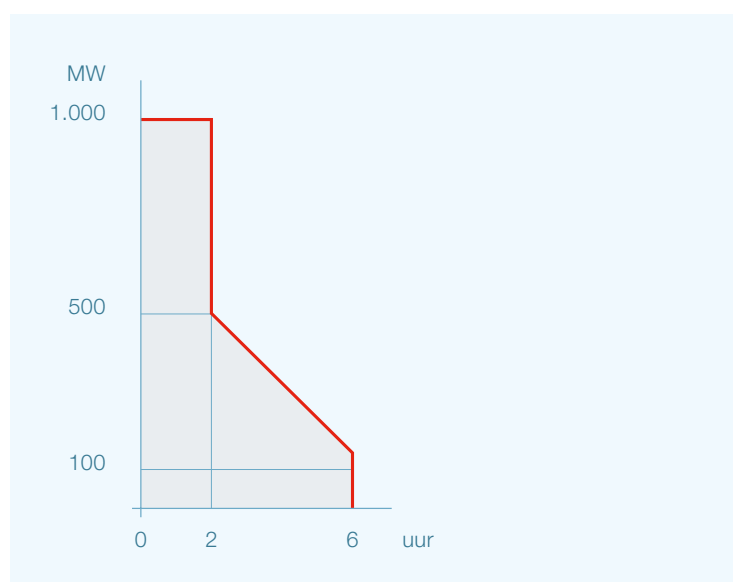
Enkelvoudige storing tijdens onderhoud (n-2)

De enkelvoudige storing tijdens onderhoud is doorgerekend als gepland onderhoud aan één relevant circuit, transformator of productie-eenheid in combinatie met een (ongeplande) 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 Investeringsplan geduid als een 100MW/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 220kV- en 380kV-netvlak);
- een onderbreking van meer dan 1.500MW-productie;
- onderbreking van de elektriciteitsvraag in het onderliggende net die qua omvang en hersteltijd groter is dan de gedefinieerde maximale vermogens-tijdcurve (zie Figuur 2-5).



Figuur 2-5 Maximale vermogens-tijdcurve die de toegestane onderbreking van de elektriciteitsvraag als gevolg van een railstoring bij onderhoud aangeeft

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 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 één-fase- als de driefasenkortsluitstroom zijn 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 leest u hoe de ernst van de knelpunten is bepaald voor het landelijk 220kV- en 380kV-net en de regionale 110kV- en 150kV-netten.

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

Om de ernst van de knelpunten in het landelijk 220/380kV-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 220/380kV-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 110/150kV-transportnet

Voor een juiste analyse van de knelpunten in de 110/150kV-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 referentiescenario. Dit resulteert in een aantal zogeheten plannings-situaties, die specifiek dienen om die situaties nader te onderzoeken waarin zich op basis van de DC-loadflowberekeningen knelpunten lijken voor te doen. Het resultaat van de analyse van de plannings-situaties levert de uiteindelijke knelpunten op. In tegenstelling tot het 220/380kV-net wordt de ernst van het knelpunt bepaald door de mate van overbelasting enerzijds en het aantal plannings-situaties waarin het knelpunt zich manifesteert anderzijds.

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.



Figuur 2-6 Scores Health Index

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 2-6:

- **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 2013 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 beoordelen we op basis van leeftijd, inspectie-

gegevens 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.

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, sturen we op een gecombineerde en gestandaardiseerde componentvervangings in het 110/150kV- en in het 220/380kV-netvlak. Om deze nieuwe aanpak in de praktijk te testen, volgt eerst een pilot op een aantal 110/150kV-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-investeringsdeel van het Investeringsplan spelen het risicoregister en de investeringsportfolio een cruciale rol. Het risicoregister bevat alle risicogerelateerde knelpunten van de infrastructuur, voorzien van een risicoscore. Om deze knelpunten te mitigeren worden in principe¹¹ investeringsprojecten

gedefinieerd. Daarmee is de investeringsportfolio grotendeels¹² risico-gedreven. Zowel het risicoregister als de investeringsportfolio zijn constant aan verandering onderhevig. Een momentopname van het risicoregister en de investeringsportfolio dient daarom als basis voor het Investeringsplan.

Voor het opstellen van het plan zijn feitelijk twee momentopnames gebruikt. Ten eerste een baseline, de verwachtingen van ca. twee jaar geleden waartegen gerapporteerd wordt. Aangezien het KCD 2013 de laatste publieke verslaglegging is geweest en de knelpuntenanalyses hiermee worden vergeleken, is gekozen voor die momentopname van het risicoregister en de investeringsportfolio die in lijn is met het KCD 2013. Het KCD wordt in december gepubliceerd en het verwerken van de daarin opgedane inzichten in de informatiebronnen vergt tijd. Daarom is als baseline gekozen voor het risicoregister en de investeringsportfolio van eind Q1 2014, waarin die inzichten zijn verwerkt. Daarbij moeten we één belangrijke kanttekening maken voor de Large Cluster-projecten. De verwerking van de KCD 2013-resultaten in de Large Cluster-plannen heeft op een later moment plaatsgevonden en is vastgelegd in het interne Annual Investment Plan 2015-2024. Dit rapport van medio 2014 bevat enkel een raming van investeringen vanaf 2015. Daarom is in dit plan een vergelijking met de geraamde investeringen voor 2014 niet te maken.

De tweede momentopname is de basis voor het huidige plan. Hiervoor zijn het risicoregister en de investeringsportfolio van Q3 2015 gebruikt.

2.4.2 Risicoprofiel

Het verloop van het risicoprofiel over de jaren heen geeft een indicatie van de prestaties en de kwaliteit van het transportnet. Een lager risicoprofiel betekent een voorziene betere prestatie en kwaliteit van het net, terwijl een hoger risico-profiel een voorziene slechtere prestatie en kwaliteit van het net voorspelt.

¹¹ Alleen wanneer een knelpunt op een of meer van de bedrijfswaarden Medium (0,01 – 1) of hoger scoort wordt een project geïnitieerd.

¹² Niet-risicogedreven zijn investeringen op verzoek van derden (klantaansluitingen en reconstructies) en rechtstreeks daaraan gerelateerde aanpassingen aan het net.

Tabel 2-1

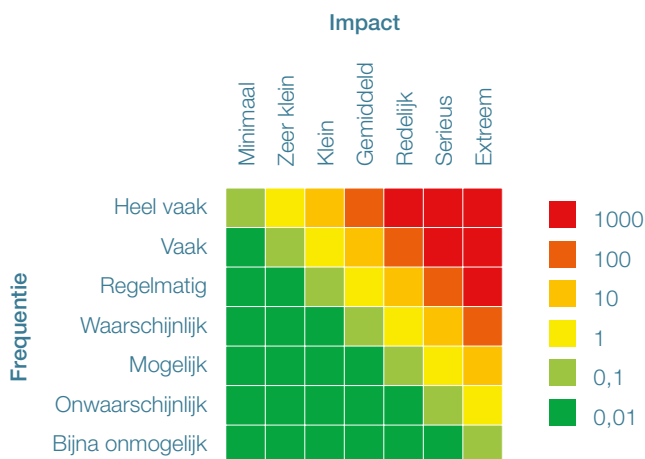
Overzicht bedrijfswaarden en weging		
Bedrijfswaarde	Omschrijving	Weging
Veiligheid	Aantal en zwaarte van ongevallen	29%
Kwaliteit van Levering	Beschikbaarheid van het net en <i>power quality</i>	21%
Financieel	Verwachte kosten	14%
Compliance	Straffen en boetes bij niet voldoen aan eisen	13%
Milieu	Herstelbaarheid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

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 actueel datum. Vanaf die datum kan het risico optreden, en ieder gerelateerd project heeft een inbedrijfname (IBN)-datum, de datum waarop we voorzien dat het knelpunt is opgelost. Gedurende de periode dat het knelpunt actueel is en de IBN van de bijbehorende maatregel in de toekomst ligt, telt het risico mee in het

risicoprofiel. Het risicoprofiel weerspiegelt enkel alle geïdentificeerde risico's. De op termijn voorziene instroom van nog te identificeren knelpunten wordt opgenomen in de prognoses, 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, logaritmische mate van risico per knelpunt. Een overzicht van de bedrijfswaarden en de weging is weergegeven in Tabel 2-1. Ieder knelpunt komt na weging in één van de zes risicocategorieën terecht. Deze categorieën zijn logaritmisch van opbouw: 0-0,01; 0,01-0,1; 0,1-1; 1-10; 10-100; >100.

Voor de risicoscore per bedrijfswaarde worden de impact en frequentie gecombineerd. Figuur 2-7 bevat de risicomatrix. Deze geeft schematisch de totstandkoming van de risicoscore per bedrijfswaarde weer. De score wordt kwantitatief uitgedrukt in een logaritmische schaal van 0,01 tot 1000.



De 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 van de zeven bedrijfswaarden wordt voor elke bedrijfswaarde in zeven categorieën geclassificeerd. De impact van veiligheid wordt bepaald aan de hand van het aantal en de zwaarte van ongevallen waarbij TenneT personeel, voor TenneT werkende aannemers of

Figuur 2-7 Risicomatrix

derden betrokken zijn. Het risico 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. Financiële impact wordt gemeten door verwachte kosten die voort kunnen vloeien uit het bestaan van het betreffende knelpunt, zoals de kosten die volgen uit het herstellen van de energietoevoer en de wettelijke compensatiekosten bij overschrijding van een bepaalde uitvalduur. Reputatie omvat de mate van zowel media- 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 door de mate van herstelbaarheid van de potentiële schade aan het milieu, bijvoorbeeld door lekkage van SF6-gas, olie lekkage en CO₂-emissie.

Voor een individueel knelpunt wordt de risicoscore bepaald als een gewogen gemiddelde van de scores op de bedrijfswaarden. De weging van bedrijfswaarden 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, dit verklaart de relatief lage weging van Compliance. Verder heeft Reputatie een lage weging omdat deze categorie veelal samengaat met risico's op Veiligheid en Kwaliteit van levering.

De risicoscore voor bepaalde knelpunten kan verschillen in de tijd. Zo houden we 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 vervangingsknelpunten 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.

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 netberekeningen. 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 de fysieke beveiliging van stations. Verder bevat de portfolio Klantaansluiting- en reconstructieprojecten. Deze komen van klanten die aangesloten willen worden op het net of derden die vanwege andere infrastructurele werkzaamheden een wijziging van het net noodzakelijk maken. Het initiëren en uitvoeren van deze projecten ligt vaak buiten de beslissingsbevoegdheid van TenneT, vandaar dat erin minder detail over wordt gerapporteerd. Aan deze projecten zijn ook geen knelpunten verbonden, hoewel het al dan niet doorgang vinden van bepaalde aansluitingen wel kan leiden tot nieuwe knelpunten in het net of wegvallen van eerder geïdentificeerde knelpunten.

Projectfasen

Projecten in de portfolio doorlopen verschillende fasen (zie Tabel 2-2). Ze starten in de initiatie-/studiefase, de fase waarin het project het meest onzeker is. In deze periode verkennen we verschillende oplossingsrichtingen voor een bepaald knelpunt, wat uitmondt in een voorkeursalternatief. Hierna komt een project in

Tabel 2-2

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

de basisontwerpfase. Hier vindt de verdere uitwerking van het voorkeursalternatief plaats. Het project is nog altijd onzeker. In het Investeringsplan worden deze twee fasen gezamenlijk omschreven als de pre-realiseratiefase. Na de basisontwerpfase gaat een project over in 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-realiseratie fase.

De opgenomen grafieken in dit plan geven de splitsing tussen projecten in pre-realiseratie- en realisatiefase weer. Dit betekent niet dat al het budget dat in deze fase in de figuren wordt weergegeven aan deze projectfase 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 detail onderbouwd dan voor projecten die op dit moment in pre-realiseratiefase zijn.

De budgetonzekerheid in dit Investeringsplan 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 ene 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. Het effect is alleen zichtbaar in de bandbreedte rondom de totale budgethoogte.

Large Clusters en reguliere projecten

In de investeringsportfolio zijn de Large Cluster-projecten binnen de capaciteitsprojecten een separaat onderdeel. Wanneer we in dit Investeringsplan specifiek aan deze projecten refereren, doen we dat expliciet. Het onderscheid is van belang in de toegepaste methodiek en wijze van toelichting. Large Clusters omvatten clusters van projecten die gezamenlijk kapitaal-intensieve infrastructurele programma's vormen. Alle clusters worden gekenmerkt door één of meer kapitaalintensieve uitbreidingen van het net c.q. nieuwe verbindingen, veelal aangevuld met relatief kleinere projecten die net-technisch onlosmakelijk verbonden zijn aan de grote uitbreiding. Het betreft projecten van nationaal belang waarvoor een groot aantal vergunningen verkregen en procedures doorlopen moeten worden om tot een Rijksinpassingsplan (RIP) te komen. Om dit proces te coördineren en waar mogelijk te versnellen, 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 in het Investeringsplan meer in 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 performance van het net als het risico-profiel 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 of uitbreiding bewerkstelligen. Dergelijke clusters worden eveneens expliciet uitgelicht en toegelicht.

Portfolio-governance

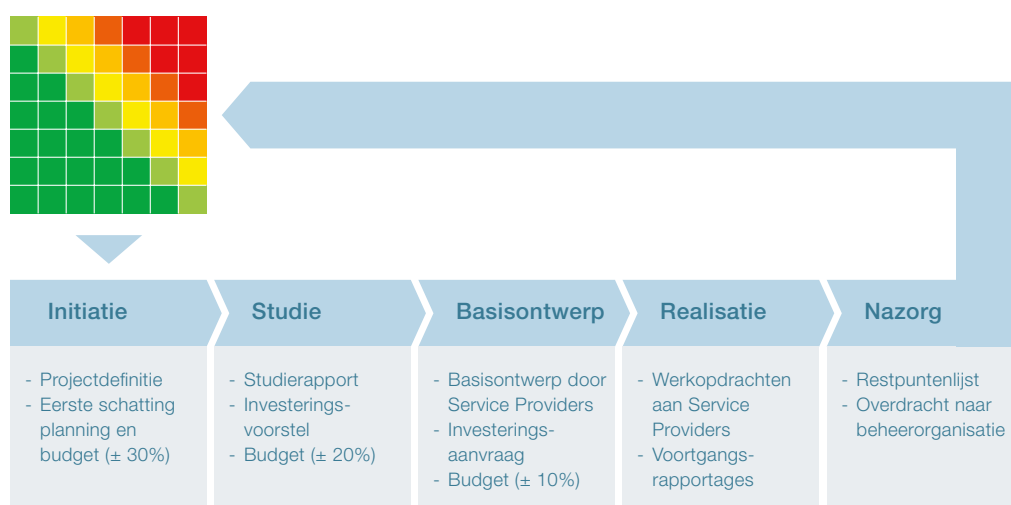
De governance-structuur borgt dat knelpunten in een vroegtijdig stadium worden aangepakt en er formele monitoring plaatsvindt van de oplossingsrichting. Hierdoor is steeds de officiële documentatie beschikbaar die ten grondslag ligt aan de gegevens in de investeringsportfolio.

De governance-structuur is erop gericht dat potentiële knelpunten van een risicobeoordeling worden voorzien. Wanneer de risicobeoordeling voor één of meer bedrijfswaarden een waarde 1 of hoger scoort, wordt er een project aangeemaakt in de investeringsportfolio. De afronding van de studiefase resulteert in een **Investeringsvoorstel** waarin diverse alternatieven om het betreffende knelpunt te mitigeren worden uiteengezet en een voorkeursalternatief wordt aangedragen. Na een akkoord op het

Investeringsvoorstel wordt het betreffende project in de investeringsportfolio aangepast in lijn met het gekozen alternatief. Het voorkeursalternatief evolueert vervolgens tot een basisontwerp, waarna een Investeringsaanvraag wordt ingediend. In deze aanvraag zijn scope, budget en planning verder in detail bepaald. Na een akkoord op de Investeringsaanvraag wordt het betreffende project in de investeringsportfolio aangepast conform de planning en het budget zoals gepresenteerd in de **Investeringsaanvraag**. Tijdens de looptijd van het project kan de op dat moment beschikbare informatie aanleiding zijn om een tussentijds Exception Report in te dienen. Dit kan betrekking hebben op de ernst van het knelpunt dat moet worden opgelost, of de voorziene (aanzienlijke) wijziging in benodigd budget voor of doorlooptijd van het betreffende project. Na een akkoord op het **Exception Report** wordt het betreffende project in de investeringsportfolio aangepast op basis van de nieuwe inzichten. Op deze manier blijft de investeringsportfolio (op hoofdlijnen) actueel. In Figuur 2-8 is dit proces schematisch weergegeven.

De eerder beschreven klantaansluitingen en reconstructies maken ook deel uit van de governance-structuur.

Capaciteits- of Kwaliteitsknelpunt



Figuur 2-8 Schematische weergave projectfasen

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. Bij de planning van individuele projecten wordt haalbaarheid van de parallelle uitvoering van diverse projecten niet altijd direct 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. Een zogenoemde portfoliocorrectie wordt daarom toegepast op de governance-portfolio, zodat de resulterende portfolio een realistische verwachting geeft van het geheel aan investeringsprojecten.

Deze portfoliocorrectie wordt niet toegepast op de Large Cluster-projecten. Zij kennen hun eigen dynamiek en spelen zich relatief separaat af van de overige projecten. Voor Large Clusterprojecten 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.

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 portfoliocorrectie drie stappen onderscheiden: correctie voor waarschijnlijkheid, budget en planning. Deze correcties zijn voor dit plan zowel toegepast op de KCD 2013-portfolio als op de investeringsportfolio die als basis dient voor dit Investeringsplan.

Er is onderscheid gemaakt tussen TenneT-projecten (capaciteitsuitbreidingen, functionaliteitsprojecten en vervangingsprojecten) en klantprojecten (klantaansluitingen en reconstructies). Dit onderscheid bestaat omdat de klant bij klantgedreven projecten het tempo en in veel gevallen ook de scope bepaalt.

De 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 de investeringen per jaar in de portfolio te vermenigvuldigen met de waarschijnlijkheidsfactor. Hoewel deze gecorrigeerde cijfers op projectniveau geen weerspiegeling zijn van de werkelijkheid, kunnen ze bepaalde portfolio-effecten ondervangen.

De budgetcorrectie vergelijkt uiteindelijk gerealiseerde kosten per project met de ramingen in de portfolio. De TenneT-projecten worden in initiatie-/studiefase gemiddeld overschat qua kosten met ongeveer 20%. Dit valt te verklaren doordat de definitieve scope en oplossingen van een project in deze fase nog gedefinieerd moeten worden. Na afloop is de kostenschatting ongeveer 10% lager dan de uiteindelijk gerealiseerde kosten. In de realisatiefase is de kostenschatting wederom met ongeveer 10% overschat. Voor klantprojecten geldt een andere conclusie; de kostenschatting wordt in de studiefase onderschat met ongeveer 10% en in de basisontwerpfase overschat met ongeveer 30%, waarna in de realisatiefase het budget met 10% wordt overschat.

Met betrekking tot de planningscorrectie zijn historisch geschatte IBN's vergeleken met daadwerkelijk gerealiseerde IBN's. Alle projecten vertragen gemiddeld genomen, wat logisch is gegeven de opzet van de investeringsportfolio. Bij TenneT-projecten wijkt de schatting in de initiatie-/studiefase gemiddeld ruim twee jaar af van de gerealiseerde IBN. Deze afwijking is ruim een jaar in de basisontwerpfase, terwijl de afwijking voor projecten in realisatiefase ongeveer een half jaar bedraagt. Dit is in lijn met de verwachting dat de planning zekerder wordt naarmate het project vordert.

Voor klantprojecten geldt een vertraging van gemiddeld een jaar in de initiatie-/studiefase. De afwijking is ongeveer drie kwartalen in de basisontwerpfase, terwijl in de realisatie nog maar een half jaar vertraging optreedt. Bij dit type projecten dient opgemerkt te worden dat het tempo veelal door de klant wordt bepaald.

Hoewel op deze vertragingen gecorrigeerd moet worden, heeft TenneT het tempo van deze projecten daarmee doorgaans niet in eigen hand.

2.4.5 Prognoses

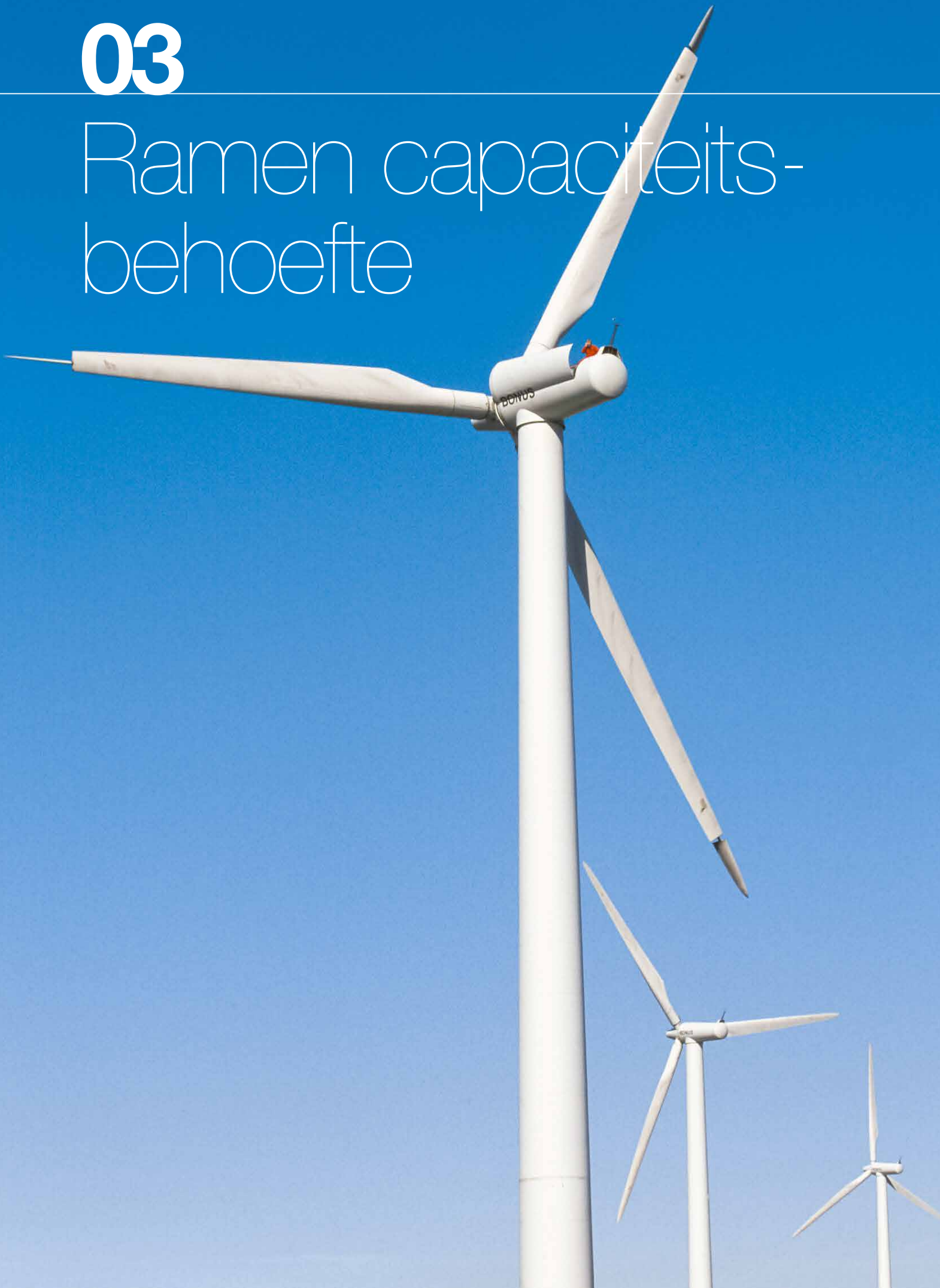
Het risicoregister bevat slechts knelpunten die op dit moment geïdentificeerd zijn. Dit leidt tot een risicoprofiel dat afneemt met het mitigeren van de knelpunten door het uitvoeren van de investeringsprojecten. In de toekomst zullen nieuwe knelpunten geïdentificeerd worden en om hiervoor te corrigeren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

De risicoprognose is de resultante van twee effecten: het in de toekomst identificeren van nieuwe knelpunten – en vaststellen dat bepaalde knelpunten komen te vervallen – en het vervolgens mitigeren van die nieuwe knelpunten. Het eerste effect is gekwantificeerd aan de hand van een historische analyse van het jaarlijkse netto-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 dan ook dat ze niet uitgesplitst zijn naar netvlak of regio en alleen voor het gehele net worden getoond. In de figuren over het risicoprofiel van een regio/netvlak zal dit profiel dan ook typisch sterk afnemen richting het laatste jaar van de zichtperiode, omdat de geïdentificeerde knelpunten worden opgelost en er geen prognoses worden weergegeven.

03

Ramen capaciteits- behoefte



Dit hoofdstuk beschrijft de ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt die relevant zijn voor het vaststellen van de toekomstige capaciteitsbehoefte van het Nederlandse transportnet vanaf 110 kV. De toekomstige behoefte aan transportcapaciteit wordt bepaald door de toekomstige inzet van productiemiddelen en belasting in binnen- en buitenland. De combinatie van deze factoren bepaalt de door de markt gewenste vermogens-transporten, die door het hoogspanningsnet gefaciliteerd moeten kunnen worden. De methodologische aanpak voor het vaststellen van de ramingen van vraag en aanbod van elektriciteit staan beschreven in paragraaf 2.2.1.

Afwijkend van de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas, houdt TenneT voor de raming van vraag en aanbod een zichtperiode van vijftien in plaats van tien jaar aan. Dat doen we om tijdig onderzoek te kunnen starten naar maatregelen voor toekomstige knelpunten op verbindingen en stations. De huidige praktijk laat immers zien dat de doorlooptijd voor de aanleg van een verbinding (zelfs bij toepassing van de Rijkscoördinatieregeling) tot meer dan tien jaar kan oplopen. Naast het eindjaar 2030 worden ook de steekjaren 2017, 2020 en 2025 geanalyseerd. Het jaar 2017 dient hierbij als referentiejaar voor de latere steekjaren, terwijl 2020 en 2030 belangrijke jaren zijn met betrekking tot de Europese klimaatdoelstellingen. Het steekjaar 2025 vormt een logisch punt tussen deze jaren.

Door de brede consensus over het SER-energieakkoord bestaat in ieder geval tot 2020 een eenduidig kader voor de ontwikkeling van de elektriciteitsvoorziening. Voor dit Investeringsplan is daarom besloten om één scenario als referentie aan te houden (het Referentiescenario), gebaseerd op de afspraken uit het SER-energieakkoord. Door een variatie van scenarioparameters wordt de ruimte verkend waarbinnen vraag en aanbod van elektriciteit zich kunnen ontwikkelen. Deze aanpak verschaft tevens inzicht in de impact die afzonderlijke

scenarioparameters hebben op het ontstaan van knelpunten in het net.

Dit hoofdstuk is grotendeels gebaseerd op de marktconsultatie^{13, 14} die TenneT begin 2015 heeft uitgevoerd. In de volgende paragrafen worden de ontwikkelingen beschreven voor de belangrijkste parameters die de transportbehoefte voor het transportnet bepalen. Het hoofdstuk wordt afgesloten met een paragraaf waarin de resultaten van de markt simulaties van het Referentiescenario en varianten worden samengevat.

3.1 Ontwikkeling elektriciteitsvraag en belasting

Ten opzichte van het KCD 2013 is in de modellering van de elektriciteitsvraag een verdiepingsslag gemaakt. De een-op-een koppeling tussen de groei van het Bruto Binnenlands Product en de groei van het elektriciteitsverbruik is losgelaten. Deze relatie zwakt in de toekomst namelijk af door de verduurzaming van de energievoorziening. Voor de vraag naar elektriciteit komt die verduurzaming tot uiting in de toepassing van zuinigere elektrische apparatuur en de elektrificatie van bepaalde toepassingen waarvoor momenteel nog fossiele brandstoffen worden gebruikt, zoals de cv-ketel en de personenauto.

¹³ http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About_TenneT/Publications/Technical_Publications/KCD/20150220_TenneT_Consultatiedocument_KCD.pdf

¹⁴ <http://www.tennet.eu/nl/nl/over-tennet/nieuws-pers-publicaties/publicaties/technische-publicaties/kwaliteits-en-capaciteitsdocument-2015.html>

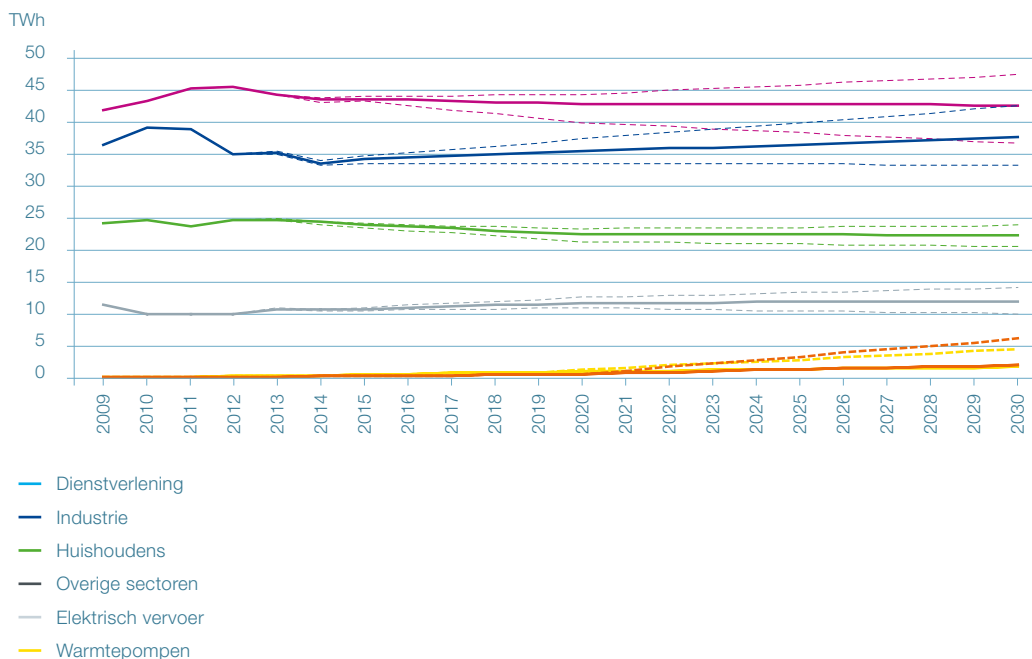
De ontwikkeling van de elektriciteitsvraag wordt in dit Investeringsplan bepaald door de huidige vraag naar elektriciteit te splitsen in een aantal sectoren ('Huishoudens', 'Industrie', 'Dienstverlening' en 'Overige sectoren') en per sector te analyseren hoe de vraag zich ontwikkelt. In aanvulling op de analyse van deze sectoren is ook de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van twee nieuwe toepassingen, elektrische personenauto's en elektrische warmtepompen, afzonderlijk geïnventariseerd.

Als basis voor het cijfermateriaal van de jaarlijkse elektriciteitsvraag zijn de definitieve CBS-cijfers over 2013 en de voorlopige CBS-cijfers¹⁵ over 2014 gebruikt. De vraagontwikkeling binnen het Referentiescenario wordt gekwantificeerd met getallen conform het vastgesteld beleid scenario uit de NEV 2014. Naast het Referentiescenario is voor iedere sector en toepassing tevens een bereik bepaald waarbinnen de vraag zou kunnen variëren (zie paragraaf 3.1.9). Dit bereik is ook gebaseerd op eigen literatuurstudies. Voor de gevoeligheidsanalyses zijn een variant met hoge vraag en een variant met lage vraag bekeken.

De belastingprofielen (belastingpatronen) voor de verschillende sectoren zijn gebaseerd op bij TenneT beschikbare meetgegevens. Voor het opstellen van het belastingprofiel voor elektrisch vervoer zijn data van Movares gebruikt en voor het profiel van warmtepompen is gebruik gemaakt van gegevens van ENTSO-E, GTS en DNV GL.

3.1.1 Overzicht ontwikkeling elektriciteitsvraag per sector en toepassing

Figuur 3-1 geeft per onderscheiden sector en toepassing een overzicht van de prognose van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag. Voor de geselecteerde sectoren geeft de middelste lijn de ontwikkeling binnen het Referentiescenario weer. De andere twee lijnen schetsen de bandbreedte rond de prognose van het Referentiescenario. Voor de toepassingen op het gebied van elektrisch vervoer en warmtepompen zijn vanwege de prille marktontwikkeling slechts twee prognoses opgesteld, waarbij voor het Referentiescenario de lage prognose is gebruikt.



Figuur 3-1 Ontwikkeling elektriciteitsvraag binnen de onderscheiden sectoren en toepassingen

¹⁵ CBS, Statline, 2014

3.1.2 Sector Huishoudens

Sinds een aantal jaar is een dalende trend van het elektriciteitsverbruik per huishouden zichtbaar. Deze daling is toe te schrijven aan de vervanging van elektrische apparatuur door zuinigere varianten. Deze besparing is groter dan de stijging ten gevolge van toegenomen gebruik van ICT-toepassingen en keukenapparatuur. Door de toename van het aantal huishoudens is het totale verbruik van de sector de laatste jaren nagenoeg constant gebleven op 25 TWh per jaar.

De verwachting is dat het elektriciteitsverbruik per huishouden (exclusief elektrisch vervoer en warmtepompen) in de komende jaren verder daalt doordat elektrische apparatuur, mede gedreven door de Europese richtlijn Ecodesign¹⁶, nog zuiniger wordt. Hoewel van een aantal toepassingen, zoals elektronica en koeling/ventilatie, het elektriciteitsverbruik waarschijnlijk zal toenemen, wordt deze toename ruimschoots gecompenseerd door de voorziene besparingen dankzij zuinigere apparaten. In de NEV 2014 wordt de verwachting uitgesproken dat het energiebesparende effect van Ecodesign vanaf 2025 uitgewerkt raakt en het elektriciteitsverbruik van apparatuur daarna stabiliseert.

Op basis van de verbruiksonwikkeling zoals in de NEV 2014 wordt geschat, houden we voor de totale sector 'Huishoudens' rekening met een daling in het verbruik die in de periode tot 2020 sterker is dan in latere jaren.

3.1.3 Elektrisch vervoer

Het aantal elektrische auto's (plug-in hybride en volledig elektrisch) in Nederland is in de afgelopen jaren sterk gegroeid. Deze groei is vooral het gevolg van financiële prikkels van de overheid en het toegenomen aanbod van elektrische voertuigen. Eind 2014 reden er ca. 45.000 elektrische auto's in Nederland. Op een totaal van bijna acht miljoen personenauto's is het aandeel elektrische voertuigen echter nog marginaal.

In combinatie met een verdere uitrol van laadinfrastructuur en ander flankerend beleid verwacht de NEV ruim 200.000 plug-in hybrides en elektrische personenauto's in 2020 en 800.000 in 2030. Dit leidt tot een verwacht elektriciteitsverbruik van 0,5 TWh in 2020 en 1,9 TWh in 2030 (zie Figuur 3 1). In een gevoeligheidsanalyse die uitgaat van 2,5 miljoen voertuigen in 2030 is het effect meegenomen van een snellere toename van het aantal elektrische auto's.

3.1.4 Warmtepompen in woningen

Door aangescherpte regelgeving worden voornamelijk nieuwbouwwoningen steeds vaker uitgerust met een warmtepomp om in de warmtevraag te voorzien. Eind 2014 waren er volgens het CBS bijna 85.000 luchtgebonden en ruim 35.000 grondgebonden systemen in woningen geïnstalleerd. Bodemwarmtepompen worden voornamelijk toegepast in nieuwbouwsituaties met woningen die niet over een gasaansluiting beschikken. Dit type warmtepomp onttrekt warmte uit een constante bodembron en kan het huis zo ook bij lage buitentemperaturen verwarmen. Luchtgebonden systemen worden veelal toegepast in combinatie met een gasgestookte cv-ketel.

Bij de modellering van de toekomstige elektriciteitsvraag worden zowel de bodem- als de luchtwarmtepomp in woningen apart beschouwd. Hierbij wordt binnen het Referentiescenario de historische verdeling van 2:1 voor lucht- en bodemwarmtepompen aangehouden. In de NEV 2014 is aangenomen dat het totaal aantal warmtepompen bij het huidige vastgestelde beleid zal groeien naar ca. 330.000 in 2020 en 600.000 in 2030. Deze aantallen leiden naar verwachting tot een elektriciteitsverbruik van ca. 0,9 TWh in 2020 en 1,6 TWh in 2030.

¹⁶ Met de Europese richtlijn Ecodesign (2009/125/EG) kan de Europese Commissie eisen stellen aan het ecologisch ontwerp van energie-gerelateerde producten.

In een gevoeligheidsanalyse wordt het effect van een snellere groei van het aantal warmtepompen meegenomen. Hierbij wordt aangenomen dat het aantal warmtepompen zal groeien naar 1,7 miljoen in 2030. Tevens laat men de historische verdeling van 2:1 voor lucht- en bodemwarmtepompen los en neemt het aandeel luchtgebonden systemen toe.

3.1.5 Sector Industrie

In de periode 2011-2014 nam het industriële elektriciteitsverbruik af met ruim 5 TWh tot 34 TWh per jaar. Deze daling wordt grotendeels veroorzaakt door de faillissementen van aluminiumproducent Zalco (2011), fosforproducent Thermphos (2012) en aluminiumproducent Aldel (2014). Naast deze faillissementen speelt ook een lagere benutting van de beschikbare industriële productiecapaciteit in de afgelopen jaren een rol in de afname van het elektriciteitsverbruik.

In de NEV 2014 is aangenomen dat de economische groei en de industriële productie in Nederland de komende jaren weer aantrekt. Daarnaast wordt aangegeven dat de productie van de chemische sector door optimalisatie van bestaande capaciteit op de langere termijn licht groeit. Nieuwbouw van chemische installaties ligt niet voor de hand. Voor de metaalsector wordt op basis van aangekondigde investeringsprogramma's een toename van het elektriciteitsverbruik verwacht.

De totale industriële sector zet zich in voor verdere verbeteringen in energie-efficiëntie. Hierover zijn afspraken gemaakt tussen de overheid en de sector die zijn vastgelegd in overeenkomsten¹⁷. Aanvullend zijn routekaarten opgesteld die gericht zijn op 50 procent energiebesparing in 2030 (ten opzichte van 2005). Hierbij heeft besparing op warmte een grotere potentie dan besparing op elektriciteit.

Voor het Referentiescenario is aangenomen dat het industrieel elektriciteitsverbruik stijgt van ca. 36 TWh in 2016 naar 38 TWh in 2030. Als onder- en bovengrens is voor 2030 een waarde van respectievelijk ca. 33 en 43 TWh aangehouden.

3.1.6 Sector Dienstverlening

Het elektriciteitsverbruik in de sector 'Dienstverlening' is in de afgelopen jaren gestabiliseerd tot ca. 45 TWh per jaar. In de NEV 2014 wordt aangegeven dat de groei van de elektriciteitsvraag door datacentra in de komende jaren volledig wordt gecompenseerd door de afname van het elektriciteitsverbruik in gebouwen. Dit is het gevolg van de energieverbruikseisen in het kader van de EU richtlijn Ecodesign. Ook leiden erkende maatregelenlijsten tot extra elektriciteitsbesparing, omdat deze gebruikt worden bij de versterkte handhaving van de Wet Milieubeheer.

Zoals in Figuur 3-1 is weergegeven, daalt in het Referentiescenario de finale elektriciteitsvraag binnen de sector Dienstverlening in de komende jaren van ca. 44 TWh in 2016 naar 43 TWh in 2020. Voor latere jaren wordt een stabilisatie van het verbruik verondersteld. Als onder- en bovengrens is voor 2030 een waarde van respectievelijk ca. 37 en 47 TWh aangehouden.

3.1.7 Overige sectoren

De categorie 'Overige sectoren' omvat de sectoren Energie, Vervoer en Landbouw & Visserij¹⁸, zoals door het CBS in de Energiebalans wordt onderscheiden. Het totale verbruik binnen deze categorie bedraagt ca. 10 TWh per jaar.

Een mogelijke snelle groei van de toepassing van elektrische auto's is de meest ingrijpende ontwikkeling die verwacht wordt voor het elektriciteitsverbruik op het gebied van vervoer. De invloed hiervan op de elektriciteitsvraag is afzonderlijk gemodelleerd en beschreven in paragraaf 3.1.3.

¹⁷ Momenteel lopen twee soorten meerjarenafspraken:

1. De derde generatie meerjarenafspraken (MJA3) met grote en middelgrote bedrijven en instellingen in de industrie, landbouw en dienstensector.
2. Meerjarenafspraak energie-efficiëntie ETS-ondernemingen (MEE of MJA-ETS) met ETS-bedrijven in de industriesector.

¹⁸ Met 'Landbouw & Visserij' wordt de CBS-hoofdsector 'Dienstverlening, landbouw en visserij' exclusief de dienstverlening bedoeld.

In de NEV 2014 staat dat de groei van het elektriciteitsverbruik in de glastuinbouw de komende jaren afneemt. Volgens het Landbouw Economisch Instituut¹⁹ groeit de elektriciteitsvraag van de glastuinbouw vanwege een toename van belichting, mechanisatie, het toepassen van warmtepompen en het installeren van pompen voor de winning van geothermische energie. Binnen het Referentiescenario stijgt het elektriciteitsverbruik voor de categorie 'Overige Sectoren' van ca. 11 TWh in 2016 naar 12 TWh in 2030.

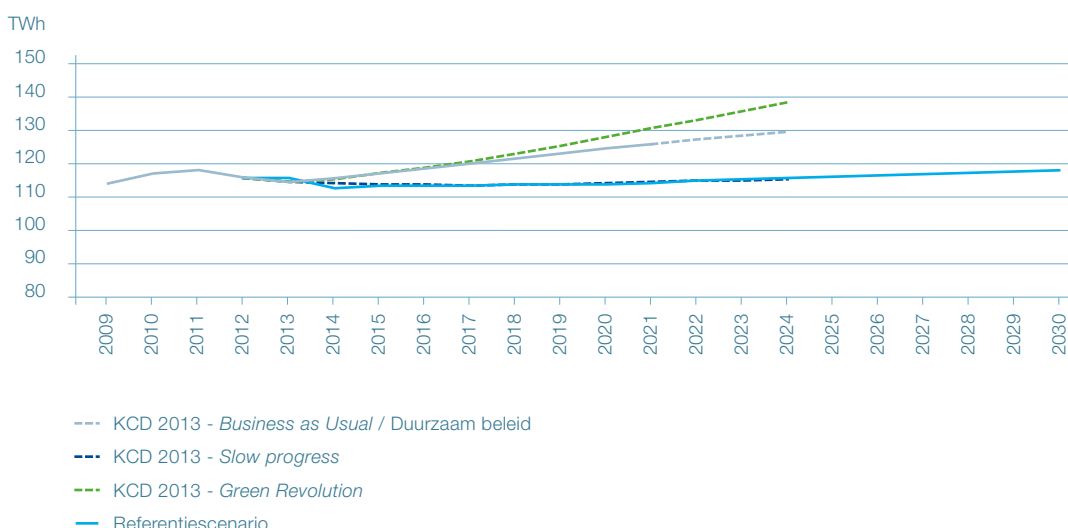
3.1.8 Smart Grids en Demand Side Response

Het toepassen van intelligentie in het elektriciteitssysteem kan leiden tot lagere investeringskosten in elektriciteitsnetten en productievermogen ten behoeve van vraagpieken. De grootste besparingen die hierbij worden verwacht zijn het 'slim' laden van elektrische auto's en het afvlakken van het vraagpatroon van warmtepompen. Aangezien beide toepassingen nog in de kinderschoenen staan, wordt aangenomen dat de grootschalige uitrol buiten de zichtperiode van dit Investeringsplan plaatsvindt. Er is nog onvoldoende structurele basis om de gevolgen van

vraagrespons (in het Engels vaak de Demand Side Response genoemd) te kwantificeren. Daarom is er geen verschuiving van verbruik ten gevolge van die respons meegenomen bij de raming van de vraag in dit Investeringsplan. De intelligentie in het systeem zal voorlopig vooral komen van de uitrol van de slimme meter, die afnemers in staat stelt om een gedetailleerd inzicht in het verbruik te krijgen. De bewustwording die hierdoor ontstaat, leidt naar verwachting tot besparing, maar niet tot een verschuiving van verbruik. Deze besparing is al verwerkt in de sector 'Huishoudens'.

3.1.9 Overzicht Vraagontwikkeling

In Figuur 3-2 is de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag binnen het Referentiescenario weergegeven zoals geschetst in de voorgaande paragrafen. In deze figuur is ook de vraagontwikkeling bij de scenario's uit het KCD 2013 gepresenteerd, om de verandering van de vraagprognose voor dit Investeringsplan te laten zien ten opzichte van het KCD 2013. Figuur 3-2 laat zien dat de vraagontwikkeling die voor het Referentiescenario is verondersteld, samenvalt met de lage prognose die voor het KCD 2013 gebruikt is.

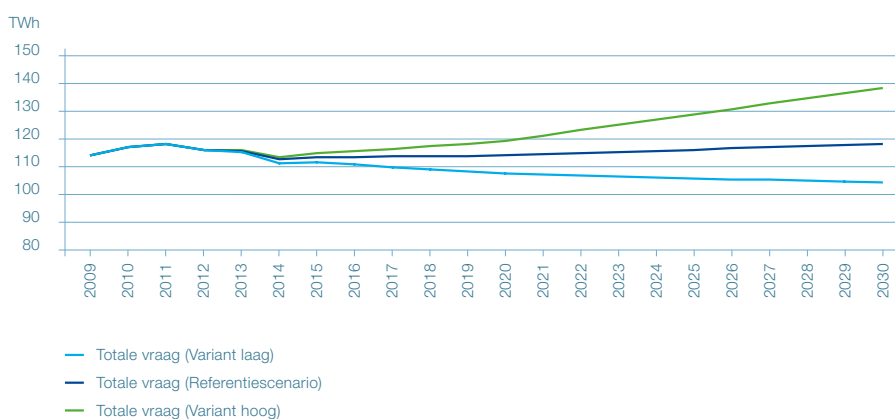


Figuur 3-2 Vergelijking ontwikkeling jaarlijkse elektriciteitsvraag in Referentiescenario en in KCD 2013

¹⁹ LEI, 'Energemonitor van de Nederlandse glastuinbouw 2013', 2014

In Figuur 3-3 zijn naast de vraagontwikkeling binnen het Referentiescenario ook de vraagontwikkeling conform de vraagvarianten met hoge en die met lage vraag weergegeven. De lage variant omvat voor alle sectoren en de nieuwe toepassingen elektrische voertuigen en

warmtepompen steeds de laagste waarde uit de bandbreedte, terwijl de hoge variant steeds de hoogste waarde uit de bandbreedte omvat. Hiermee ontstaat de totale bandbreedte van de vraagontwikkeling die binnen de gevoeligheidsanalyses is bekeken.



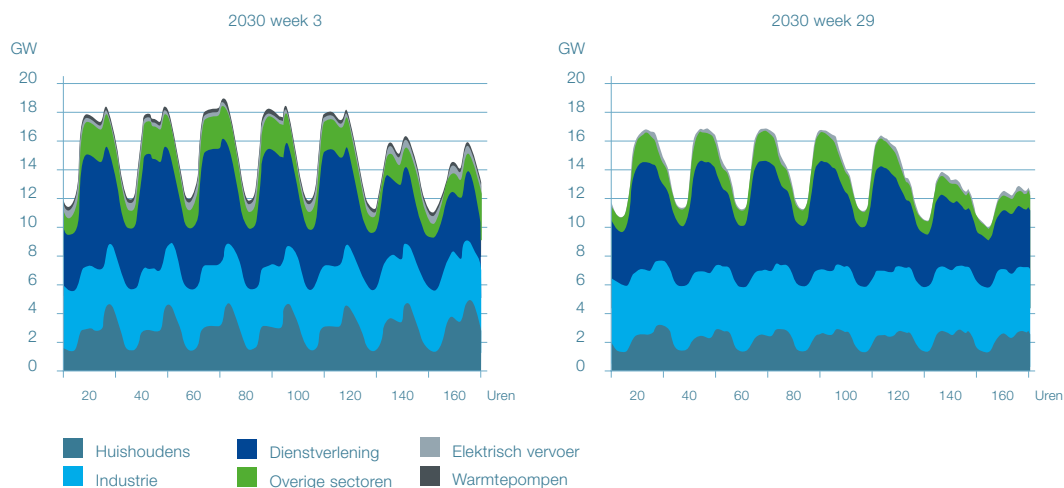
Figuur 3-3 Gerealiseerde en geprognosticeerde elektriciteitsvraag

3.1.10 Belastingprofiel

Voor de bepaling van de benodigde transportcapaciteit voor het hoogspanningsnet is niet alleen de jaarlijkse elektriciteitsvraag van belang, maar ook het belastingprofiel. Dit profiel bepaalt samen met de inzet van productiemiddelen de vermogensstromen over het transportnet. Voor alle steekjaren is dan ook een belastingprofiel opgesteld. De profielen voor de verschillende

sectoren zijn gebaseerd op bij TenneT beschikbare meetwaarden. Voor de nieuwe toepassingen elektrisch vervoer en warmtepompen is een specifiek profiel opgesteld.

Ter illustratie van de verschillen in belasting uit het marktmodel, zijn in Figuur 3-4 de belastingprofielen voor een winter- en zomerweek weergegeven.



Figuur 3-4 Belastingprofiel voor week 3 en week 29 van jaar 2030 binnen het Referentiescenario

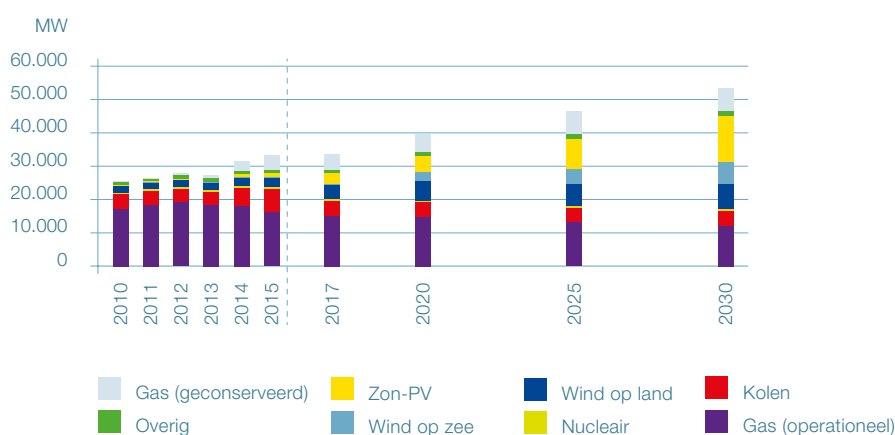
3.2 Ontwikkeling opgesteld productievermogen

Figuur 3-5 geeft de historische en verwachte ontwikkeling van het opgestelde productie- vermogen weer. Het opgesteld vermogen omvat naast operationeel vermogen ook geconserveerd vermogen van gascentrales.

Het opgesteld productievermogen is in de periode 2010 – 2015 per saldo met ca. 8.000 MW gegroeid. Deze groei is vooral het gevolg van nieuwbouw van gas- en kolencentrales.

Tussen 2010 en 2015 is ca. 4.300 MW gas- en 300 MW kolenvermogen definitief uit bedrijf genomen en 4.200 MW aan gasvermogen geconserveerd.

Van 2015 tot 2030 wordt het opgesteld vermogen gekenmerkt door een gestage afname van het conventionele thermisch vermogen en een sterke toename in intermitterend vermogen (zon-PV en wind). Hieronder gaan we kort in op de belangrijkste wijzigingen in het productie- aanbod.



Figuur 3-5 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen in periode 2010 – 2030

3.2.1 Vooruitzichten thermisch productievermogen

Binnen de zichtperiode van dit Investeringsplan is geen nieuwbouw van grootschalig gas- en kolenvermogen voorzien. Voor kleinschalig gas- vermogen is in totaal nog voor 300 MW aan nieuwbouwplannen gemeld.

Voor 2016 en 2017 wordt voorzien dat bijna 2.700 MW aan kolenvermogen uit bedrijf wordt genomen als gevolg van de afspraken uit het Energieakkoord. Ook hebben producenten aangegeven dat er in de periode tot 2025 nog eens ca. 2.000 MW aan gasvermogen wordt geconserveerd.

Wat er in de toekomst met de geconserveerde gaseenheden gebeurt, is nog onduidelijk. Eigenaren van nieuw productievermogen hebben

gemeld dat het op termijn opnieuw in gebruik nemen van eenheden tot de mogelijkheden behoort, bijvoorbeeld als de behoefte aan regelbaar vermogen toeneemt als gevolg van de groei van intermitterend zon- en windvermogen. Gelet op de onzekerheden over de conservering van eenheden zijn in aanvulling op het Referentiescenario twee gevoeligheidsvarianten ontwikkeld ('Minder Conservering' en 'Meer Conservering'), die in paragraaf 3.3 aan de orde komen.

3.2.2 Vooruitzichten wind op land

Eind 2014 was er volgens gegevens van CBS²⁰ ruim 2.600 MW opgesteld windvermogen op land in Nederland. Om de doelstelling van 6.000 MW in het jaar 2020 te realiseren zijn tussen het Rijk en provincies prestatieafspraken gemaakt die in het Energieakkoord zijn geconcretiseerd.

²⁰ <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=70802NED&D1=3&D2=1&D3=220&HD=160229-1210&HDR=T, G1&STB=G2>

Ondanks de afspraak uit het Energieakkoord was er volgens de NEV 2014 nog onvoldoende beleid geformuleerd om de doelstelling van 6.000 MW in 2020 te realiseren. Met de planologische vastlegging van windgebieden door bijna alle provincies is echter een belangrijke stap voorwaarts gezet. Gelet op het belang van een adequaat net voor het inpassen van wind op land conform de doelstellingen uit het Energieakkoord, is voor het Referentiescenario in dit Investeringsplan 6.000 MW voor 2020 als basis genomen. Voor het steekjaar 2030 is het scenario 'Vastgesteld Beleid' uit de NEV 2014 gevolgd (7.300 MW). De aanname voor steekjaar 2025 volgt uit een lineaire interpolatie tussen 2020 en 2030 en komt daarmee op 6.650 MW.

Gelet op praktijkervaringen bij de ontwikkeling van windvermogen op land is in een gevoeligheidsanalyse ('Minimaal Hernieuwbaar') uitgegaan dat de 2020 doelstelling van 6.000 MW geïnstalleerd windvermogen op land pas in 2025 bereikt zal worden.

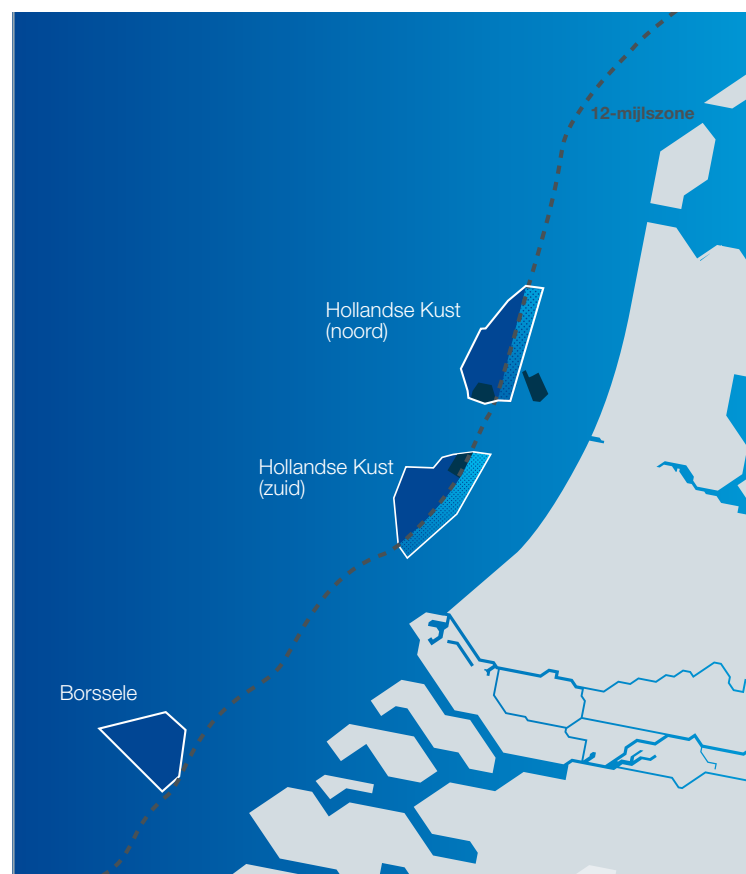
3.2.3 Vooruitzichten wind op zee

Met de ingebruikname van het windpark Luchterduinen in september 2015 is het totaal geïnstalleerd windvermogen op de Noordzee met ca. 130 MW gegroeid naar ca. 360 MW. Verder zijn er ten noorden van de Waddeneilanden twee windparken van 300 MW in aanbouw die naar verwachting in 2017 in bedrijf worden genomen.

In het Energieakkoord is afgesproken dat windenergie op zee in 2023 een omvang van in totaal 4.450 MW moet hebben bereikt. Om deze doelstelling te realiseren heeft de Minister van Economische Zaken een scenario opgesteld over de ontwikkeling van windenergie op zee. In september 2014 heeft het kabinet dit scenario onder de titel Routekaart Windenergie op Zee naar de Tweede Kamer gestuurd en een wijziging van de Elektriciteitswet 1998 doorgevoerd om TenneT als netbeheerder van het net op zee aan te kunnen wijzen. Deze routekaart beschrijft het besluit om in aanvulling op de bestaande parken

3.500 MW te realiseren in drie gebieden, te weten Borssele, Hollandse Kust (zuid) en Hollandse Kust (noord). Voor de realisatie van de doelstelling uit het Energieakkoord wordt in de periode 2016-2019 jaarlijks een subsidietender (SDE+) uitgeschreven (zie Figuur 3-6). Voor dit plan is aangenomen dat de windparken drie jaar na subsidieverlening in bedrijf zijn.

Zodoende is voor het Referentiescenario voor de steekjaren 2017, 2020, 2025 respectievelijk 360 MW, 2.360 MW en 4.460 MW windvermogen op zee verondersteld. De ontwikkeling van wind op zee vindt in het Referentiescenario plaats in stappen van 700 MW (capaciteit huidige TenneT standaardplatforms voor het net op zee). Voor het steekjaar 2030 wordt aangenomen dat het windvermogen op zee doorgroeit met drie maal 700 MW (2.100 MW totaal) naar 6.560 MW.



Figuur 3-6 Gebieden voor windenergie op zee, conform de Routekaart²²

²² Bron: Routekaart Wind op Zee, <https://www.noordzeeloket.nl/functies-en-gebruik/windenergie/routekaart/index.aspx>

Aangezien de ontwikkeling van de windparken op zee nog onzekerheden kent, zoals onduidelijkheden over voorziene kostenbesparingen bij de bouw van parken, is in gevoeligheidsanalyses ('Vertraging Wind op Zee' en 'Minimaal Hernieuwbaar') voor het steekjaar 2025 een lagere groei aangenomen. Hiervoor is voor 2025 uitgegaan van in totaal 2.480 MW geïnstalleerd windvermogen, conform het scenario 'Vastgesteld Beleid' uit de NEV 2014.

3.2.4 Vooruitzichten zon-PV

Op 1 januari 2015 was er volgens het CBS²³ ruim 1.000 MW aan zonnepanelen geïnstalleerd. Voor het Referentiescenario zijn de getallen van het scenario 'Vastgesteld Beleid' uit de NEV 2014 aangehouden. Dit betekent voor steekjaren 2017, 2020, 2025 en 2030 een verondersteld zon-PV vermogen van respectievelijk 3.030 MW, 5.070 MW, 9.210 MW en 14.160 MW.

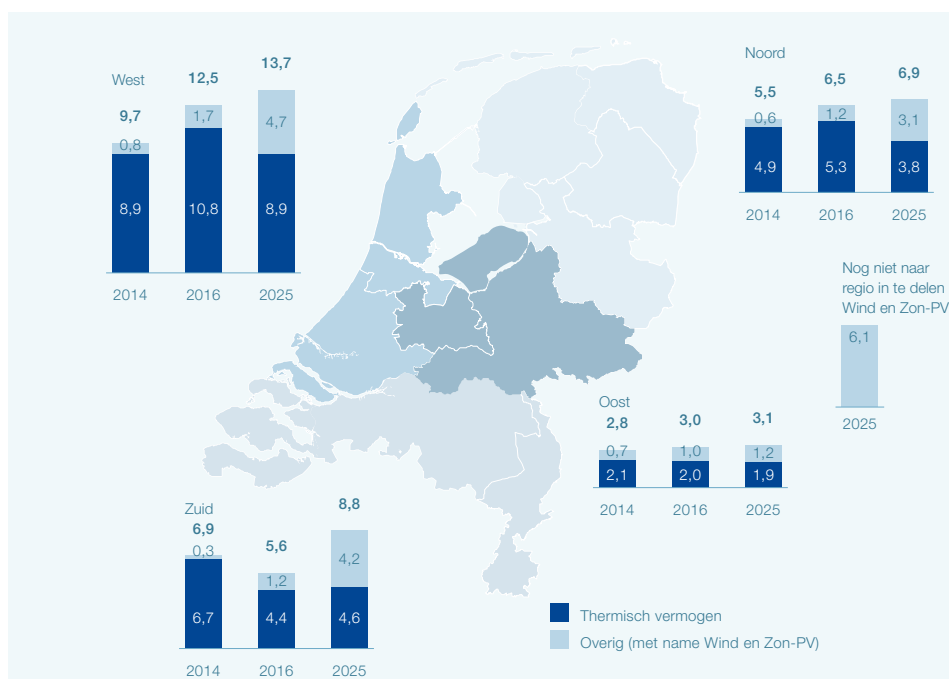
Vanwege het overheidsvoornemen om de salderingsregeling te versoberen is in een gevoeligheidsanalyse ('Minimaal Hernieuwbaar') voor het steekjaar 2025 een hoeveelheid van

5.070 MW in plaats van 9.210 MW verondersteld. Deze lagere hoeveelheid komt overeen met de prognose van het Referentiescenario voor het steekjaar 2020.

3.2.5 Geografische spreiding van het productievermogen

Om de behoefte aan transportcapaciteit te kunnen bepalen, is de geografische spreiding van het productievermogen een bepalende factor, aangezien deze mede bepaalt welke transportstromen er over welke verbindingen lopen. Figuur 3-7 geeft per regio aan hoeveel vermogen er in deze regio is opgesteld (onafhankelijk van het spanningsniveau waaraan dit is gekoppeld²⁴).

In de regio's Noord, West en Zuid vindt een sterke stijging in niet-thermisch vermogen plaats, vooral omdat dit de locaties zijn waar het wind-op-zee-vermogen aan land komt. In deze regio's bevinden zich ook de grootste conventionele productie-eenheden, waarvoor geldt dat het operationele vermogen al voor 2016 is afgenomen, ofwel na 2016 sterk afneemt.



Figuur 3-7 Geografische spreiding van het operationele vermogen naar regio, 2010 – 2025 [GW]²⁵

²⁴ De getallen in de behandeling van de regio's zullen daarom ook niet overeenkomen met deze getallen, aangezien in die behandelingen het vermogen dat op het 220/380kV-net is aangesloten buiten beschouwing wordt gelaten

²⁵ Voor de regio's worden de ontwikkelingen alleen tot 2025 gedetailleerd in kaart gebracht, daarom is 2030 niet in deze grafiek meegenomen

Voor een belangrijk deel van het decentrale vermogen, voornamelijk zon-PV, maar ook wind op land, is de locatie nog niet eenduidig te bepalen. Bij de netberekening voor de verschillende regio's zijn hiervoor wel bepaalde aannames gedaan.

3.2.6 Aannames over productievermogen in landen van de perimeter

Elektriciteitsmarkten zijn onderling gekoppeld met een bepaalde hoeveelheid capaciteit die aan de markt beschikbaar wordt gesteld voor handel. Deze capaciteit wordt vastgesteld aan de hand van netveiligheidsanalyses, die gebaseerd zijn op inschattingen van TSO's over systeem- en netwerkstandigheden en is daardoor lager dan (de som van) de fysieke capaciteit(-en) van de grensoverschrijdende verbindingen.

De voorziene interconnectiecapaciteit tussen Nederland en de omliggende landen is in de steekjaren als volgt*:

- België: 2.400 MW vanaf 2017;
- Denemarken: 700 MW vanaf 2020 (COBRACable);
- Duitsland: 2.450 MW in 2017, 4.450 MW in 2020 en 5.000 MW vanaf 2025;
- Groot-Brittannië: 1.000 MW (BritNed);
- Noorwegen: 700 MW (NorNed).

In 2015 is 'flow-based'-marktkoppeling geïntroduceerd in de regio Centraal West Europa (CWE; België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg en Nederland). Bij deze vorm van marktkoppeling wordt capaciteit aan de markt toegewezen aan de hand van de actuele situatie op het net bij een voorziene productie en belasting. Met deze aanpak ontstaat de mogelijkheid om de fysiek beschikbare capaciteit beter te benutten. Voor de netplanning is uitgegaan van de capaciteiten als hierboven weergegeven.

Vanwege deze marktkoppeling en de hoogspanningsverbindingen die TenneT heeft of krijgt met Denemarken, Groot-Brittannië en Noorwegen, hebben de ontwikkelingen in deze landen ook

invloed op het Nederlandse net. Hierna wordt voor de buurlanden aangegeven wat de belangrijkste ontwikkelingen zijn.

Duitsland

Voor Duitsland wordt aangenomen dat het aandeel zon- en windvermogen in het opgesteld vermogen toeneemt van 47% in 2017 naar 63% in 2030. Dit komt enerzijds door een groei van het geïnstalleerd zon- en windvermogen en anderzijds door een daling van het opgesteld kolenvermogen en nucleair vermogen. In absolute cijfers wordt voor windvermogen op land de grootste toename aangenomen, namelijk van ruim 45.000 MW in 2017 naar 76.300 MW in 2030.

België

Voor België zullen waarschijnlijk alle kerncentrales (in totaal 5.060 MW) tussen 2020 en 2030 sluiten. Deze sluiting wordt deels opgevangen door een per saldo uitbreiding van het gasvermogen met 1.540 MW. Daarnaast is verondersteld dat het totaal geïnstalleerd windvermogen in de periode 2017-2030 toeneemt van bijna 2.900 MW naar 8.500 MW. Het opgesteld vermogen aan zon-PV groeit tussen 2017 en 2030 van ongeveer 3.300 MW naar bijna 5.800 MW. Het aandeel wind- en zonvermogen in het opgesteld vermogen neemt door deze ontwikkelingen toe van 28% in 2017 naar 48% in 2030.

Frankrijk

Voor Frankrijk is de aanname dat het operationeel nucleair vermogen over de zichtperiode met ongeveer een derde afneemt van 61.400 MW (2017) naar bijna 37.700 MW (2030). Uitbreiding van het opgesteld vermogen wordt vooral voorzien op het terrein van zon- en windvermogen. Het aandeel hiervan in het opgesteld vermogen neemt toe van 14% in 2017 naar 42% in 2030.

Noorwegen

Door de ruime beschikbaarheid van waterkracht (39.000 MW) beschikt Noorwegen al over een bijna-volledig duurzaam elektriciteitssysteem.

*Deze waarden zijn vastgesteld in Q2 2015 ten behoeve van de markt simulatie. Op basis van recentere inzichten (Q2 2016) verwacht TenneT dat de ca. 2.400 MW interconnectiecapaciteit met België vanaf 2019 beschikbaar komt en dat de interconnectiecapaciteit met Duitsland vanaf 2020 ca. 4.250 MW bedraagt ten gevolge van de realisatie van Doetinchem-Wesel 380 kV, de opwaardering van Meeden – Diele, en 'flow-based'-marktkoppeling.

Voor de periode 2017-2030 is een stijging van het waterkrachtvermogen van 2.000 MW aangenomen en een toename van het windvermogen op land van 1.200 MW in 2017 naar 2.900 MW in 2030.

Groot-Brittannië

Voor Groot-Brittannië wordt aangenomen dat het totale kolenvermogen (7.200 MW in 2017) wordt uitgefaseerd in de periode van 2020 tot 2030. Het geïnstalleerd gasvermogen neemt tussen 2017 en 2030 met ongeveer 20% af van 35.500 MW in 2017 naar 29.200 MW in 2030. Het aandeel wind- en zonvermogen in het opgesteld vermogen neemt toe van 23% in 2017 naar 53% in 2030.

Denemarken

Voor Denemarken wordt aangenomen dat de som van het windvermogen op zee en op land van 5.000 MW in 2017 groeit naar 11.000 MW in 2030. Samen met bijna 2.000 MW zonvermogen in 2030 komt het aandeel wind- en zonvermogen in het opgesteld vermogen hierdoor in 2030 uit op bijna 75%, ten opzichte van 50% in 2017.

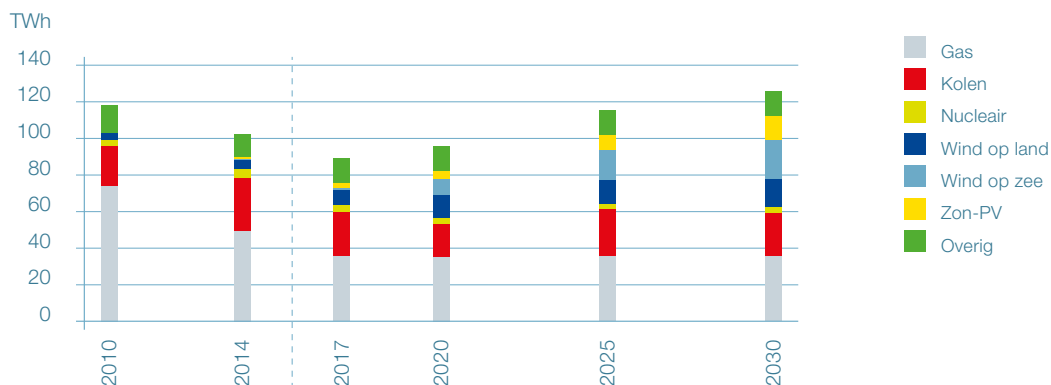
3.2.7 Vooruitzichten brandstof- en CO₂-prijzen

Brandstof- en CO₂-emissierechtenprijzen zijn een belangrijke factor bij de bepaling van de (relatieve) concurrentiepositie van productie-eenheden. De aannames over brandstof- en CO₂-emissierechtenprijzen voor dit Investeringsplan zijn gebaseerd op het Current Policies-scenario²⁶, waardoor kolengestookte centrales een gunstige concurrentiepositie hebben ten opzichte van gascentrales. Om de onzekerheid in het verloop van brandstofprijzen te ondervangen is een variant doorgerekend met de prijzen van het IEA-450 scenario²⁷, waardoor gascentrales een betere concurrentiepositie hebben.

3.3 Resultaten marktsimulatie

3.3.1 Resultaten Referentiescenario

De energiemix voor Nederland die op basis van het productiepark uit Figuur 3-5 wordt berekend, is in Figuur 3-8 gepresenteerd.



Figuur 3-8 Historische en berekende hoeveelheden geproduceerde elektriciteit per productiecategorie voor het Referentiescenario

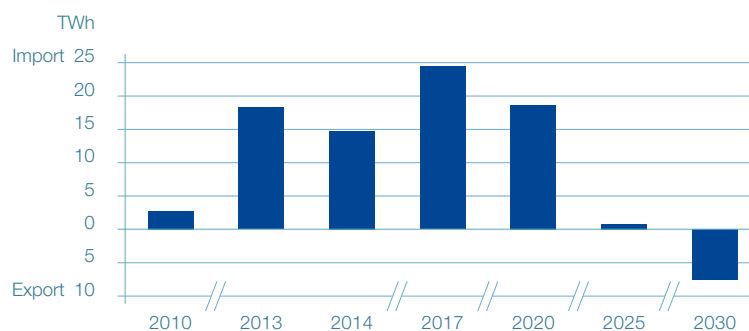
²⁶ IEA, World Energy Outlook 2014

²⁷ IEA, World Energy Outlook 2014, 450 scenario, steekjaar 2040

Figuur 3-8 laat zien dat de elektriciteitsproductie door conventionele centrales daalt ten opzichte van 2014, maar over de beschouwde periode nagenoeg constant blijft. Dit ondanks een afname van het opgesteld gasvermogen en een stijging van het geïnstalleerd zon- en windvermogen. De afname van het geïnstalleerde, traditionele basislastvermogen (nucleair, bruinkool en steenkool) in Europa biedt kansen voor de resterende basislastcentrales. Door de toename van het intermitterende duurzame vermogen neemt de vraag naar flexibel vermogen echter toe, waardoor de productie van de basislastcentrales onder druk komt te staan. Per saldo leiden beide effecten tot een vrijwel constante output van de Nederlandse

kolencentrales. De toenemende vraag naar flexibel vermogen in Europa wordt deels ingevuld door productie uit nieuw Nederlands gasvermogen, waardoor de afname van productie uit oud gasvermogen gecompenseerd wordt.

De combinatie van een constante output van conventionele centrales, toenemende duurzame productie en een beperkte stijging in de vraag, leidt in dit scenario tot een omslag in de resulterende netto elektriciteitsbalans van Nederland rond 2025, zoals in Figuur 3-9 wordt weergegeven. Op basis van dit scenario is Nederland in het steekjaar 2030 een netto exporteur van elektriciteit.



Figuur 3-9 Historisch en berekend saldo van import en export in het Referentiescenario

Tabel 3-1

Verschillen in uitgangspunten ten opzichte van Referentiescenario, steekjaar 2025													
	Variant	Nucleair (MW)	Kolen (MW)	Gas (MW)	Water (MW)	Wind op land (MW)	Wind op zee (MW)	Zon-PV (MW)	Overige (MW)	Elektriciteitsvraag (GWh)	Verplichte inzet (GWh)	Brandstof-/CO ₂ -prijsscenario	Merit order (inzetvolgorde)
Absoluut	Referentiescenario	490	4.610	9.070	38	6.650	4.460	9.200	5.180	116.100	46.950	Current Policies 2025	kolen-voor-gas
Delta	Hogere Elektriciteitsvraag	-	-	-	-	-	-	-	-	12.630	-	-	-
	Lagere Elektriciteitsvraag	-	-	-	-	-	-	-	-	-10.360	-	-	-
	Gas-voor-Kolen EU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	IEA-450 scenario	gas-voor-kolen
	Vertraging Wind op Zee	-	-	-	-	-	-1.980	-	-	-	-	-	-
	Lagere Verplichte Inzet	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-12.480	-	-
	Minder Conservering	-	-	5.690	-	-	-	-	464	-	12.420	-	-
	Meer Conservering	-	-	-150	-	-	-	-	-632	-	-4.270	-	-
	Meer Vraag, Minder Kolen	-	-	5.690	-	-	-	-	464	1.2630	12.420	IEA-450 scenario	gas-voor-kolen
Minimaal Hernieuwbaar	-	-	5.690	-	-1.620	-1.980	-4135	464	-	12.420	-	-	

3.3.2 Resultaten gevoeligheidsanalyses

Om onzekerheden in de aannames van het Referentiescenario te ondervangen, is een aantal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd op de parameters van het scenario. In deze paragraaf worden negen gevoeligheden voor het steekjaar 2025 nader beschreven.

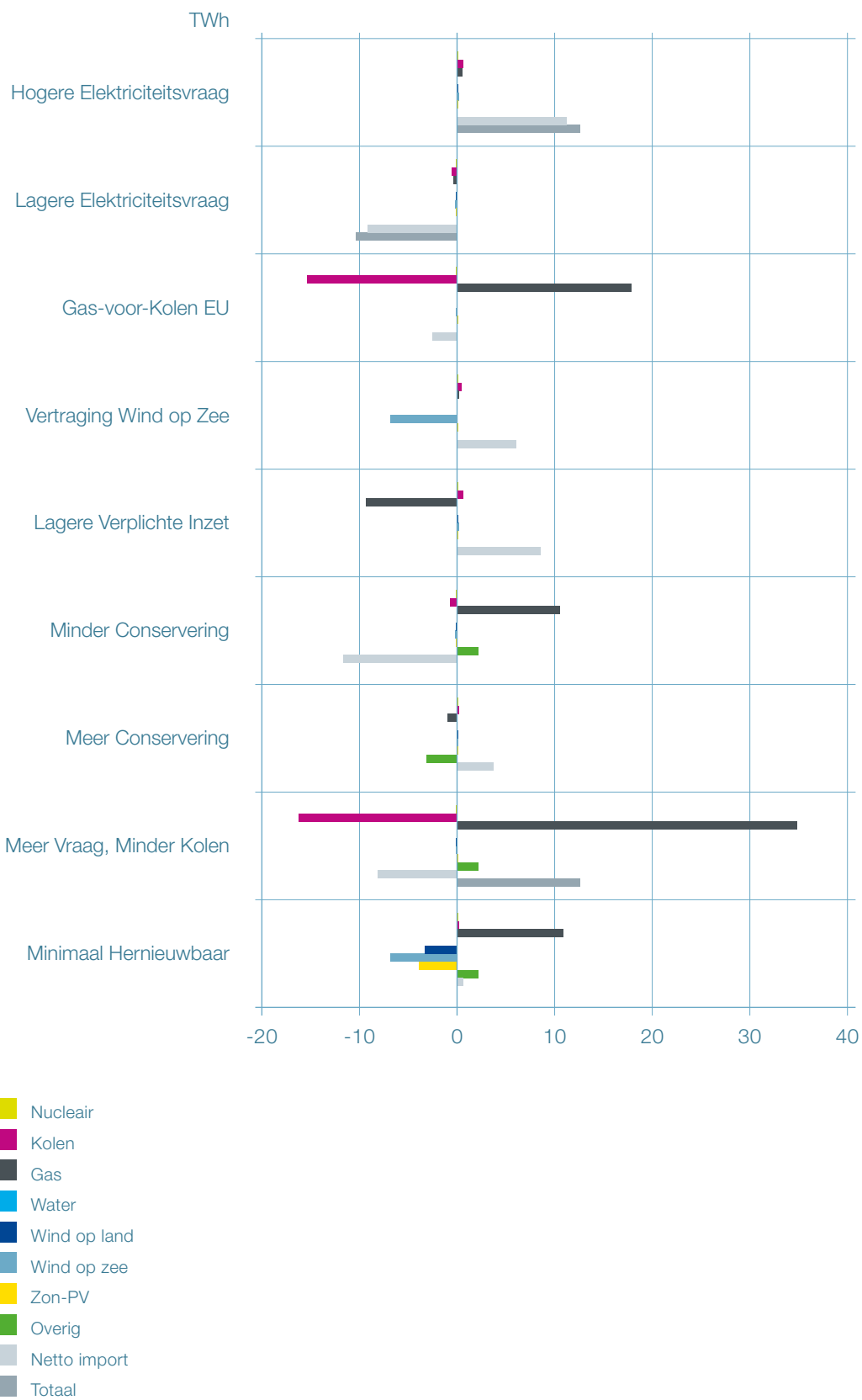
De bekeken varianten en de bijbehorende kwantitatieve wijzigingen in de parameters zijn weergegeven in Tabel 3-1. Elke variant leidt tot verschillen in elektriciteitsproductie en import/export ten opzichte van het Referentiescenario. Dit is weergegeven in Figuur 3-10.

Naast de vraagontwikkeling binnen het Referentiescenario zijn twee varianten bestudeerd: 'Hogere Elektriciteitsvraag' en 'Lagere Elektriciteitsvraag'. De hoge variant gebruikt voor alle sectoren en toepassingen de hoogste waarde uit de bandbreedte en de lage variant de laagste waarde. Hiermee wordt de totale bandbreedte

van de vraagontwikkeling in ogenschouw genomen (zie paragraaf 3.1.9). De jaarlijkse binnenlandse productie blijft in beide scenario's nagenoeg gelijk. Een hogere vraag leidt tot een toename van de import, een lagere vraag tot export.

Bij 'Gas-voor-Kolen EU' zijn de consequenties van een gunstiger concurrentiepositie van gasvermogen ten opzichte van kolenvermogen voor alle landen uit de perimeter doorgerekend om de consequenties van een mogelijk strikt klimaatbeleid voor het transportnet in beeld te kunnen brengen. Dit leidt in Nederland tot een verschuiving van productie uit kolenvermogen naar productie uit gasvermogen. Het heeft weinig effect op de netto import/export op jaarbasis, maar kan leiden tot transitstromen door wijzigingen in de dominante energiestromen in Europa.

In de gevoeligheid 'Vertraging Wind op Zee' is rekening gehouden met de mogelijkheid dat de



Figuur 3-10 Verschillen in elektriviteitsproductie en import van varianten ten opzichte van het Referentiescenario, steekjaar 2025

kostenbesparing uit het SER-energieakkoord voor de windparken op zee niet wordt gerealiseerd. Daardoor zou het geïnstalleerd vermogen dat onder het 'Vastgesteld beleid'-scenario uit de NEV 2014 is voorzien, niet verder groeien. Als gevolg hiervan is de jaarlijkse elektriciteitsproductie uit wind op zee lager dan in het Referentiescenario. Dit verschil wordt geïmporteerd. De variant 'Lagere Verplichte Inzet' gaat er vanuit dat de ongunstige internationale concurrentiepositie van gasvermogen blijft aanhouden, waardoor de verplichte inzet vanwege warmtelevering tot het operationeel minimum is teruggebracht. Hierdoor wordt in Nederland minder gasvermogen ingezet voor elektriciteitsproductie, wat wordt gecompenseerd door import van elektriciteit.

'Minder Conservering' wordt gekenmerkt door de herinbedrijfname van alle geconserveerde eenheden en de annulering van voorgenomen conserveringen, vanuit de veronderstelling dat de toename in (niet-regelbaar) zon- en windvermogen leidt tot een extra behoefte aan flexibel inzetbaar vermogen. Deze variant leidt tot een toename van productie uit gasvermogen. De extra geproduceerde elektriciteit wordt geëxporteerd.

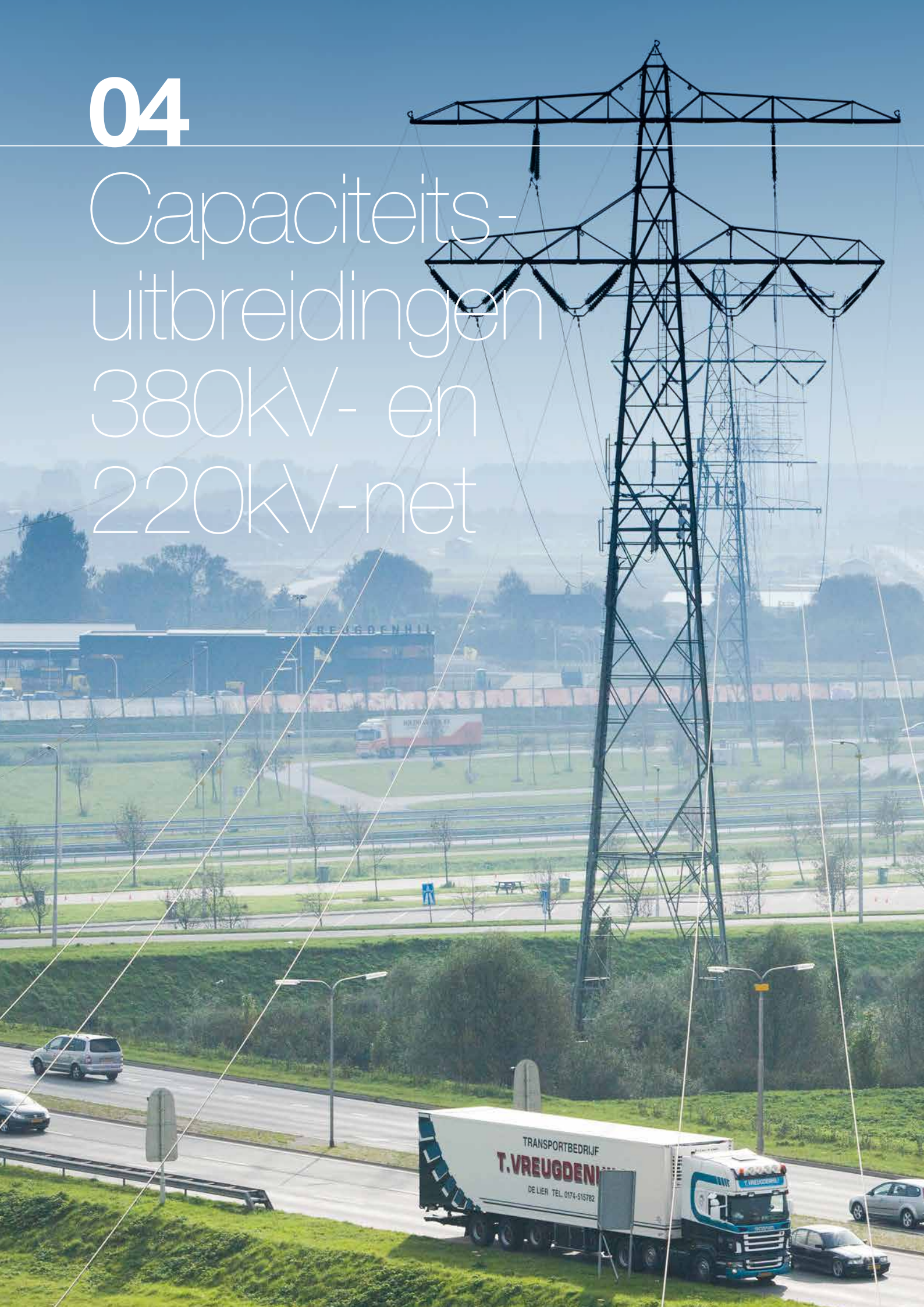
De variant 'Meer Conservering' is gebaseerd op de aanname dat de ongunstige internationale concurrentiepositie van gasvermogen blijft aanhouden. In deze variant gaan we er vanuit dat naast alle bestaande en voorgenomen conserveringen ook alle overige gascentrales zijn stilgelegd die in 2015 de leeftijd van dertig jaar of ouder hebben bereikt. Het verlies van productie door deze centrales leidt tot een kleine toename van de import van elektriciteit.

De gevoeligheid 'Meer Vraag, Minder Kolen' is gebaseerd op de aanname van een toenemende maatschappelijke druk om de CO₂-uitstoot van de totale energievoorziening te verlagen. Voor deze variant is aangenomen dat de vraag naar elektriciteit als gevolg van elektrificatie sterker stijgt dan in het Referentiescenario voorzien en dat vanwege strikt klimaatbeleid gascentrales tegen relatief lage kosten (ten opzichte van kolencentrales) kunnen produceren. Door deze gunstige concurrentiepositie en de verwachte toename van de piekbelasting is ook de herinbedrijfname van geconserveerde eenheden als uitgangspunt in de berekeningen aangenomen. In deze variant wordt extra gasvermogen ingezet ter invulling van de veronderstelde extra vraag, in plaats van productie uit kolenvermogen en ten behoeve van export. De relatief grote toename van productie uit gasvermogen is mede het gevolg van het feit dat ook enkele moderne centrales met relatief lage variabele productiekosten gedeconserveerd worden.

Voor de variant 'Minimaal Hernieuwbaar' is aangenomen dat investeringen in zowel wind op land, wind op zee en zon-PV door verschillende factoren achterblijven ten opzichte van het Referentiescenario. Het geconserveerde gasvermogen wordt vervolgens weer in bedrijf genomen om in de vraag te voorzien. Voor zon-PV is in deze variant de prognose voor 2020 aangehouden (5.070 MW) en voor wind op land is uitgegaan van een opgesteld vermogen van 5.030 MW. Als gevolg van het achterblijven van duurzaam geproduceerde elektriciteit ten opzichte van het Referentiescenario neemt de productie door oude gascentrales toe. Er vindt nagenoeg geen verandering plaats in de import van elektriciteit.

04

Capaciteits-
uitbreidingen
380kV- en
220kV-net



Het Nederlandse 380kV-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 uitlopers naar kustlocaties waar grootschalig productievermogen is aangesloten. Daarnaast zijn er verbindingen met Duitsland, België, Noorwegen en Groot-Brittannië. Het 220kV-net is kleiner van omvang en gelegen in het noorden van Nederland, met een ringstructuur tussen Ens en Vierverlaten.

Bepalend element voor de knelpunten in het 220/380kV-net is de inzet van productievermogen op de kustlocaties Borssele, Maasvlakte en Eemshaven:

- Bij hoge invoeding van productievermogen op Maasvlakte treden er in Nederland grote vermogenstransporten van west naar oost op. Deze leiden tot knelpunten op de landelijke ring. Afhankelijk van eventuele export naar België ontstaan er ook knelpunten in het netdeel in zuidwest Nederland.
- Hoge inzet van productievermogen in Eemshaven leidt tot grote vermogenstransporten van noordoost naar zuidwest in Nederland, waardoor knelpunten in het noorden van Nederland en op de noord- en westzijde van de landelijke ring ontstaan.
- Hoge productie van het conventionele vermogen en het windvermogen op land en zee aangesloten op station Borssele leiden tot overbelastingen in het zuidwesten van Nederland.

Voor de komende tien jaar biedt opwaardering van de transportcapaciteit van grote delen van de landelijke 380kV-ring, aangevuld met de gefaseerde aanleg van een nieuwe 380kV-verbinding tussen Eemshaven-Oudeschip en Ens (project Noord-West 380 kV) en de gefaseerde aanleg van een nieuwe 380kV-verbinding tussen Borssele en Tilburg (project Zuid-West 380 kV) ruimte om de gesignaleerde knelpunten tot een acceptabel niveau te reduceren. Eerste verkenningen hebben echter ook laten zien dat voor de periode na 2025 opwaardering van de landelijke

ring voor de netdelen Ens-Lelystad-Diemen en Geertruidenberg-Krimpen onvoldoende soelaas biedt. Dat vereist onderzoek naar aanvullende oplossingen, bijvoorbeeld de ontwikkeling van een 'overlay grid' of een DC-corridor op Europees niveau. Hiermee kan een directe verbinding tussen productielocaties en grote belastingscentra in Europa ontstaan. TenneT participeert actief in het Europese samenwerkingsverband van netbeheerders ENTSO-E, waar genoemde oplossingsrichtingen nader bestudeerd worden.

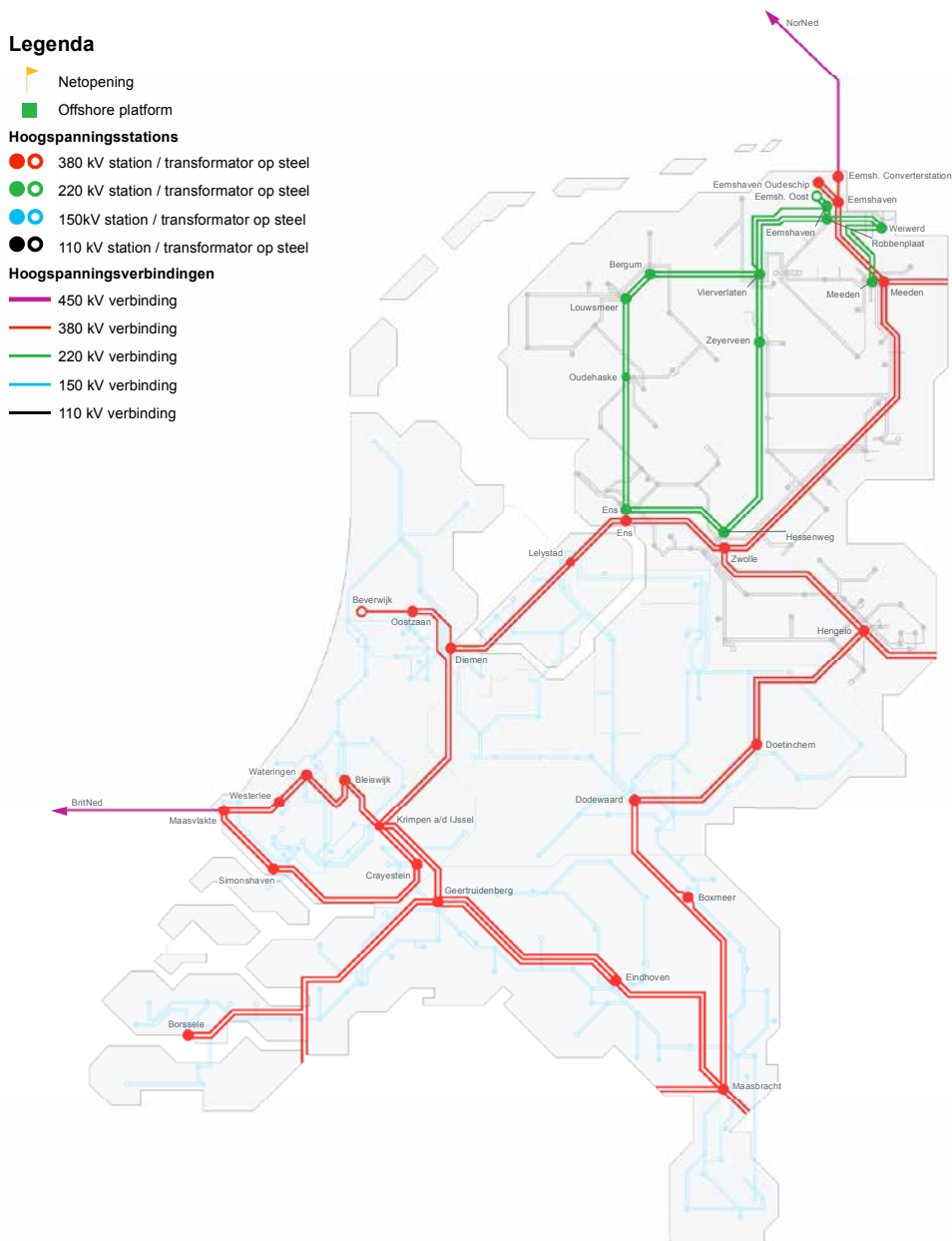
Het huidige risicoprofiel voor het landelijke net is aanzienlijk gedaald ten opzichte van het KCD 2013, voornamelijk vanwege het naar beneden bijstellen van de risicoschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten, dankzij een genuanceerder inzicht in de mate en duur van overbelastingen. De ontwikkeling van de capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in het landelijke 220/380kV-net manifesteert zich in een licht stijgend risicoprofiel voor de komende vijf jaar (2016-2020). Deze lichte stijging wordt veroorzaakt door toenemende overbelastingen van de geïdentificeerde knelpunten. In de jaren 2021 tot en met 2025 is er sprake van een afnemend risicoprofiel doordat vooral de belangrijke Large Cluster-projecten afgerond en in bedrijf genomen zullen worden.

Het mitigeren van de geïdentificeerde knelpunten in het landelijke 220/380kV-net gaat gepaard met kapitaalintensieve projecten en zal naar verwachting tussen EUR 1,4 mrd en EUR 1,8 mrd kosten in de periode 2016-2020. Dit is een iets lager niveau vergeleken met het KCD 2013.

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

4.1.1 Huidige netinfrastructuur en verwachte ontwikkeling

De structuur van het 380kV- en 220kV-net per medio 2015 is afgebeeld in Figuur 4-1.



Figuur 4-1 Netkaart hoogspanningsnet Nederland per medio 2015

Het Nederlandse 380kV-net kent als basis een landelijke ringstructuur met uitlopers naar de kustlocaties Eemshaven en Borssele voor aansluiting van grootschalig productievermogen. 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 220kV-net is kleiner van omvang en kent een ringstructuur tussen Ens en Vierverlaten, met in het noorden een koppeling naar Eemshaven.

In 2014 en 2015 is in het landelijk 380kV- en 220kV-net een beperkt aantal aanpassingen in bedrijf genomen:

- verzwaring van de 220kV-verbinding tussen Eemshaven en Robbenplaat naar 2×1.525 MVA (onderdeel van het project kortsluitvastheid Robbenplaat, zie paragraaf 4.6.2.1);
- vervanging van blindstroomcompensatiespoelen van 45 Mvar door spoelen van 100 Mvar in het 380kV-station Dodewaard (een vervangingsproject waarbij het knelpunt is gemitigeerd, maar waarbij nog aanvullende werkzaamheden moeten worden uitgevoerd);
- uitbreiding van het 380kV-station Ens met drie nieuwe 380/110kV-transformatoren van 370 MVA en drie nieuwe blindstroomcompensatiespoelen van 75 Mvar (onderdeel van het project Noordoostpolder, zie paragraaf 4.5.3.1);
- uitbreiding met twee seriespoelen van 4 kA en een impedantie van 8,5 Ohm in de verbinding Maasvlakte – Westerlee (onderdeel van het gerealiseerde project Randstad 380 kV Zuidring).

De knelpuntberekeningen in het model houden in elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereed komen. Hierbij zijn uitsluitend de projecten opgenomen die zich nu in de fase 'Realisatie' bevinden.

Een aantal toekomstige netuitbreidingen maakt deel uit van de Large Cluster-projecten Noord-West 380 kV en Zuid-West 380 kV. Door deze netaanpassingen niet op te nemen in het netmodel blijven de knelpunten, die nut en noodzaak onderbouwen, zichtbaar.

Daarom zijn ten opzichte van het netmodel dat in het KCD 2013 gebruikt is onderstaande toekomstige netaanpassingen niet opgenomen in het huidige netmodel ten behoeve van de vermogensstroomberekeningen:

- Noord-West 380 kV: 380kV-verbinding Eemshaven Oudeschip – Ens;
- Zuid-West 380 kV: 380kV-verbindingen Borssele – Rilland en Rilland – Tilburg en 380kV-stations Rilland en Tilburg.

4.1.2 Verbindingen: knelpunten en maatregelen

Zoals in paragraaf 2.2.3.1 beschreven zijn er voor de vermogensstroomberekeningen drie regio's aangewezen (Eemshaven, Maasvlakte en Borssele) waar hoge invoeding van vermogen tot problemen kan leiden. In drie excursies is het effect doorgerekend als de marginale kosteneenheden in één van de drie regio's prioriteit krijgt boven de marginale eenheden in de rest van Nederland.

Tabel 4-1 geeft het resultaat van de analyses weer. Vrijwel alle geïdentificeerde knelpunten komen in elk van de drie excursies voor. Dit toont aan dat de knelpunten robuust zijn en niet enkel het gevolg zijn van aannames in een bepaalde excursie. De ernst van de knelpunten is wel afhankelijk van de geanalyseerde excursie.

Tabel 4-1

Knelpunten op verbindingen en transformatoren in het 220/380kV-net						
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	2030	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
380kV-verbindingen						
Borssele - Geertruidenberg	-	n-1	n-1	n-1		Bestaand
Zandvliet - Geertruidenberg	n-1	n-1	n-1	n-1	1 - 10*	Bestaand
Zandvliet - Borssele	-	n-1	n-0	n-0		Bestaand
Eemshaven - Meeden	n-2	n-2	n-1	n-1	10 - 100**	Bestaand
Eemshaven - Eemshaven Oudeschip	n-1	n-1	n-1	n-1		Bestaand
Hengelo - Zwolle	-	-	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Geertruidenberg - Krimpen	n-1	n-1	n-1	n-0	10 - 100	Bestaand
Ens - Zwolle	n-1	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Eindhoven - Geertruidenberg	-	-	n-2	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Diemen - Lelystad	n-1	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Doetinchem - Hengelo	n-1	-	-	-	0,01 - 0,1	Bestaand
Krimpen - (Breukelen) - Diemen	n-1	x	x	x		Bestaand
Krimpen - Oostzaan	n-1	x	x	x	10 - 100	Nieuw
Ens - Lelystad	n-1	n-1	n-1	n-0	10 - 100	Bestaand
Breukelen - Krimpen	-	-	n-2	n-2	0 - 0,01	Nieuw
Bleiswijk - Wateringen	-	-	n-2	n-2	0 - 0,01	Nieuw
Dodewaard - Doetinchem	-	-	n-2	n-1	10 - 100	Nieuw
Eindhoven - Maasbracht	-	n-2	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Diemen - Oostzaan	-	-	-	n-1		Nieuw
Beverwijk - Oostzaan	-	-	-	n-2	0,01 - 0,1	Nieuw
Beverwijk - Vijfhuizen	-	-	-	n-2		Nieuw
Westerlee - Wateringen	n-2	-	-	-	0 - 0,01	Nieuw
220kV-verbindingen						
Eemshaven - Vierverlaten	n-2	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Eemshaven - Robbenplaat	n-2	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Robbenplaat - Vierverlaten	n-2	n-2	n-2	n-2	10 - 100**	Bestaand
Robbenplaat - Weiwerd	n-2	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Meeden - Weiwerd	n-2	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Transformatoren 380/220 kV						
station Eemshaven	n-1	n-1	n-1	n-1	10 - 100**	Bestaand
station Meeden	n-2	n-2	n-2	n-2		Bestaand
station Ens	n-2	-	-	-	0 - 0,01	Nieuw

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

* Dit betreft dezelfde risicobeoordeling als voor de verbindingen in Zeeland in Tabel 7-1.

** Voor de verbindingen Eemshaven - Meeden, Eemshaven - Eemshaven Oudeschip, Eemshaven - Vierverlaten tot en met Meeden - Weiwerd, en de stations Eemshaven en Meeden is één risicobeoordeling gemaakt.



4.1.2.1 Excursie Maasvlakte

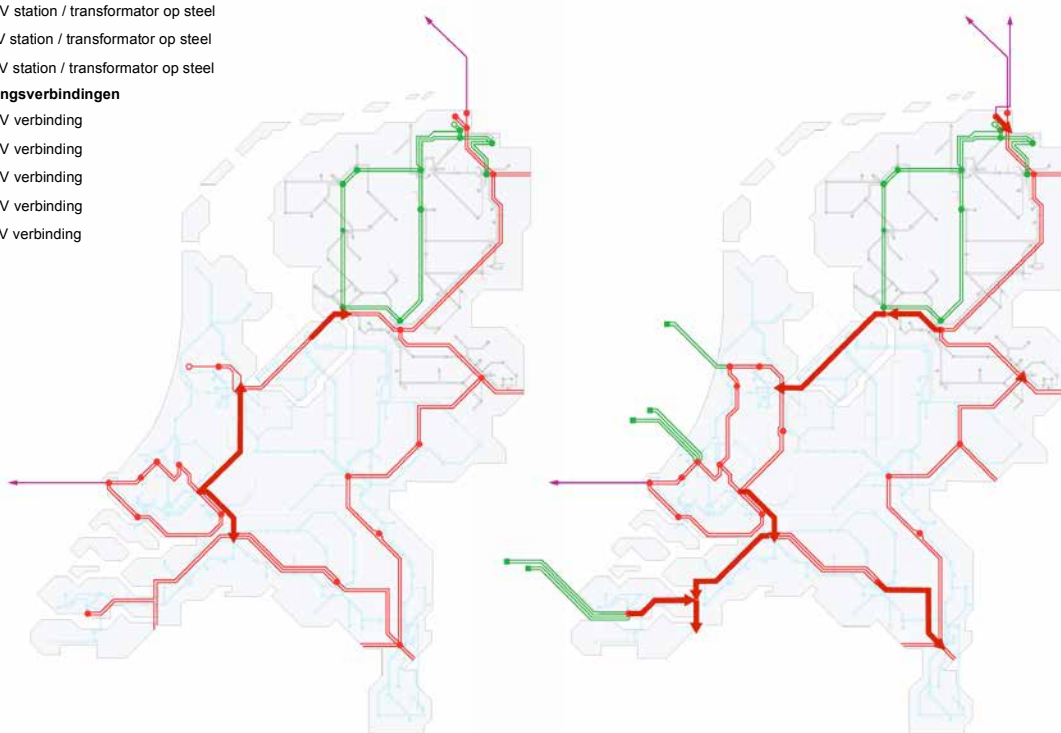
Bij de analyse van de excursie Maasvlakte is voor het steekjaar 2017 een aantal n-1 knelpunten geconstateerd aan de west- en noordzijde van de landelijke 380kV-ring, op de verbindingen Geertruidenberg – Krimpen – Diemen en Ens – Lelystad. Deze knelpunten ontstaan op hoofdlijnen door een hoge productie in de regio Maasvlakte, in combinatie met een

export naar Duitsland en België. In het steekjaar 2025 worden de knelpunten op de landelijke ring ernstiger en ontstaan ook knelpunten aan de zuidzijde van de ring (Eindhoven-Maasbracht) en richting de interconnector met België.

In Figuur 4-2 zijn de verbindingen waarop ernstige knelpunten gesignaleerd worden, indicatief weergegeven.

Legenda

-  Netopening
-  Offshore platform
- Hoogspanningsstations**
-  380 kV station / transformator op steel
-  220 kV station / transformator op steel
-  150kV station / transformator op steel
-  110 kV station / transformator op steel
- Hoogspanningsverbindingen**
-  450 kV verbinding
-  380 kV verbinding
-  220 kV verbinding
-  150 kV verbinding
-  110 kV verbinding



Figuur 4-2 Schematische weergave van de belangrijkste n-1-knelpunten gesignaleerd bij de excursie Maasvlakte; steekjaar 2017 (links) en 2025 (rechts)

Een doorkijk naar het steekjaar 2030 toont een verdere groei van het aantal en de ernst van knelpunten, vooral op verbindingen in de landelijke ring en in het netdeel in Zeeland. Met de capaciteit en de structuur van de huidige landelijke ring kan de ontwikkeling van de groei van het windvermogen en de verdere vraag naar interconnectiecapaciteit niet meer gefaciliteerd worden. Op diverse verbindingen ontstaan dan zelfs knelpunten in ongestoorde toestand (n-0-knelpunten).

Het knelpunt op de verbinding Krimpen – Oostzaan wordt voor het steekjaar 2020 opgelost doordat het 380kV-station Diemen wordt opgenomen in de verbinding Krimpen – Oostzaan. Samen met de realisatie van de Randstad 380 kV Noordring ontstaat dan een nieuwe, robuuste, volledig als dubbelcircuit uitgevoerde ringstructuur in de noordelijke Randstad. De knelpunten op de verbindingen Krimpen – Oostzaan en Krimpen – (Breukelen) – Diemen verdwijnen daardoor.

De 380kV-verbindingen in de landelijke ring hebben een transportcapaciteit van 2×1.645 MVA, uitgezonderd de verbindingen Eindhoven – Maasbracht en Krimpen - Geertruidenberg (hiervan worden in 2016 de transportcapaciteiten verhoogd naar 2×1.975 MVA respectievelijk 2×1.860 MVA). Op basis van de berekeningen blijkt deze capaciteit niet voldoende, waardoor op diverse verbindingen knelpunten ontstaan:

- Hengelo – Zwolle
- Ens – Zwolle
- Ens – Lelystad
- Diemen – Lelystad
- Breukelen – Krimpen
- Geertruidenberg – Krimpen
- Eindhoven – Geertruidenberg
- Eindhoven – Maasbracht
- Doetinchem – Hengelo
- Dodewaard – Doetinchem






De voorgestelde oplossingsrichting is een verhoging van de transportcapaciteit van de hierboven genoemde verbindingen in de landelijke 380kV-ring van 1.645 MVA naar eerst 1.975 MVA en vervolgens 2.635 MVA per circuit, waarmee maximaal gebruik wordt gemaakt van de huidige 380kV-corridors. Hiermee kunnen de voorziene transporten over de ring tot 2025 gefaciliteerd worden. Op de lange termijn lijkt dit echter niet voldoende, omdat de resultaten voor steekjaar 2030 resterende n-1-knelpunten tonen op de verbindingen Diemen – Lelystad – Ens en Geertruidenberg – Krimpen.

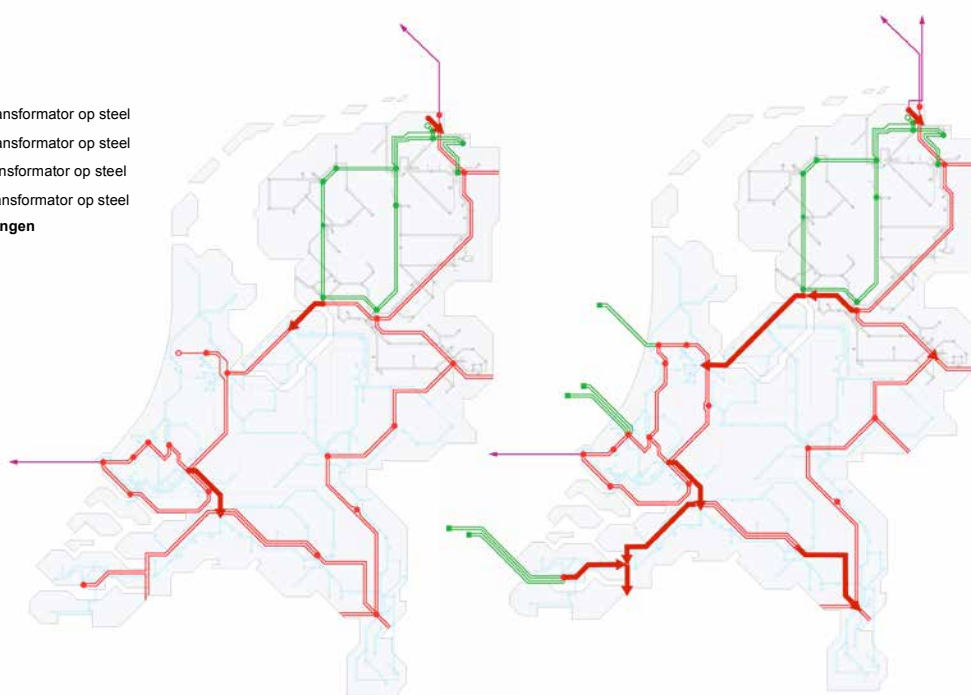
4.1.2.2 Excursie Eemshaven

Bij de analyse van de excursie Eemshaven worden in 2017 knelpunten gesignaleerd op de noord- en westzijde van de landelijke 380kV-ring (Ens – Lelystad en Geertruidenberg – Krimpen). Dit als gevolg van zowel vermogenstransporten naar de belastingcentra in de Randstad als doortransporten naar België. In latere steekjaren verergeren deze knelpunten en breiden ze zich uit naar de zuidkant van de ring (Eindhoven – Maasbracht). Vanwege de doortransporten naar België raakt in 2025 ook de verbinding Geertruidenberg – Zandvliet overbelast.

In Figuur 4-3 zijn de 380kV-verbindingen waarop ernstige knelpunten gesignaleerd worden, indicatief weergegeven.

Legenda

-  Netopening
-  Offshore platform
- Hoogspanningsstations**
-  380 kV station / transformator op steel
-  220 kV station / transformator op steel
-  150kV station / transformator op steel
-  110 kV station / transformator op steel
- Hoogspanningsverbindingen**
-  450 kV verbinding
-  380 kV verbinding
-  220 kV verbinding
-  150 kV verbinding
-  110 kV verbinding



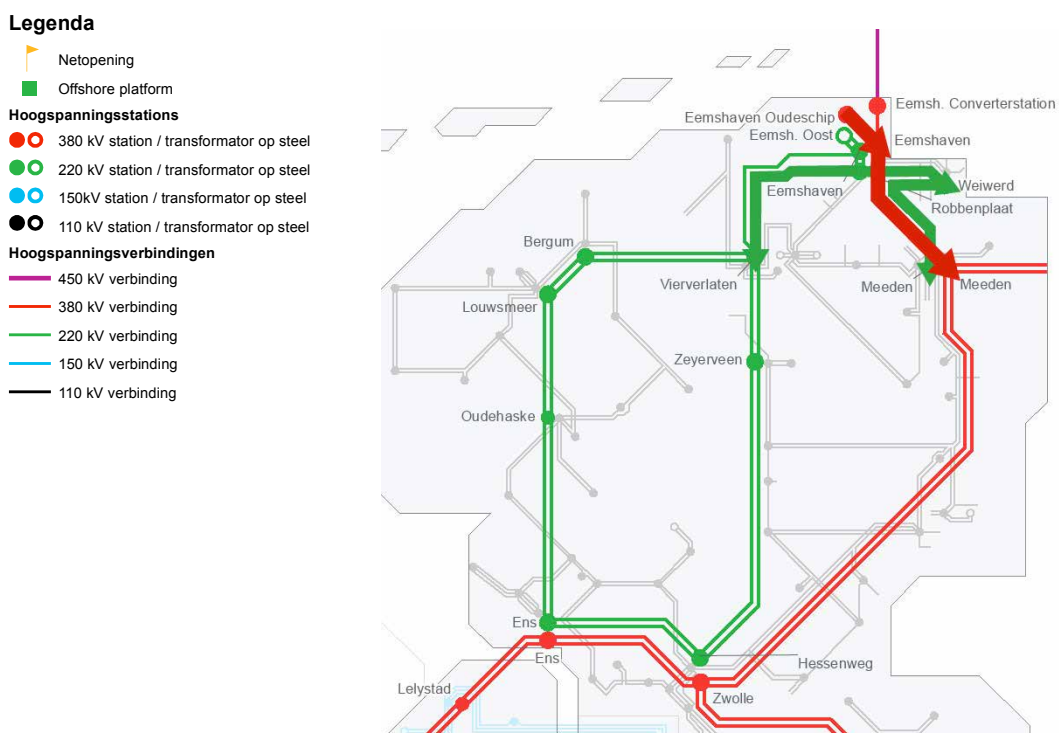
Figuur 4-3 Schematische weergave van de belangrijkste n-1-knelpunten gesignaleerd bij de excursie Eemshaven in het 380kV-net; steekjaar 2017 (links) en 2025 (rechts)

Ook in deze excursie toont een doorkijk naar het steekjaar 2030 een verdere groei van het aantal en de ernst van knelpunten, vooral op verbindingen in de landelijke ring en in het netdeel in Zeeland. Voor de knelpunten op de landelijke ring geldt ook dat de gefaseerde verhoging van de transportcapaciteit noodzakelijk is, met een hoge prioriteit voor de verbinding Ens – Lelystad. Tot 2025 kunnen dan de gewenste transporten gefaciliteerd worden, maar er blijft in deze excursie vanaf 2025 een resterend n-1-knelpunt op de verbinding Ens – Lelystad.

Hoewel de groei van nieuw conventioneel productievermogen in de regio Eemshaven momenteel stagneert, wordt de aansluiting van nieuw windvermogen wél gerealiseerd en is een nieuwe interconnector (COBRACable) naar Denemarken voorzien. Als de huidige 380kV-verbinding tussen Eemshaven en Meeden

gestoord raakt, is de resterende afvoercapaciteit via het 220kV-net ontoereikend en raakt het 220kV-net overbelast. Er ontstaat dan een ontoelaatbare situatie waarbij de regionale leveringszekerheid in het geding is. De voorziene conservering van eenheden invoedend op het 220kV-net verzwakt de druk op de beschikbare transformatorcapaciteit tussen het 380kV- en het 220kV-net in het station Eemshaven, ondanks de inmiddels gerealiseerde uitbreiding van twee (2x750 MVA) naar drie (3x750 MVA) transformatoren.

In het 220kV-net worden ook aanzienlijke n-2-knelpunten gesignaleerd tussen Robbenplaat, Weiwerd en Meeden, net als op de verbinding tussen Eemshaven en Vierverlaten. Zie ter indicatie Figuur 4-4. Belangrijke oorzaak voor deze overbelastingen is dat de huidige ontsluiting van deze regio met het 380kV-net niet voldoende transportcapaciteit heeft. Een extra beperking is

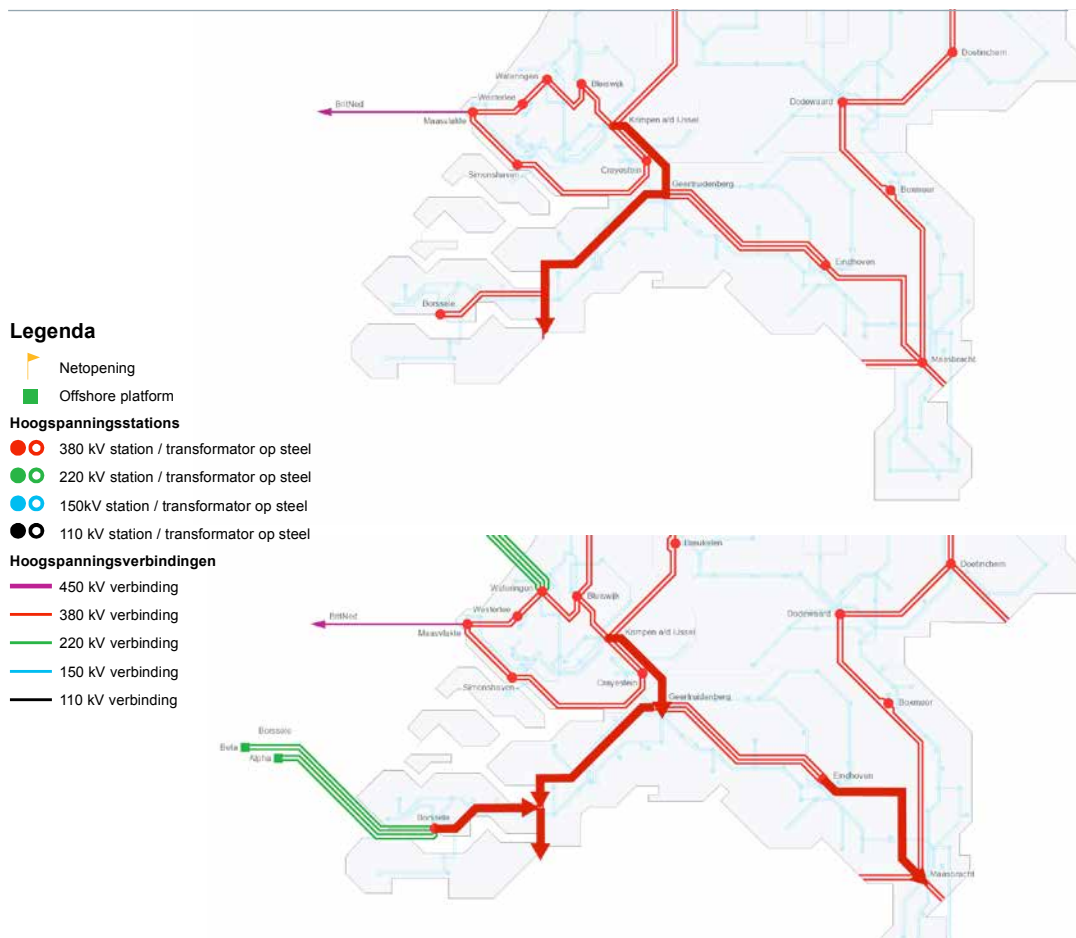


Figuur 4-4 Schematische weergave van de belangrijkste knelpunten gesignaleerd bij de excursie Eemshaven in het 220kV-net en op de 380/220kV-transformatoren

dat bij onderhoud van een 220kV-circuit tussen Eemshaven en Meeden gelijktijdig om veiligheidsredenen een 380kV-circuit uit bedrijf moet worden genomen en vice versa, omdat deze circuits gecombineerd zijn op één viercircuitmast. Bij uitval van het naastliggende 380kV-circuit zal het opgewekte vermogen zich een weg zoeken via het 220kV-net naar de landelijke ring. Er is dan onvoldoende capaciteit om dit transport te kunnen faciliteren.

De oorzaak van de knelpunten ligt in belangrijke mate in het ontbreken van voldoende afvoercapaciteit naar de landelijke ring. Het project Noord-West 380 kV, waarin naast opwaardering van de bestaande 380kV-verbinding Ens – Lelystad – Diemen, een nieuwe 380kV-verbinding tussen Eemshaven – Oudeschip en Ens voorzien is, kan de knelpunten in de regio Eemshaven oplossen.

Aan de hand van de resultaten uit het KCD 2013 is geconcludeerd dat door vertraging van de groei van het conventioneel vermogen in regio Eemshaven een gefaseerde realisatie van het project Noord-West 380 kV technisch mogelijk en nuttig zou zijn. In dit Investeringsplan is dit project niet in het model voor de analyses opgenomen, waardoor op basis van de gesignaleerde knelpunten kan worden geconcludeerd dat nut en noodzaak van project Noord-West 380 kV bevestigd blijft. Met de gefaseerde realisatie ontstaat een robuuste en toekomstvaste oplossing om het net in de regio Eemshaven verder te ontsluiten. Met de eerste fase wordt extra transportcapaciteit via een versteviging van de koppeling tussen het 220kV- en het 380kV-net in Vierverlaten gerealiseerd. Het doortrekken van de 380kV-verbinding van Vierverlaten naar Ens is onderdeel van de tweede fase van het project, waarover men besluit zodra de marktontwikkelingen daar aanleiding toe geven.



Figuur 4-5 Schematische weergave van de belangrijkste knelpunten gesignaleerd bij de excursie Borsselse; steekjaren 2017 (boven) en 2025 (onder)

4.1.2.3 Excursie Borsselse

In de excursie Borsselse wordt in 2017 een knelpunt op de verbinding Zandvliet – Geertruidenberg gesignaleerd. In latere steekjaren ontstaan diverse knelpunten op de verbindingen Zandvliet – Borsselse – Geertruidenberg, onder andere door de groei van aangesloten windproductie en de toename van grensoverschrijdende transporten met België. Op de verbinding Zandvliet – Geertruidenberg ontstaat dan al tijdens de

ongestoorde bedrijfsvoering een knelpunt. In Figuur 4-5 zijn de knelpunten in het zuidwestelijk netdeel indicatief weergegeven. Daarnaast worden in deze excursie ook knelpunten op de landelijke ring gesignaleerd. Deze zijn echter bij de analyse van de vorige excursies al aan bod gekomen en worden daarom hier niet verder toegelicht. Verder geldt dat tijdens onderhoudssituaties in het 380kV-net diverse knelpunten in het 150kV-net kunnen ontstaan die impact op de netstabiliteit hebben.

De oplossingsrichting om de gesignaleerde knelpunten op te lossen is de (gefaseerde) realisatie van het project Zuid-West 380 kV. Hiermee wordt het net in Zuid-Nederland, nu bestaand uit enkelcircuitverbindingen tussen de stations Geertruidenberg, Zandvliet en Borssele, versterkt. Door de realisatie van het nieuwe 380kV-station Rilland is de gefaseerde realisatie van het project Zuid-West 380 kV mogelijk. Eerst wordt de verbinding Borssele – Rilland uitgevoerd, daarna de verbinding Rilland – Tilburg. Het station Rilland komt op de huidige locatie van de aftakking naar België. Na aansluiting van de bestaande enkelcircuitverbinding van 2x3 kA op station Rilland wordt de nieuwe verbinding Borssele – Rilland van 2x4 kA aangesloten, waarmee de dubbelcircuitverbinding Borssele – Rilland een feit is. Het project Zuid-West 380 kV wordt gecompleteerd door station Rilland ook te verbinden met een nieuw 380kV-station bij Tilburg. Hierdoor kan

productie vanuit Zeeland worden afgevoerd naar de landelijke ring en blijft bij uitval van de verbinding tussen Rilland en Geertruidenberg het netdeel in Zeeland met het landelijk net gekoppeld.

Hoewel er in de analyse pas vanaf het steekjaar 2020 knelpunten op het 380kV-netdeel in Zeeland gesignaleerd worden, is er wel degelijk een actueel knelpunt. Uitval van één van de huidige 380kV-circuits in dit netdeel leidt tot ernstige overbelastingen in het onderliggende 150kV-net, waardoor tijdens onderhoudssituaties marktrestricties afgeroepen moeten worden om de netstabiliteit te handhaven.

4.1.3 Stations: knelpunten en maatregelen

Naast de vermogensstroomanalyses is voor de 380kV- en de 220kV-stations ook het railcriterium en de kortsluitvastheid getoetst. In Tabel 4 2 is een overzicht gegeven van de gesignaleerde knelpunten op stations.

Tabel 4-2

Overzicht van gesignaleerde knelpunten op de 220/380kV-stations						
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	2030	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
380kV-station						
station Diemen	r	r	r	r	1 - 10	Bestaand
station Krimpen aan den IJssel	r & l _k	l _k	l _k	l _k	1 - 10	Bestaand
station Maasbracht	r & l _k	r & l _k	r & l _k	r & l _k	1 - 10	Bestaand
station Meeden	-	l _k	l _k	l _k	-*	Indicatief
station Geertruidenberg	-	-	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
220kV-station						
station Vierverlaten	-	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

* Er is een kortsluitstroomknelpunt geconstateerd op station Meeden. Dit knelpunt heeft nog geen risicobeoordeling gekregen en is daarom slechts ter indicatie opgenomen.

4.1.3.1 Railcriterium

Het railcriterium bestaat uit de toetsing van een drietal eisen waaraan het elektriciteitssysteem moet voldoen tijdens een enkelvoudige storing op een rail van 220 kV of hoger, bij onderhoud aan de andere rail. Bovenstaande situatie mag niet leiden tot een onderbreking van transport van meer dan 1500 MW invoedend vermogen, een cascade van transportonderbrekingen, of een onderbreking van afname van 1000 MW langer dan twee uur.

De stations waar meer dan 1500 MW aan opgesteld productievermogen is aangesloten (Eemshaven-Oudeschip en Maasvlakte) zijn uitgevoerd met een 3/2-, respectievelijk 4/3-schakelaarconfiguratie. Deze configuratie voorkomt uitval van invoedend vermogen bij uitval van beide rails. Ook op het station Borssele is in de toekomst naar verwachting meer dan 1500 MW aan productie aangesloten. Om aan het railcriterium te kunnen voldoen, wordt het station uitgerust met een langskoppeling in het railsysteem.

De toetsing op een mogelijke cascade van transportonderbrekingen is uitgevoerd door een uitval-analyse van alle 220kV- en 380kV-stations en eventuele daaruit volgende knelpunten op verbindingen te signaleren. Hiervoor is per steekjaar het uur gekozen met de netsituatie bij de hoogste landelijke belasting. In het 220kV- en het 380kV-net zijn geen overbelastingen op verbindingen geconstateerd bij toetsing op een mogelijk cascade-effect, waarbij in de analyse altijd de mogelijkheden tot het nemen van operationele maatregelen bekeken zijn, zoals het op- of afregelen van productie in het onderliggende net of het inzetten van beschikbare railsectionering.

Tot slot is de toetsing of uitval van twee rails in een station leidt tot een onderbreking groter dan 1000 MW en langer dan twee uur uitgevoerd bij de analyses van de 150kV- en 110kV-netten. Hierbij is op drie stations een knelpunt gesignaleerd: Diemen, Krimpen en Maasbracht.

De railcriteriumknelpunten bij Diemen en Krimpen worden opgelost door de realisatie van de Randstad 380 kV Noordring. Indien één van

deze stations uitvalt, wordt de regionale voorziening via de aankoppeling met andere 380kV-stations overgenomen. Voor het station Maasbracht is een mogelijke oplossing, zoals het verlengen van de derde rail of het sectioneren van de bestaande rails, nog niet in voorbereiding. Dit knelpunt wordt vooralsnog preventief gemeld. Implementatie van een oplossing volgt pas bij een grootschalige renovatie of aanpassing van dit station.

4.1.3.2 Kortsluitvastheid

Voor de analyse van de kortsluitvastheid geldt dat kortsluitknelpunten voornamelijk ontstaan bij grote netuitbreidingen. Daarom is voor latere steekjaren (vanaf 2020) de impact van de projecten Noord-West 380 kV, Zuid-West 380 kV en Doetinchem-Wesel 380 kV, die voor de vermogensstroomberekeningen niet in het netmodel waren opgenomen, stapsgewijs onderzocht.

Hierna volgt een korte toelichting op de eventueel te nemen maatregelen bij de knelpunten uit Tabel 4-2.

380kV-station Krimpen

Op het station Krimpen wordt vanaf 2017 de kortsluitvastheid van het railsysteem overschreden. Het eerder geïnitieerde opwaarderingproject, met een versterking van het railsysteem, blijft actueel.

380kV-station Maasbracht

Voor zowel de driefasen- als de éénfasekortsluitstromen is een overschrijding van de kortsluitvastheid geconstateerd voor het 380kV-station Maasbracht. Vanaf 2025 betreft dit een grote overschrijding, zowel van de ontwerpwaarde van het railsysteem als van de vermogensschakelaars. Dan moet het station mogelijk worden gesplitst. In 2020 wordt al een beperkte overschrijding waargenomen, waarbij de vermogensschakelaars in het station niet meer in staat zijn de berekende maximale driefasenkortsluitstroom te kunnen onderbreken. Hiervoor wordt een opwaardering van componenten naar 63 kA voorzien.

380kV-station Meeden

Vanaf steekjaar 2020 ontstaat op het 380kV-station Meeden een knelpunt. Onder andere

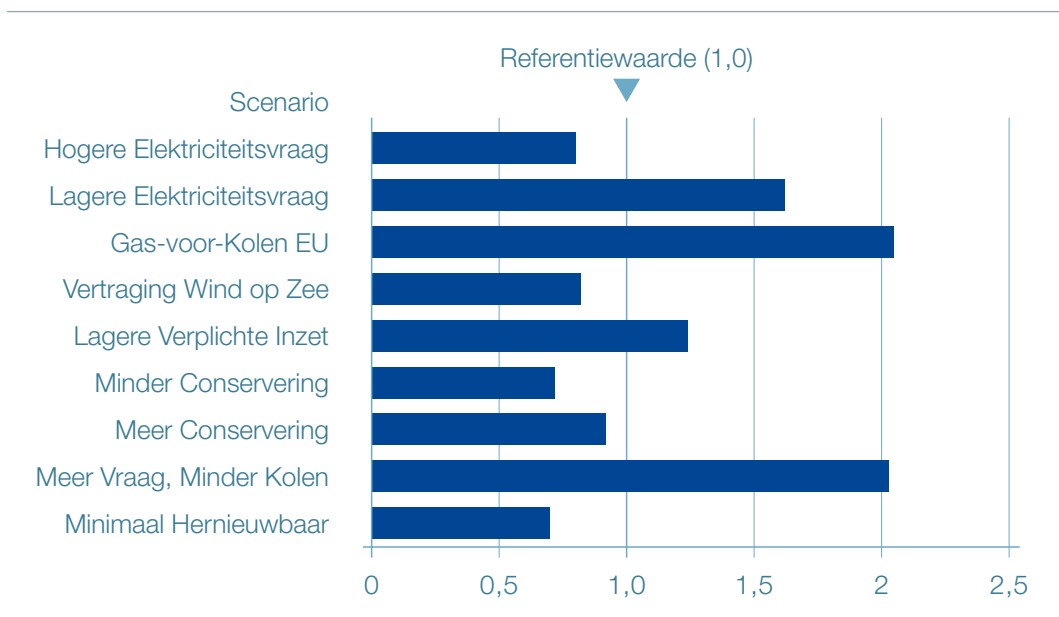
door de mogelijke plaatsing van een derde dwarsregel-transformator in Meeden om de fysieke interconnectiecapaciteit te verhogen, neemt de bijdrage van de kortsluitstroom uit het Duitse net toe²⁸. Ook door de realisatie van de eerste fase van project Noord-West 380 kV neemt de bijdrage vanuit station Eemshaven toe. Dit alles heeft tot gevolg dat de berekende kortsluitstroom het onderbrekingsvermogen van de vermogensschakelaars in de installatie overschrijdt. Na 2025 wordt zelfs de kortsluitvastheid van de installatie overschreden. De kortsluitvastheid van het 380kV-station Meeden, uitgevoerd als een gasgeïsoleerd station (GIS), is niet eenvoudig op te waarderen. Vooralsnog lijkt ook hier splitsing van het station een methode die nader bestudeerd dient te worden, maar dit zou beperkingen kunnen opleggen aan de uitvoeringsvorm van de gewenste uitbreiding van de interconnectiecapaciteit op deze locatie. Nadere studie is noodzakelijk, waarbij maatregelen altijd bekeken zullen worden in samenhang met gefaseerde netuitbreidingen van project Noord-West 380 kV.

4.2 Gevoeligheidsanalyses

Er is getoetst wat de impact van diverse scenariowijzigingen is op de gevonden

knelpunten, vergeleken met het Referentiescenario in het steekjaar 2025. De volgende scenariowijzigingen zijn bestudeerd en de resultaten zijn vergeleken met de resultaten van het Referentiescenario (zie ook paragraaf 3.3.2):

- invloed van toename ('Hogere Elektriciteitsvraag') of afname ('Lagere Elektriciteitsvraag') van de landelijke elektriciteitsvraag;
- verschuiving binnen de merit-order waardoor gasgestookte eenheden in de gehele EU met voorrang worden ingezet ten opzichte van kolengestookte eenheden ('Gas-voor-Kolen EU');
- vertraging van de realisatie van geïnstalleerd windvermogen op zee ('Vertraging Wind op Zee');
- afname van de verplichte inzet van eenheden ('Lagere Verplichte Inzet');
- uitstel ('Minder Conservering') of versnelling ('Meer Conservering') van het conserveren van gasgestookte eenheden;
- beperkte vergroening ('Meer Vraag, Minder Kolen') of een scenario met minimale inzet van hernieuwbare energiebronnen ('Minimaal Hernieuwbaar').



Figuur 4-6 'Severity indices' voor alle gevoeligheidsanalyse (waarde ten opzichte van index bij referentie)

²⁸ Deze maatregel is afhankelijk van een onderzoek naar het effect van het verhogen van de fysieke interconnectiecapaciteit op de beschikbare marktcapaciteit.

Deze aanvullende analyses zijn uitgevoerd met enkel een n-1-berekening voor één klimaatjaar (2012).

De vergelijking van de resultaten van de analyses met de referentie is inzichtelijk gemaakt door per gevoeligheidsanalyse de som te nemen van de 'severity indices' van alle gesignaleerde knelpunten en deze daarna te normeren op de index van het referentiescenario. De 'severity index' van elk scenario dient dus vergeleken worden met de index van de referentie uit steekjaar 2025. Figuur 4-6 geeft de resultaten van de analyse weer.

Uit Figuur 4-6 blijkt dat alle varianten de nut en noodzaak herbevestigen van de maatregelen voor de knelpunten in het Referentiescenario. De meeste scenario's hebben een beperkte invloed op de knelpuntenanalyse, met over het algemeen een kleine verlaging van de 'severity index', wat een lichte (gemiddelde) afname van de ernst van de knelpunten betekent. Drie scenario's laten echter een significante verhoging van de index zien, te weten 'Lagere Elektriciteitsvraag', 'Gas-voor-Kolen EU' en 'Toenemende Elektrificatie'. De resultaten van deze scenario's hebben we hieronder verder toegelicht.

In het scenario 'Lagere Elektriciteitsvraag' wordt het effect van de afname van de binnenlandse vraag bestudeerd. De jaarlijkse binnenlandse productie blijft in dit scenario vrijwel gelijk en Nederland wordt netto exporteur van elektriciteit. Ten opzichte van het Referentiescenario worden de gevonden knelpunten in 2025 ernstiger. Het aantal uren waarop er een specifiek n-1-knelpunt gesignaleerd wordt, neemt toe. De resultaten tonen een toename van de ernst van de knelpunten op de verbindingen Borssele - Zandvliet, Borssele - Geertruidenberg, Geertruidenberg - Krimpen en Eindhoven - Maasbracht.

Het scenario 'Gas-voor-Kolen EU', waarin de inzet van gasgestookte eenheden voorrang heeft op kolengestookte eenheden op Europese schaal, leidt tot een verdubbeling van de ernst van knelpunten. Er ontstaat een verschuiving in

de inzet van het productiepark in heel Europa. Voor Nederland leidt dit tot een kleine verandering in de buitenlanduitwisseling (meer export en minder import). Afhankelijk van de locatie waar de gasgestookte eenheden in bedrijf komen, ontstaan er ernstigere knelpunten op de verbindingen Zandvliet - Geertruidenberg, Borssele - Geertruidenberg en Eindhoven - Maasbracht. Daarnaast verergeren ook de knelpunten op de verbinding Diemen - Lelystad - Ens.

Het scenario 'Meer Vraag, Minder Kolen' beschouwt de gezamenlijke invloed van hoge belasting, een merit-order shift en deconservering van gasvermogen. De resultaten worden vooral bepaald door de voorrang van de inzet gasgestookte eenheden op kolengestookte eenheden ten opzichte van het Referentiescenario. Er is meer productie met gasgestookte eenheden, en dit heeft effect op de buitenlanduitwisseling (Nederland wordt netto exporteur van elektriciteit). De ernst van de knelpunten op de verbindingen Borssele - Zandvliet, Zandvliet - Geertruidenberg, Borssele - Geertruidenberg en op de verbinding Diemen - Lelystad - Ens neemt toe.

4.3 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 beschreven zijn. Op basis van huidige inzichten leidt de ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in het landelijke 220/380kV-net tot een licht stijgend risicoprofiel voor de komende vijf jaar en een afnemend risicoprofiel in de daarop volgende vijf jaar (Figuur 4-7). Zoals aangegeven in paragraaf 2.4.5 zullen in de toekomst naar verwachting nieuwe knelpunten worden 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 4-7 opgenomen.

Tabel 4-3

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categ.	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Eemshaven - Meeden Eemshaven - Eemshaven Oudeschip Eemshaven - Vierverlaten Eemshaven - Robbenplaat Robbenplaat - Vierverlaten Robbenplaat - Weiwerd Meeden - Weiwerd station Eemshaven station Meeden	n-1 / n-2	10 - 100	2015	Bestaand	Noord-West 380 kV	2020	Pre-realiseratie
Ens - Lelystad	n-0	10 - 100	2017	Bestaand			
Diemen - Lelystad	n-1	0,1 - 1	2017	Bestaand			
station Diemen	r	1 - 10	2008	Bestaand	Randstad 380 kV Noordring en visie Amsterdam 150 kV (<i>load pockets</i>)	2021	Realisatie
station Krimpen aan den IJssel	r	1 - 10	2008	Bestaand	Randstad 380 kV Noordring	2018	Realisatie
Borssele - Geertruidenberg Zandvliet - Geertruidenberg Zandvliet - Borssele	n-0 / n-1	1 - 10	2011	Bestaand	Zuid-West 380 kV en opwaarderen Borssele - Geertruidenberg 380 kV (4 kA)	2025	Pre-realiseratie/ realisatie
Hengelo - Zwolle	n-1	10 - 100	2030	Bestaand	Opwaarderen verbinding (3 kA) en Beter Benutten (4 kA)	2032	Pre-realiseratie
Ens - Zwolle	n-1	0,1 - 1	2017	Bestaand	Opwaarderen verbinding (3 kA) en Beter Benutten (4 kA)	2025	Pre-realiseratie
Geertruidenberg - Krimpen	n-0	10 - 100	2010	Bestaand	Opwaarderen verbinding (3 kA) en Beter Benutten (4 kA)	2023	Pre-realiseratie/ realisatie
Eindhoven - Maasbracht	n-1 (na 3 kA)	10 - 100	2025	Bestaand	Beter Benutten (4 kA)	2027	Pre-realiseratie
Eindhoven - Maasbracht	n-1	10 - 100	2020	Bestaand	Opwaarderen verbinding (3 kA)	2016	Realisatie
Eindhoven - Geertruidenberg	n-1	0,1 - 1	2030	Bestaand	Opwaarderen verbinding	2026	Pre-realiseratie
Dodewaard - Doetinchem	n-1	10 - 100	2030	Nieuw	Opwaarderen verbinding	2027	Pre-realiseratie
Meeden - Diele	<i>Power quality</i>	1 - 10	2012	Bestaand	Oplossingsrichting wordt bestudeerd*	-	-
Ens - Vierverlaten - Eemshaven Oudeschip	<i>Power quality</i>	1 - 10	2012	Bestaand	Aansluiten blindstroomcompensatiespoelen	2017	Realisatie
Krimpen - (Breukelen) - Diemen Krimpen - Oostzaan	n-1	10 - 100	2017	Bestaand	Inlussen verbinding Krimpen - Oostzaan op station Diemen	2017	Realisatie
station Maasbracht	r	1 - 10	2008	Bestaand	Nog geen maatregelen gedefinieerd	-	-
station Maasbracht	I_k	1 - 10	2013	Bestaand	Splitsing station en verzwaren componenten	2019	Pre-realiseratie
station Maasvlakte	I_k	1 - 10	2014	Bestaand	Vervangen vermogensschakelaars	2017	Realisatie
station Krimpen aan den IJssel	I_k	1 - 10	2020	Bestaand	Opwaarderen railsysteem	2021	Pre-realiseratie
station Eemshaven	n-1	10 - 100	2014	Bestaand	Uitbreiden transformatorcapaciteit	2016	Realisatie

* Het aantal in- en uitschakelingen van de dwarsregeltransformatoren wordt tot een minimum beperkt door het uitvoeren van operationele maatregelen. Inmiddels hebben diverse aanpassingen aan het net plaatsgevonden, waardoor het knelpunt opnieuw dient te worden beoordeeld.



Figuur 4-7 Ontwikkeling van de risicopositie zonder en met mitigerende maatregelen (exclusief prognoses)

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in het landelijke 220/380kV-net is voor dit Investeringsplan opzichte van het KCD 2013 aanzienlijk gedaald. Deze daling is te verklaren door een netto daling in de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde capaciteitsknelpunten en eerdere mitigatie.

Netto daling in de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde capaciteitsknelpunten

Het knelpunt met betrekking tot het afvoeren van productievermogen in Zeeland is voor de komende jaren naar beneden bijgesteld als gevolg van het uitbedrijf nemen van de kolencentrale Borssele¹². Daarmee daalt tijdelijk het risico. Door de voorziene productiegroei van wind op zee ontstaan vanaf 2020 echter n-1-knelpunten, waardoor het risico dan weer zal stijgen. Het risico van het n-1-knelpunt op de verbinding Krimpen – Geertruidenberg wordt op basis van herziene inzichten de komende jaren lager geschat dan in het KCD 2013. Vanaf 2020 stijgt het risico van dit knelpunt weer naar een vergelijkbaar niveau zoals geschat in het KCD 2013. Ditzelfde effect is zichtbaar op de verbindingen Diemen – Lelystad en Lelystad –

Ens. Op deze trajecten is het risico in de eerste jaren lager geschat dan in het KCD 2013, waarbij het risico op de verbinding Lelystad – Ens in 2020 terug zal zijn op het niveau van het KCD 2013. Het bestaande n-1-knelpunt op de verbinding Eindhoven – Maasbracht wordt later actueel. Dit capaciteitsknelpunt wordt tijdig gemitigeerd door een opwaardering naar 3 kA uit te voeren. Op de verbinding Hengelo – Zwolle zal het n-1-knelpunt op basis van hernieuwde inzichten later actueel worden dan in het KCD 2013 werd aangenomen.

Eerdere mitigatie van eerder geïdentificeerde capaciteitsknelpunten

Dit is te verklaren doordat het n-1-knelpunt op de verbinding Krimpen – Diemen – Oostzaan al wordt gemitigeerd door het insluiten van 380kV-circuit Krimpen – Oostzaan op station Diemen. De opwaardering van de verbinding Krimpen – Breukelen – Diemen is niet langer noodzakelijk. Hiermee is het knelpunt eerder opgelost dan in het KCD 2013 voorzien.

Het toevoegen van nieuwe knelpunten en vervallen van eerder gesignaleerde knelpunten heeft geen significante invloed op het risicoprofiel.

4.4 Investerings algemeen

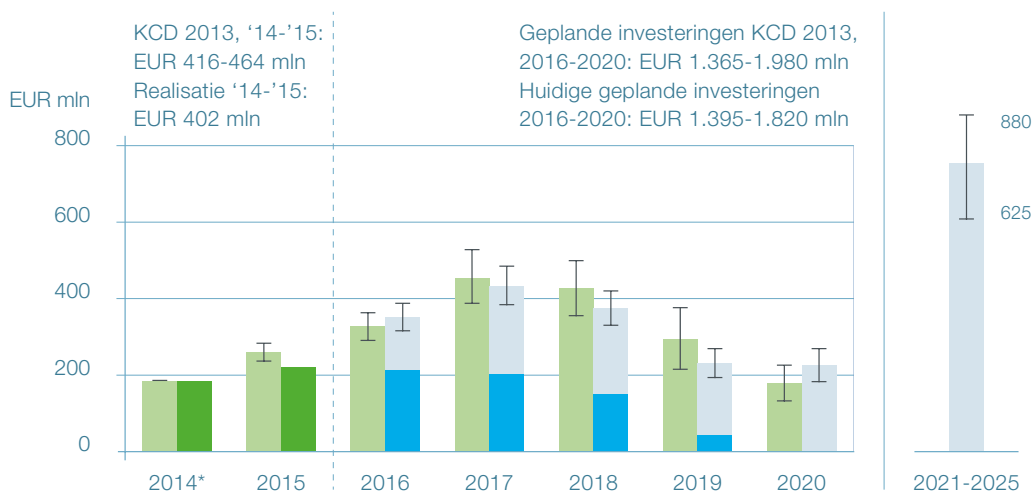
In het landelijke 220kV- en 380kV-net zullen de investeringen in de periode 2016-2020 voor de capaciteitsuitbreidingen naar verwachting afnemen ten opzichte van het KCD 2013.

Hiervoor zijn drie primaire redenen aan te wijzen:

- De behandeling van de bouwrente is met de recente wijziging van de Elektriciteitswet²⁹ veranderd (zie paragraaf 4.5.2 voor details), en wordt daarom niet meer meegenomen in de geraamde investeringen per jaar voor de Large Cluster-projecten.
- Bij het cluster Zuid-West 380 kV heeft het

oostelijke deel een aanzienlijke vertraging opgelopen doordat het oorspronkelijke voorkeursalternatief is verlaten, hierdoor schuiven de investeringen voor dit project naar achteren.

- De investeringen in het cluster Beter Benutten zijn in 2016-2020 verlaagd. Enerzijds doordat opwaardering van de verbinding Diemen – Krimpen niet meer noodzakelijk bleek en daarom is stilgezet. Anderzijds doordat de opwaardering van de verbinding Eindhoven – Maasbracht naar 4 kA pas later noodzakelijk is gebleken en daarom pas later zal worden gerealiseerd.



*Voor het plan van 2014 is voor de Large Clusters het plan gelijkgesteld aan de realisatie

- Plan bij KCD 2013
- Realisatie
- Huidig plan in realisatiefase
- Huidig plan in pre-realisatiefase

Figuur 4-8 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 380/220 kV

²⁹ Wet van 23 maart 2016 tot wijziging van de Elektriciteitswet 1998 (tijdig realiseren doelstellingen Energieakkoord).

4.5 Investerings in Large Cluster-projecten

Binnen de portfolio van TenneT heeft een aantal projecten een aparte status, de zogenoemde Large Clusters. Het betreft hier de realisatie van grootschalige, kapitaalintensieve uitbreidingen van het net, dan wel nieuwe verbindingen, vaak aangevuld met kleinere projecten die net-technisch onlosmakelijk verbonden zijn met de uitbreiding. Meestal zijn deze groepen 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 is zelfs van Europees belang en bestempeld als een Project of Common Interest (PCI). De Rijkscoördinatieregeling speelt een belangrijke rol in het verloop van de Large Cluster-projecten. Deze regeling wordt dan ook in paragraaf 4.5.1 nader toegelicht. De verslaglegging over de Large Clusters is op een aantal vlakken ook iets anders dan de reguliere projecten. Dit wordt in paragraaf 4.5.2 besproken.



Op dit moment werkt TenneT aan projecten in vijf grote clusters in verschillende stadia van ontwikkeling: Noordoostpolder (NOP), Randstad 380 kV Noordring (RN380), Doetinchem-Wesel 380 kV (DW380), Noord-West 380 kV (NW380) en Zuid-West 380 kV (ZW380). Het cluster Randstad 380 kV Zuidring (RZ380) vormde een zesde cluster, dat in 2013 in bedrijf is genomen.

Tabel 4-4 geeft een overzicht van de clusters, hun verwachte inbedrijfsname-datum (IBN) en de huidige raming van het projectbudget (zie paragraaf 4.5.2). Figuur 4-9 toont de geografische spreiding van de clusters. De paragrafen 4.6.3 tot 4.6.7 gaan in detail in op de noodzaak van de clusters, hun planning en budget en de voortgang in de afgelopen twee jaar.

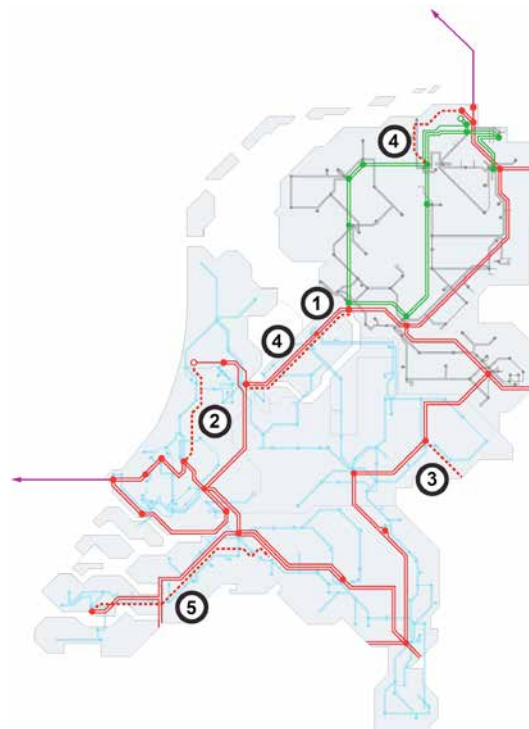
Tabel 4-4

Overzicht Large Clusters			
Cluster	Beschrijving	IBN	Projectbudget [EUR mln]
Noordoostpolder	Opwaardering stations en verbindingen in de Noordoostpolder	Q2 2017	136
Randstad 380 kV Noordring	Creëren ringstructuur in het 380kV-net in de noordelijke Randstad	Q3 2018	617
Doetinchem-Wesel 380 kV	Nieuwe 380kV-interconnector met Duitsland	Q2 2017	169
Noord-West 380 kV	Verhogen transportcapaciteit t.b.v. afvoer van opgewekte vermogen uit de Eemshaven	Q2 2020	435
Zuid-West 380 kV	Verhogen transportcapaciteit t.b.v. afvoer van opgewekte vermogen uit regio Borssele	Q2 2025	1198

Legenda

-  Netopening
-  Offshore platform
- Hoogspanningsstations**
-  380 kV station / transformator op steel
-  220 kV station / transformator op steel
-  150kV station / transformator op steel
-  110 kV station / transformator op steel
- Hoogspanningsverbindingen**
-  450 kV verbinding
-  380 kV verbinding
-  220 kV verbinding
-  150 kV verbinding
-  110 kV verbinding

1. Noordoostpolder
2. Randstad 380 kV Noordring
3. Doetinchem – Wesel 380 kV
4. Noord-West 380 kV
5. Zuid-West 380 kV



Figuur 4-9 Geografisch overzicht Large Clusters

4.5.1 Rijkscoördinatie-regeling (RCR)

Op bepaalde projecten van nationaal belang, waaronder een aantal projecten binnen de Large Cluster-portfolio, is de Rijkscoördinatie-regeling (hierna: RCR) van toepassing. Uitbreidingen van het landelijk hoogspanningsnet op een spanningsniveau van 220 kV of hoger vallen automatisch onder de RCR. Deze regeling is bedoeld om sneller besluiten te kunnen nemen, zonder dat dit ten koste gaat van de zorgvuldigheid van de besluitvorming en met behoud van de mogelijkheid van inspraak door betrokken stakeholders. In het bijzonder is de regeling erop gericht om alle besluiten die voor een project noodzakelijk zijn (bijvoorbeeld ruimtelijke inpassing, vergunningen en ontheffingen) gelijktijdig ter inzage te leggen, gelijktijdig te nemen en gelijktijdig in één beroepsgang af te handelen. Voor projecten die binnen de RCR vallen, vormen de ministers van Economische Zaken (EZ) en Infrastructuur en Milieu (IenM) het bevoegd gezag. Zij zijn verantwoordelijk voor de besluitvorming over de nieuwe verbinding en

coördineren de planning van de besluitvorming van de benodigde vergunningen en ontheffingen. De ministers bepalen waar de nieuwe verbinding komt en hoe deze eruit zal zien. Tijdens de procedure adviseert TenneT de ministers over technische zaken, investeringskosten en verschillende mogelijke tracés. TenneT vraagt zelf de benodigde vergunningen en ontheffingen aan. Vervolgens is TenneT verantwoordelijk voor het realiseren van de verbinding en voor het beheer na de ingebruikname.

Binnen de RCR kan al dan niet een zogeheten Rijksinpassingsplan (RIP)³⁰ noodzakelijk zijn. Het RIP is een ruimtelijk besluit van het Rijk, vergelijkbaar met een bestemmingsplan. In dit geval wordt in het vervolg gesproken van de ruimtelijke module binnen de RCR. De coördinatie van vergunningen en ontheffingen wordt de vergunningenmodule genoemd. Wanneer alleen de vergunningenmodule wordt doorlopen, is enkel de minister van EZ het bevoegd gezag.

³⁰ Officieel wordt tegenwoordig de term Inpassingsplan gehanteerd. Om verwarring met het Investeringsplan (afgekort als IP) te voorkomen, is gekozen om in het vervolg de terminologie Rijksinpassingsplan met afkorting RIP te hanteren.



Figuur 4-10 Schematische weergave van de RCR-procedure

Figuur 4-10 geeft het proces schematisch en enigszins vereenvoudigd weer.

1. Kennisgeving RCR

TenneT maakt aan het bevoegd gezag bekend dat het plannen heeft voor een nieuw project dat onder de RCR valt. Mede aan de hand van deze melding wordt een Nota Reikwijdte en Detailniveau opgesteld en wordt de procedure voor het Milieu Effectrapport (MER) opgestart. Hierin zijn ruimtelijke uitgangspunten voor de plannen aangegeven. Ook TenneT geeft technische uitgangspunten en randvoorwaarden voor het project aan.

2. Vaststellen voorkeursalternatief (VKA)

Op basis van informatie uit het MER en een advies van TenneT maken de ministers van EZ en IenM een keuze voor het tracé van een nieuwe verbinding en voor de locatie van eventuele nieuwe hoogspanningsstations.

3. Aanvragen vergunningen en ontheffingen en opstellen ontwerp inpassingsplan

Voor het aanleggen van een hoogspanningsverbinding zijn veel besluiten (vergunningen en ontheffingen) nodig. Het VKA is de basis voor TenneT voor het aanvragen van deze vergunningen en ontheffingen bij de verschillende bestuursorganen. Met de RCR blijven de overheden (zoals gemeenten en provincies) verantwoordelijk voor de besluiten. De ministers bepalen binnen welke termijnen alle (ontwerp-) besluiten genomen moeten worden.

In het geval ook de ruimtelijke module wordt doorlopen, maken de ministers parallel hieraan,

op basis van de keuze voor het VKA, een ontwerp (rijks-)inpassingsplan (OIP). Het OIP (en vervolgens het RIP) omschrijft het tracé van de verbinding en/of de locatie van nieuwe stations, een motivatie daarvan en het MER.

4. Ter inzage leggen van ontwerp uitvoeringsbesluiten en OIP

De betrokken overheden nemen een ontwerpbesluit over de ingediende vergunnings- en ontheffingsaanvragen (samen 'uitvoeringsbesluiten'). De ontwerpvergunningen en –ontheffingen worden ter inzage gelegd, samen met het OIP en het MER, indien van toepassing. Hierop is dan inspraak mogelijk. Dat betekent dat iedereen zienswijzen kan geven over alle ontwerpbesluiten.

5. Definitieve uitvoeringsbesluiten en vaststellen RIP

Na de inspraakprocedure en het verwerken van de zienswijzen maken de betrokken overheden hun besluiten definitief en stellen de ministers van EZ en IenM, indien van toepassing, het definitieve RIP vast. De definitieve besluiten liggen weer gezamenlijk ter inzage. Nu kunnen alleen nog belanghebbenden tegen deze besluiten beroep instellen bij de afdeling Bestuursrechtspraak van de Raad van State. Als binnen de termijn geen beroep wordt aangetekend, worden de besluiten definitief en het RIP onherroepelijk en kunnen onomkeerbare werkzaamheden aan het project worden gestart.

6. Beroepsprocedure afdeling Bestuursrechtspraak van de Raad van State

De afdeling Bestuursrechtspraak van de Raad

van State doet uitspraak over eventuele beroepen tegen de definitieve besluiten. Afhankelijk van het besluit van de Raad van State kan het noodzakelijk zijn het RIP aan te passen, een nieuw RIP te maken, en/of nieuwe vergunningen aan te vragen. Als de beroepen ongegrond worden verklaard, maakt dat de besluiten definitief en het RIP onherroepelijk.

Het feit dat de projecten van TenneT de RCR doorlopen, betekent dat er in de voorbereidende fase van een project nog veel onzekerheid is over de doorlooptijd. Op basis van voortschrijdend inzicht bij TenneT of de ministers, zienswijzen op een OIP of gegronde beroepen kan de noodzaak ontstaan om – soms verregaande – aanpassingen te doen aan het ontwerp van een verbinding of station. Dit levert vertraging op en brengt soms aanzienlijke extra kosten met zich mee. De precieze doorlooptijd en scope (bijv. in de zin van aanvullende onderzoeken) van deze voorbereidende fase heeft TenneT dan ook niet volledig in eigen hand.

4.5.2 Verslaglegging

De verslaglegging over de Large Clusters in dit Investeringsplan 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 stelt³¹. 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 III: 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

Het RIP voor een RCR-project bevat 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 Investeringsplan bevat voor elk cluster een beknopte samenvatting van die analyses. Het RIP vraagt daarnaast om een afweging van de alternatieven voor de gekozen oplossing en ook hiervan is een beknopte samenvatting opgenomen. De Large Clusters NOP en RN 380 zijn in realisatie en het RIP 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 Rijksinpassingsplannen voor de verschillende projecten.

Budgetopbouw

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

- **Investeringskosten.** Dit is de raming voor 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. De splitsing per type activum vat nieuwbouw en aanpassingen van verbindingen en stations en ook lijn- en kabelverbindingen op verschillende spanningsniveaus in de verschillende rubrieken samen. Vergelijkbare afstanden aan verbinding zijn daarom

³¹ Dit zijn eisen die volgden uit de wetgevingsagenda STROOM. Uit de Concept Nota van Toelichting bij de Algemene Maatregel van Bestuur: "Bij de belangrijkste projecten hoort ook een omschrijving van de onderzochte alternatieven en het besluitvormings-proces om te komen tot de voorgestelde investeringen." En uit de Concept Toelichting bij de Regeling Kwaliteitsaspecten: "Randvoorwaarde hierbij is het op projectniveau opnemen van de investeringen die onderdeel zijn van de rijkscoördinatie-regeling. Reden hiervoor zijn in artikel 6.12, derde lid van de wet geïntroduceerde regels die het mogelijk maken om voor bepaalde investeringen vermogenskosten op het onderhanden werkkapitaal al tijdens de aanleg in de tarieven te kunnen verwerken. Ook kunnen geschatte kosten voor investeringen die in gebruik worden of zijn genomen, in hetzelfde jaar waar zij zijn gemaakt, worden terugverdiend via de tarieven."

bijvoorbeeld niet per definitie tussen de clusters of deelprojecten met elkaar vergelijkbaar.

- Risicobudget. Alle projecten voeren risicoanalyses uit, waarbij de belangrijkste risico's voor het project worden geïdentificeerd en gekwantificeerd. Op basis hiervan wordt 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.
- Contingency. Naast de geïdentificeerde risico's is er nog een reservering voor onvoorziene kosten, waarbij de hoogte afhankelijk is van de fase van het project. De hoogte varieert van 30% in de eerste fases van het project (bij initiatie en voordat er een VKA is vastgesteld) tot 10% voor de start van de realisatie en 0% in de afrondende fase. Op deze reservering kan alleen met goedkeuring van de Executive Board van TenneT een beroep worden gedaan. Het bedrag staat dus niet vrijelijk ter beschikking van het project. Samen vormen de investeringskosten en het risicobudget het zogeheten projectbudget. In de behandeling van de clusters wordt enkel de ontwikkeling van dit projectbudget meegenomen³³. Volledigheidshalve wordt de hoogte van de contingency en het budget inclusief contingency wel getoond.

Bouwrente (financieringslasten)

De financiering van de Large Cluster-projecten brengt kosten met zich mee die ten laste komen aan het project, de zogenoemde bouwrente. Met de recente wijziging van de Elektriciteitswet kan TenneT voor RCR-projecten aanspraak maken op de zogeheten t-0-vergoeding. 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. Voor de vergelijkbaarheid met cijfers uit eerdere rapportages wordt hier als volgt mee omgegaan:

- Totale budgetten worden omwille van de vergelijkbaarheid gepresenteerd inclusief de voorspelling voor de bouwrente (waarbij wordt aangegeven wat het effect is van het vervallen van deze lasten);
- Jaarlaagverdelingen worden omwille van de juistheid van de voorspelling voor de jaren vanaf 2016 exclusief bouwrente gepresenteerd.

Kosten na inbedrijfname

Bij alle 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).

Sensitiviteitsanalyse

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 is daarom een 'huidige verwachting'- en een 'pessimistisch scenario'-planning c.q. -jaarlaagverdeling gedefinieerd.

De huidige verwachting is de planning waarop door TenneT wordt gestuurd en die als haalbaar wordt gezien. Daarin zit al enige ruimte om kleine tegenslagen op te vangen.

Bij het pessimistisch scenario is op basis van eerder ervaringen een inschatting gemaakt van de realistische vertraging die als gevolg van de risico's kan optreden. Hierbij worden showstoppers als verwerping van een RIP (die bijv. kunnen leiden tot een geheel nieuw project) of force majeure buiten beschouwing gelaten. Voor elk cluster wordt gerapporteerd op het effect op de inbedrijfname en de timing van de

³³ In specifieke gevallen kan het voorkomen dat een historische budgetopgave ook contingency bevatte. Dit wordt in de behandeling expliciet aangegeven.

investeringen. Tevens wordt kort toegelicht welke risico's aanleiding geven tot de aangenomen vertraging.

4.5.3 Cluster Noordoostpolder

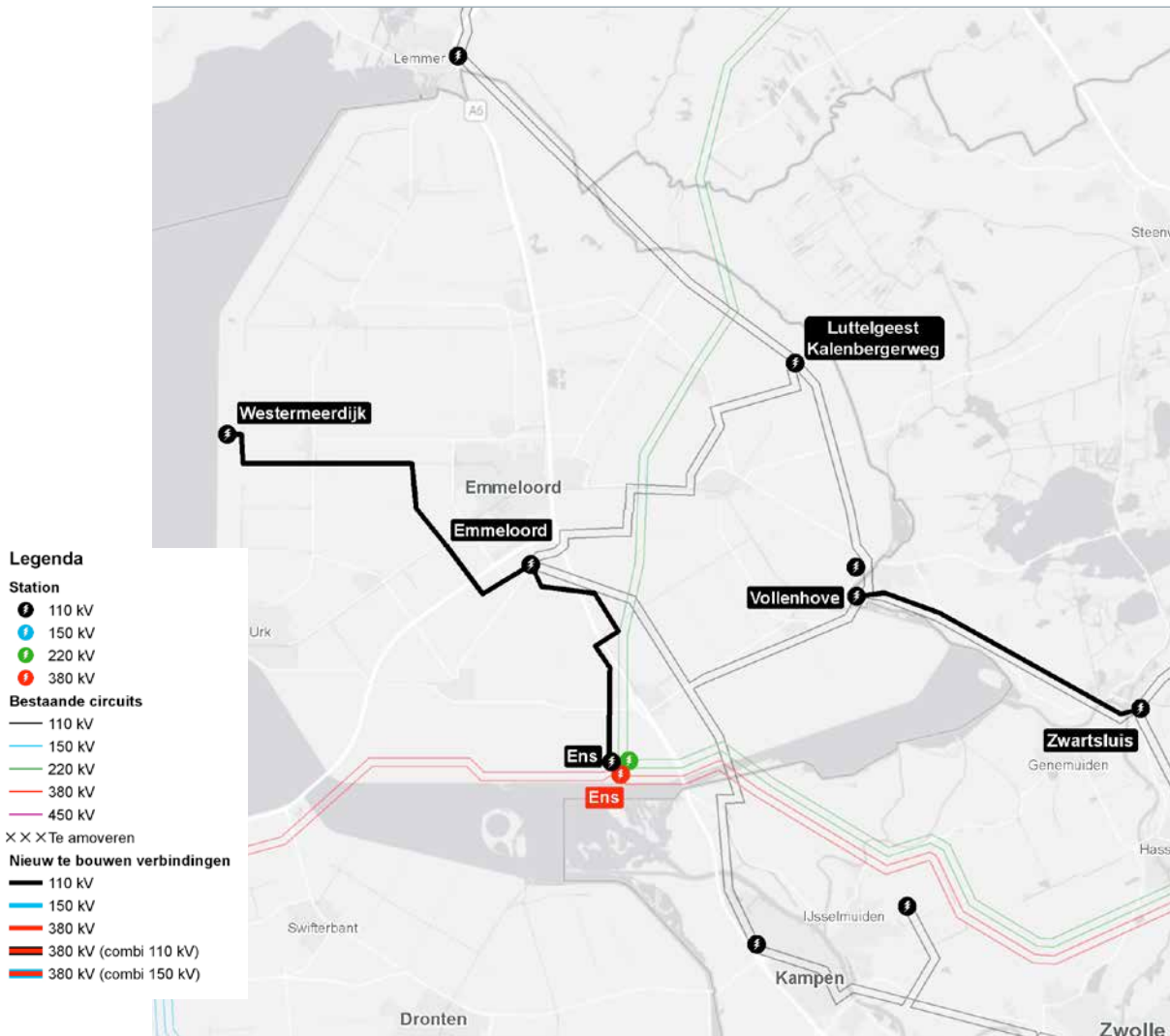
In de Noordoostpolder is sprake geweest van een groeiende behoefte aan transportcapaciteit door de ontwikkeling van een windpark van ca. 450 MW en van twee tuindergebieden met een gezamenlijk vermogen van 200 tot 350 MW. Deze nieuwe productielocaties moesten worden aangesloten op het hoogspanningsnet en gaven aanleiding tot een netuitbreiding. De Noordoostpolder werd namelijk gekenmerkt door een relatief lage belasting (100 tot 125 MW) en een lage productie (ca. 50 MW, door middel van centraal opgestelde windturbines). Met de beschreven ontwikkelingen steeg de productie in het gebied met ten minste 650 MW, waardoor de destijds aanwezige importstroom een grote

exportstroom is geworden. Het 110kV-net in de Noordoostpolder kon de daarvoor benodigde transportcapaciteit niet faciliteren, waardoor uitbreiding van het 110kV-net noodzakelijk bleek. Hiervoor heeft TenneT het cluster Noordoostpolder (NOP) gedefinieerd. Het cluster bestond in eerste instantie uit 11 projecten met verschillende uitbreidingen van verbindingen en opwaarderingen van stations. Tabel 4-5 geeft een overzicht van alle projecten in de scope van NOP, inclusief hun huidige status. Figuur 4-11 geeft een geografisch overzicht van het cluster NOP.

Vier van de projecten in het cluster vallen onder de RCR en zijn onderdeel van het inpassingsplan 'Windenergie langs de dijken van de Noordoostpolder'.

Tabel 4-5

Projecten binnen oorspronkelijke definitie van cluster NOP		
Project	Status	RCR
Vollenhove - Emmeloord - Kampen, herstructurering 110kV-circuit	In bedrijf genomen	
110kV-station Westermeerdijk, realiseren nieuw 110kV-station	In bedrijf genomen	Valt onder RCR
Emmeloord - Westermeerdijk, aanleg 3 circuits 110kV-kabelverbinding	In bedrijf genomen	Valt onder RCR
110/220/380kV-station Ens, uitbreiding met 3 110/380kV-transformatoren en 110kV-railsysteem	In bedrijf genomen	Valt onder RCR
110kV-station Emmeloord, vervanging en uitbreiding huidige station	In realisatie	
110kV-station Luttelgeest, uitbreiding met 3 velden	Vervallen	
Luttelgeest - Emmeloord, uitbreiding 110kV-kabelverbinding met tweede circuit	In bedrijf genomen	
Ens - Emmeloord, aanleg 4 circuits 110kV-kabelverbinding	Opgeleverd, deels in bedrijf genomen	Valt onder RCR
Ens - Luttelgeest, uitbreiden met kabelverbinding	Stopgezet	
110kV-station NOP-Voorsterweg, uitbreiding met twee velden	Vervallen	
Vollenhove - Zwartsluis, verdubbeling van de 110kV-kabelverbinding	In bedrijf genomen	



Figuur 4-11 Scope van cluster Noordoostpolder

4.5.3.1 Huidige status

Zoals blijkt uit Tabel 4-5 is het cluster NOP vrijwel volledig in bedrijf genomen. In 2013 is het tweede circuit Luttelgeest - Emmeloord opgeleverd en in gebruik genomen. In 2014 zijn vijf projecten opgeleverd en in gebruik genomen:

- Vollenhove - Emmeloord - Kampen, herstructurering 110kV-circuit
- Vollenhove - Zwartsluis, verdubbeling van de 110kV-kabelverbinding
- Westermeerdijk, realiseren nieuw 110kV-station
- Emmeloord - Westermeerdijk, aanleg 3 circuits 110kV-kabelverbinding
- 220/380/110kV-station Ens, uitbreiding met drie 380/110kV-transformatoren en 110kV-railsysteem

Het project Ens - Emmeloord, de aanleg van vier circuits 110kV-kabelverbinding, is ook in 2014 gerealiseerd en gedeeltelijk in gebruik genomen. Twee van de vier circuits kunnen nog niet aangesloten worden op een hoogspanningsstation. Deze twee circuits zullen in 2016 aangesloten worden op het nieuwe station Emmeloord Zuidervaart.

De realisatie van het station Emmeloord Zuidervaart is het laatste project dat dan nog in uitvoering is. Verwachting is dat het station medio 2016 gereed is, waarna de (overige) kabelcircuits ingelust kunnen worden. De inussing wordt voltooid in het tweede kwartaal van 2017. Het totale project, inclusief het amoveren van het huidige station, is in het tweede kwartaal van 2017 gereed.



Figuur 4-12 Ontwikkeling van het projectbudget en IBN sinds het KCD 2013, inclusief laatste goedgekeurde budget [EUR mln]

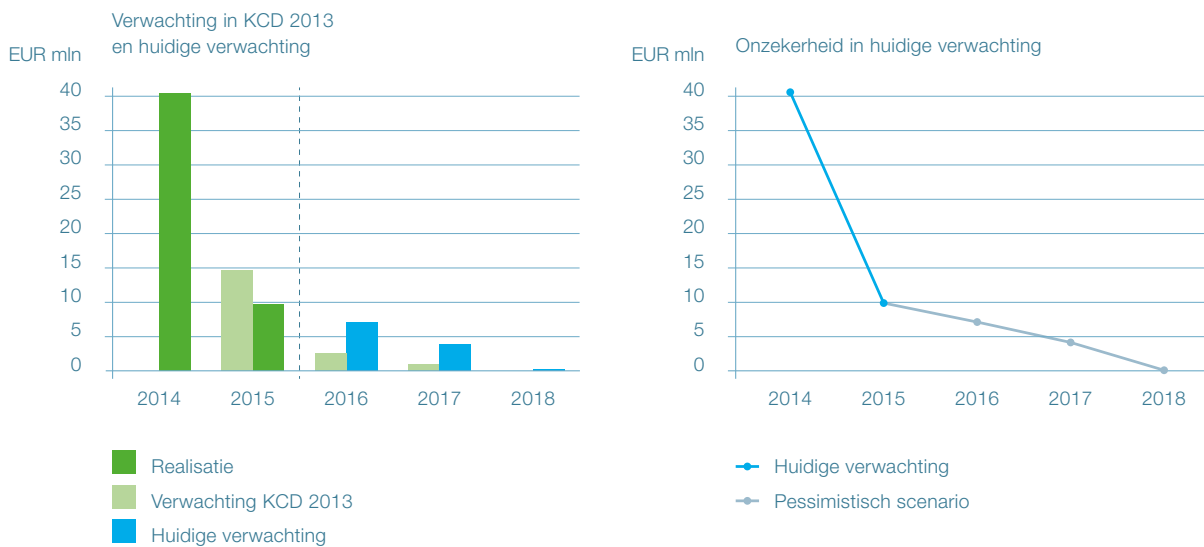
Ten slotte is een drietal projecten geannuleerd (of tot nader order stopgezet). De uitbreiding van station Luttelgeest vond geen doorgang doordat de voorziene klantaansluiting is geannuleerd. Verder is NOP-Voorsterweg geannuleerd en de uitbreiding van de verbinding Ens - Luttelgeest voorlopig stopgezet ('On Hold'), omdat het te installeren vermogen van de WKK-koppeling bij de tuindersgebieden achterblijft.

De huidige verwachting is dat NOP in het tweede kwartaal van 2017 opgeleverd kan worden voor een bedrag van EUR 136 mln³⁴. De grootste

kostenpost is het realiseren van de ca. 52 km ondergrondse 110kV-verbindingen. Omdat het project bijna afgerond is, zijn risicobudget noch contingency hier van toepassing. Voor de komende twee jaar worden in totaal nog uitgaven van ca. EUR 11 mln verwacht om station Emmeloord Zuidervaart af te ronden en om voor een aantal andere projecten de laatste nazorg te bekostigen (Figuur 4-13).

De genoemde oplevering van Q2 2017 is de inbedrijfname van station Emmeloord Zuidervaart, die de IBN van het gehele cluster bepaalt.

³⁴ Gelet op de invoering van de t-0-vergoeding, zou de bouwrente vanaf 2016 niet hoeven te worden opgevoerd. Aangezien dat bij dit cluster een beperkte invloed heeft omdat het zich in de afrondende fase bevindt (het merendeel van de kosten is gemaakt voor 2016), is hiervoor in dit geval niet gecorrigeerd. Dit is inclusief bouwrente.



Figuur 4-13 Jaarlaagverdeling van het budget in de zichtperiode en sensitiviteit

Tabel 4-6

Belangrijkste mijlpalen voor het project en sensitiviteit		
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"	Planning "Pessimistisch scenario"
Start project	Q1 2008	Q1 2008
Onherroepelijk RIP	Q4 2011	Q4 2011
Start realisatie	Q1 2012	Q1 2012
IBN-datum	Q2 2017	Q4 2017
Afronden project (amoveren e.d.)	Q3 2017	Q1 2018

Zoals op te maken uit Figuur 4-12 is er geen vertraging opgetreden en is het budget niet noemenswaardig gewijzigd. Er is een kleine daling van EUR 5 mln door het vervallen van de uitbreiding van station Luttelgeest.

Onzekerheid in de voorspelling

Op station Emmeloord dienen drie transformatoren van het aangrenzende station van de regionale netbeheerder (RNB) ingelust te worden. Hiervoor moet de RNB ook aanpassingen aan het station doen, waardoor de oplevering afhankelijk is van tijdige uitvoering door de RNB. Het beheer van dit station is recent overgedragen aan een andere RNB, wat een nieuwe

afstemmingsronde tussen TenneT en de RNB met zich mee brengt. De verwachting is dat een eventuele vertraging aan de RNB-zijde tot maximaal twee kwartalen vertraging voor TenneT kan leiden.

4.5.3.2 Voortgang in 2014 en 2015

Zoals hierboven aangegeven zijn vijf projecten in 2014 afgerond en in gebruik genomen, waarvan er drie binnen de RCR vallen. De projecten zijn onder andere nodig voor het kunnen afvoeren van het vermogen van de nieuwe windparken nabij het IJsselmeer. De projecten waren tijdig gereed om het vermogen van de nieuwe parken af te voeren.

De kosten van de projecten die binnen de RCR vallen zijn EUR 8,8 mln lager uitgevallen dan initieel begroot, wat al was voorzien in het KCD 2013. De belangrijkste verschillen tussen de initiële begroting en gerealiseerde kosten waren:

- aanbestedingsvoordeel levering kabels door gunstige marktsituatie;
- aanbestedingsvoordeel stations doordat de opdrachtnemers ook een aanbieding konden doen voor een combinatie van stations;
- voorbelasting terrein stations bleek niet noodzakelijk;
- extra voorzieningen i.v.m. de waterhuishoudingssituatie ter plaatse.

De ACM heeft in het eerste kwartaal van 2015 een audit uitgevoerd op deze projecten en deze nagenoeg volledig als doelmatig beoordeeld.

4.5.4 Cluster Randstad 380 kV Noordring

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

- in perioden met een grote vraag naar elektriciteit vanuit het 150kV-net kan de netbeheerder niet meer volledig aan die vraag voldoen;
- de bedrijfszekerheid van het 150kV-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. De netbeheerder 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 de inmiddels gerealiseerde (Zuidring) en de voorgenomen (Noordring) netuitbreidingen ontstaan een zuidelijk en een noordelijk ringnet in het 380kV-net in de Randstad, die elk op meerdere plaatsen verbonden zijn met de rest van het 380kV-net en het onderliggende 150kV-net. Hierdoor ontstaat een robuust netwerk. Na de afronding van de Randstad 380 kV Zuidring wordt nu het cluster Randstad 380 kV Noordring (hierna: RN380) gerealiseerd.

Doordat de Randstad 380kV-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 realisatie van het 380kV-station Vijfhuizen gekoppeld aan het bestaande 150/50/10kV-transformatorstation in Vijfhuizen.

RN380 omvat een cluster van zeven projecten dat diverse knelpunten oplost in zowel het 380kV-net als het 150kV-net Noord-Holland. Vier van de projecten vallen onder de RCR, in drie aparte procedures. Figuur 4-14 geeft de scope van het project schematisch weer. De deelprojecten zijn:

- verbinding Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk. De nieuwbouw van een 380kV-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 150kV-infrastructuur verkabeld of geamoveerd;
- opwaardering van het bestaande station in Beverwijk tot een volwaardig 380kV-station met 7 velden en fysieke uitbreidingsruimte voor nog 8 velden. Er komen op het station twee 380/150/50kV-transformatoren. Samen met de verbinding Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk maakt dit project deel uit van één RCR-procedure;

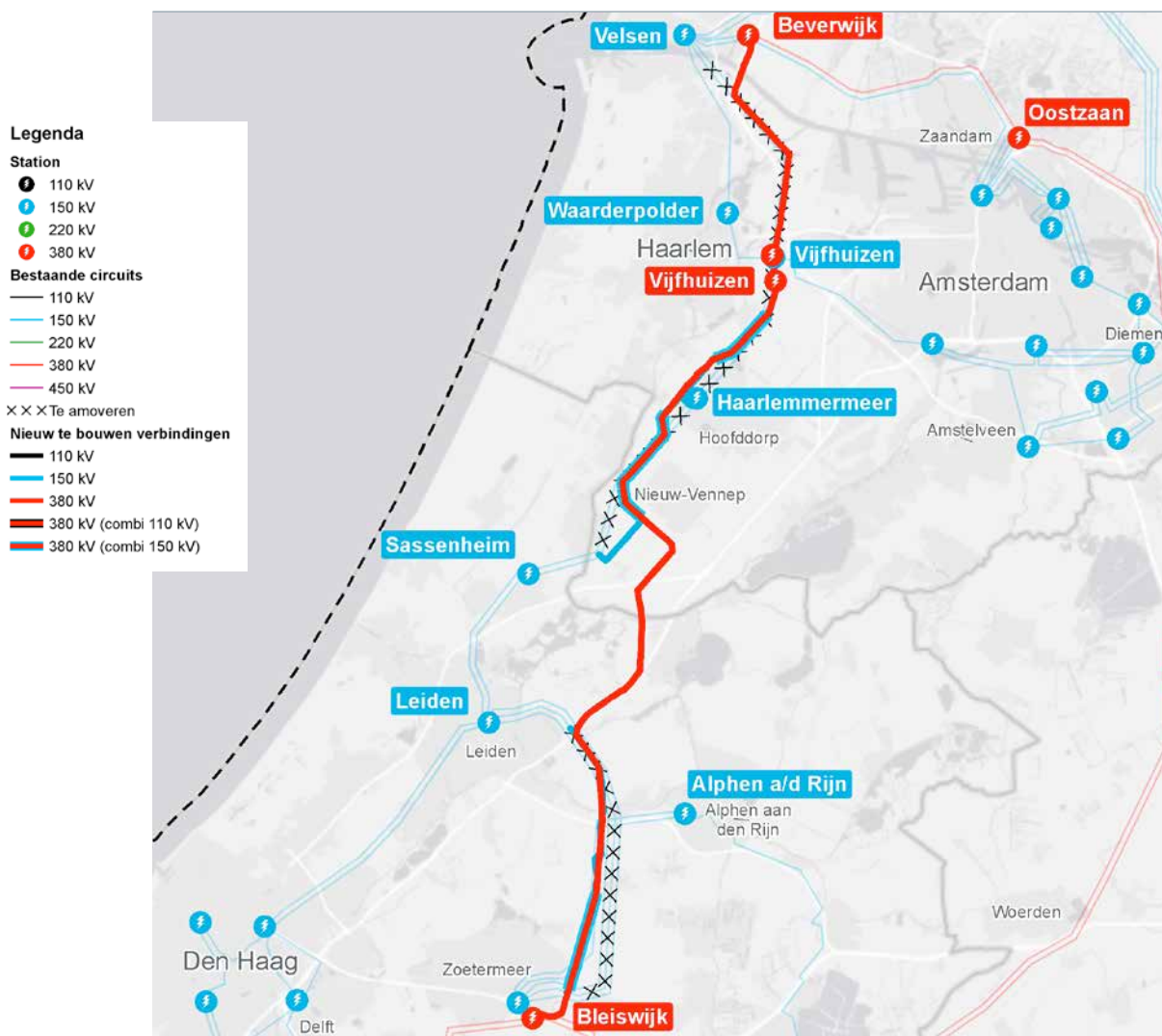
- nieuwbouw van een 380kV-station in Vijfhuizen met 7 velden en drie nieuwe 380/150/50kV-transformatoren;
- vervanging van het bestaande 150kV-station in Vijfhuizen. Dit behelst nieuwbouw van een 150kV-station met 17 velden en uitbreidingsmogelijkheid voor nog 3 velden. Het bestaande 150kV-station wordt geamoveerd. Samen met het 380kV-station Vijfhuizen maakt dit project deel uit van één RCR-procedure;
- uitbreiding en verzwaring van de 150kV-verbinding Beverwijk – Velsen tot twee circuits;
- een tweede 150kV-circuit op de verbinding Vijfhuizen – Waarderpolder;
- opwaardering van de 150kV-verbinding Haarlemmermeer – Sassenheim.

4.5.4.1 Huidige status

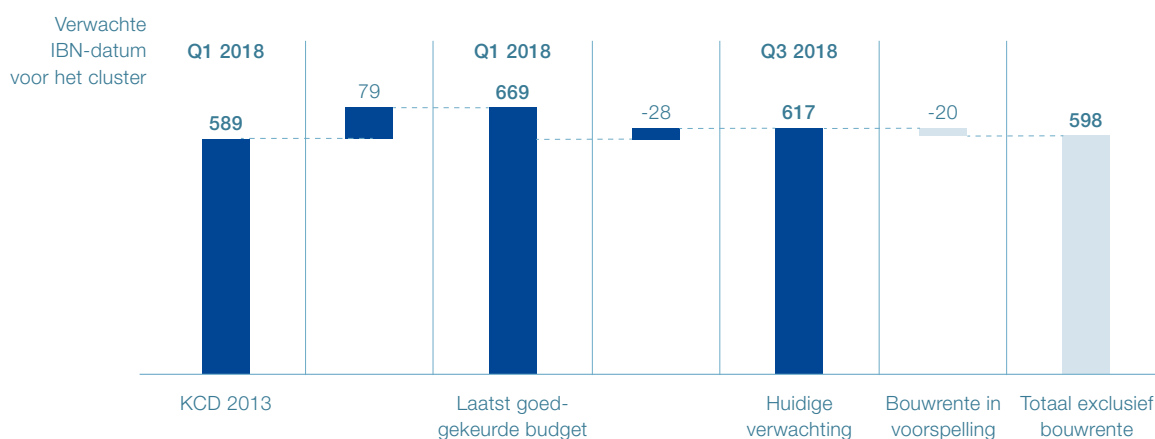
Op 5 juni 2013 heeft de uitspraak door de Raad van State plaatsgevonden, waardoor de RCR-procedure voor de verbinding Beverwijk - Bleiswijk en het station Vijfhuizen is afgesloten. Hiermee werd het RIP onherroepelijk. De aanbestedingstrajecten zijn afgerond en de realisatie is op januari 2014 van start gegaan.

4.5.4.2 Huidige planning en projectbudget

De huidige verwachting is dat RN380 in het derde kwartaal van 2018 opgeleverd kan worden (IBN) voor een bedrag van EUR 617 mln (Figuur



Figuur 4-14 Scope van cluster Randstad 380 kV Noordring



Figuur 4-15 Ontwikkeling van het projectbudget en IBN sinds het KCD 2013, inclusief laatste goedgekeurde budget (PBA begin 2013) [EUR mln]

4-15). Dit bedrag is, zoals vermeld in paragraaf 4.5.2, inclusief geïdentificeerde risico's (EUR 77 mln) en exclusief contingency (EUR 54 mln). Ook is dit bedrag inclusief een voorspelling voor de bouwrente, om zuiver te kunnen vergelijken met

de historische plannen. Exclusief bouwrente komt het budget uit op EUR 598 mln. Met de verbinding Beverwijk – Bleiswijk is het leeuwendeel van de investeringen gemoeid, de stations en overige projecten dragen gezamenlijk EUR 139 mln bij (zie Tabel 4-7).

Tabel 4-7

Opbouw van het projectbudget naar deelproject	
Deelproject	Budget [EUR mln]
Verbinding Beverwijk - Vijfhuizen - Bleiswijk	479
Station Beverwijk	40
Station Vijfhuizen 380kV	55
Station Vijfhuizen 150kV	21
Overig	23
Projectbudget	617

De realisatie van RN380 is begin 2014 gestart en loopt naar verwachting door tot eind 2018 (Tabel 4-8). De jaren 2015-2017 kennen dan ook de grootste investeringsuitgaven. Alle deelprojecten, afgezien van de verbinding Vijfhuizen – Bleiswijk, worden in 2017 of daarvoor opgeleverd, de resterende bedragen zijn enkel aan de verbinding gerelateerd (Figuur 4-16).

Tabel 4-8

Belangrijkste mijlpalen en sensitiviteit		
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"	Planning "Pessimistisch scenario"
Start project	Q1 2008	Q1 2008
Onherroepelijk RIP	Q3 2013	Q3 2013
Start realisatie	Q1 2014	Q1 2014
IBN-datum	Q3 2018	Q4 2018
Afronden project (amoveren e.d.)	Q3 2019	Q4 2019

Figuur 4-15 laat zien dat RN380 ten opzichte van het KCD 2013 een lichte vertraging heeft opgelopen van naar verwachting twee kwartalen en een budgetstijging van EUR 28 mln. De vertraging is vooral veroorzaakt door beperkte Wintrackmastproductiecapaciteit bij de producent en het doorschuiven van de gedoogplichtprocedure. De kostenstijging is vooral veroorzaakt door concrete en voorziene aanpassingen aan het ontwerp van de verbinding en een aantal kleinere scope-aanpassingen. Zowel de kostenstijging als de vertraging worden hieronder verder toegelicht.

Verklaring kostenstijging

Tabel 4-9 geeft een overzicht van de verschillende oorzaken van de stijging van het budget.

Tabel 4-9

Oorzaken van de stijging van het projectbudget	
Oorzaak	Effect [EUR mln]
Ontwerpaanpassingen	43
Scopewijzigingen	12
Resultaat aanbestedingen	-44
Bijstelling risicobudget	17
Totaal	28

Ontwerpaanpassingen

In het budget is uitgegaan van de raamovereenkomst met betrekking tot de levering van de Wintrackmasten. Tijdens de realisatie van het project Randstad 380 kV Zuidring is gebleken dat het ontwerp van de innovatieve Wintrackmasten (die ook voor dit project worden gebruikt) op een aantal punten moet worden aangepast. Er is bij Randstad 380 kV Zuidring geconstateerd dat bepaalde weersomstandigheden aanleiding kunnen geven tot zogenaamd 'lijndansen' en verder dat de flensverbinding opnieuw moest worden ontworpen. Deze aanpassingen hebben een verhogend effect van EUR 13 mln op het

budget gehad. Daarnaast leidden de vertraging en de noodzaak om te voldoen aan wensen van stakeholders tot extra kosten bij de aannemers. Een voorbeeld van het laatste is de aanpassing van werkwegen ter plaatse van een lokale golfbaan. 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 30 mln zijn.

Scopewijzigingen

Er is een beperkt aantal scope changes noodzakelijk gebleken, in totaal EUR 12 mln, waaronder een extra veld op het 150kV-station Haarlemmermeer en een gewijzigd ontwerp van de tijdelijke lijn om de leveringszekerheid te kunnen garanderen tijdens de werkzaamheden.

Resultaat aanbestedingen

Het aanbestedingsresultaat van het kabelcontract is van grote invloed geweest op het budget. In het aanbestedingstraject is gekozen voor een innovatief ontwerp dat. Het is uitgevoerd in aluminium in plaats van koper en kan aan alle eisen voldoen. Vrijwel de hele daling van EUR 44 mln is aan dit resultaat toe te rekenen.

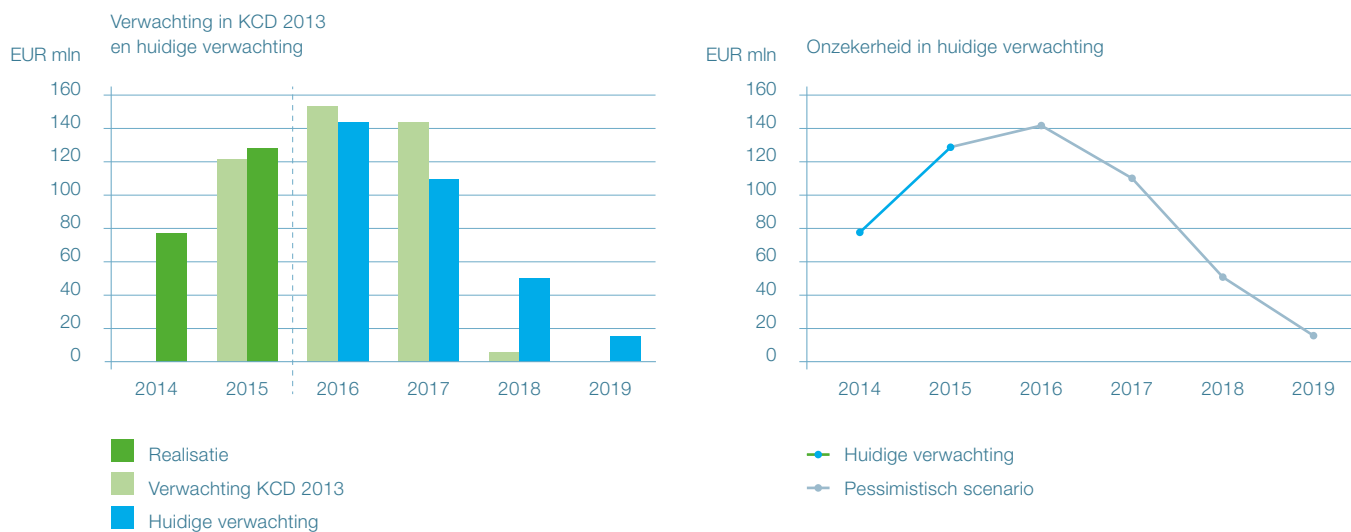
Bijstelling risicobudget

Het risicobudget is bestemd voor concreet geïdentificeerde risico's. In de Randstad 380 kV Zuidring zijn verbrossingsbreuken in de gemonteerde draadeinden geconstateerd. Daardoor is de productie bij de leverancier van de masten stopgezet, lopende het onderzoek naar de uiteindelijke oorzaak van de breuken. Dit heeft geleid tot een gewijzigde planning en, samen met onzekerheden met betrekking tot het vestigen van een zakelijk recht overeenkomst voor bepaalde percelen, een verhoging van het risicobudget van EUR 17 mln met zich meegebracht.

Verklaring vertraging van de IBN

Ten tijde van het KCD 2013 werd een IBN voorzien van Q1 2018. De huidige verwachting is dat het cluster in Q3 2018 kan worden opge-

³⁵ Ook voor 2014 zijn kosten gemaakt, waardoor het totaal van de jaarlagen lager is dan het volledige projectbudget.



Figuur 4-16 Jaarlaagverdeling van het budget³⁵ in de zichtperiode en sensitiviteit (vanaf 2016 exclusief bouwrente)

leverd, een vertraging van twee kwartalen. De IBN van het cluster wordt bepaald door de IBN van de verbinding. De overige onderliggende deelprojecten worden nog volgens schema opgeleverd. Twee factoren dragen in het bijzonder bij aan de lichte vertraging van het project.

Ten eerste is er een capaciteitsbeperking bij de leverancier van Wintrackmasten. Zowel RN380 als Doetinchem-Wesel 380 kV maken gebruik van dezelfde producent. Door de vertraging als gevolg van de bovengenoemde draadeindkwestie is er nu een grotere gelijktijdigheid in de behoefte aan masten voor deze twee clusters. Dit leidt tot vertraging bij RN380, omdat nu niet alle masten volgens het oorspronkelijke schema kunnen worden geleverd.

Ten tweede 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. Het uitblijven van de laatste gedooguitspraken leidt tot vertraging in de oplevering van het project.

Onzekerheid in de voorspelling

Gezien het vergevorderde stadium van RN380 is in het pessimistisch scenario (Tabel 4-9)

uitgegaan van een lichte vertraging van een kwartaal, op basis van het risicodossier. Deze vertraging zou binnen de jaargrenzen blijven, waardoor de jaarlaagverdeling van het budget (Figuur 4-16) ongewijzigd blijft.

4.5.4.3 Voortgang in 2014 en 2015

Op 1 januari 2014 is gestart met de bouw van de verbinding. TenneT is dan inmiddels vergevorderd met de realisatie. Van 2013 tot 2015 zijn daarvoor vijf vergunningenmodules ingediend en goedgekeurd, die voorwaardelijk waren voor de aanvang. Verder is in de afgelopen twee jaar het grootste deel van alle af te sluiten ZRO's tot stand gekomen. Alle grote aanbestedingen zijn afgerond en de eerste detailontwerpen zijn opgeleverd en goedgekeurd. De productie van alle 67 masten voor de het noordelijk deel (Station Beverwijk naar Station Vijfhuizen) zijn opgestart en afgerond en de eerste 14 masten zijn gemonteerd op hun fundering. De boring onder het Noordzeekanaal is met goed gevolg aangebracht en de stations Beverwijk en Oostzaan zijn volop in realisatie.

De uitvoering van de werkzaamheden verloopt tot op heden nagenoeg volgens planning (op eerder genoemde punten na, die vooral verwachte vertraging behelzen) en ook het budget voldoet naar verwachting, zoals te zien in Figuur 4-16.

4.5.5 Cluster Doetinchem-Wesel 380 kV

De vrije Europese elektriciteitsmarkt biedt mogelijkheden voor de handel in en uitwisseling van elektriciteit. Om dit feitelijk 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 380kV-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 deze interconnector een 380kV-verbinding tussen Doetinchem en de grensovergang bij Voorst. Het betreft een nieuwe bovengrondse 380kV-verbinding van ca. 23 km. Verder wordt het 380kV-hoogspanningsstation in Doetinchem uitgebreid. De verbinding wordt deels gecombineerd met een 150kV-verbinding tussen de 150kV-hoogspanningsstations Doetinchem, Ulf en Dale. Daardoor kunnen delen van de bestaande 150kV-verbinding geamoveerd worden. Verder wordt door middel van een ondergrondse 150kV-kabel de nieuwe gecombineerde verbinding aangesloten op de te behouden gedeelten van de bestaande 150kV-verbinding en 150kV-stations. De 150kV-verbinding naar Zevenaar vanaf hoogspanningsstation Langerak 150 kV wordt deels ondergronds aangelegd, parallel aan de bovengrondse 380/150kV-verbinding. In totaal wordt hierdoor ca. 7 km ondergrondse 150kV-kabel toegepast.

Aan Duitse zijde wordt de verbinding gerealiseerd door Amprion. De verbinding levert een ver-

groting van de interconnectiecapaciteit met Duitsland op van ca. 1.500 MW.

4.5.5.1 Alternatievenafweging

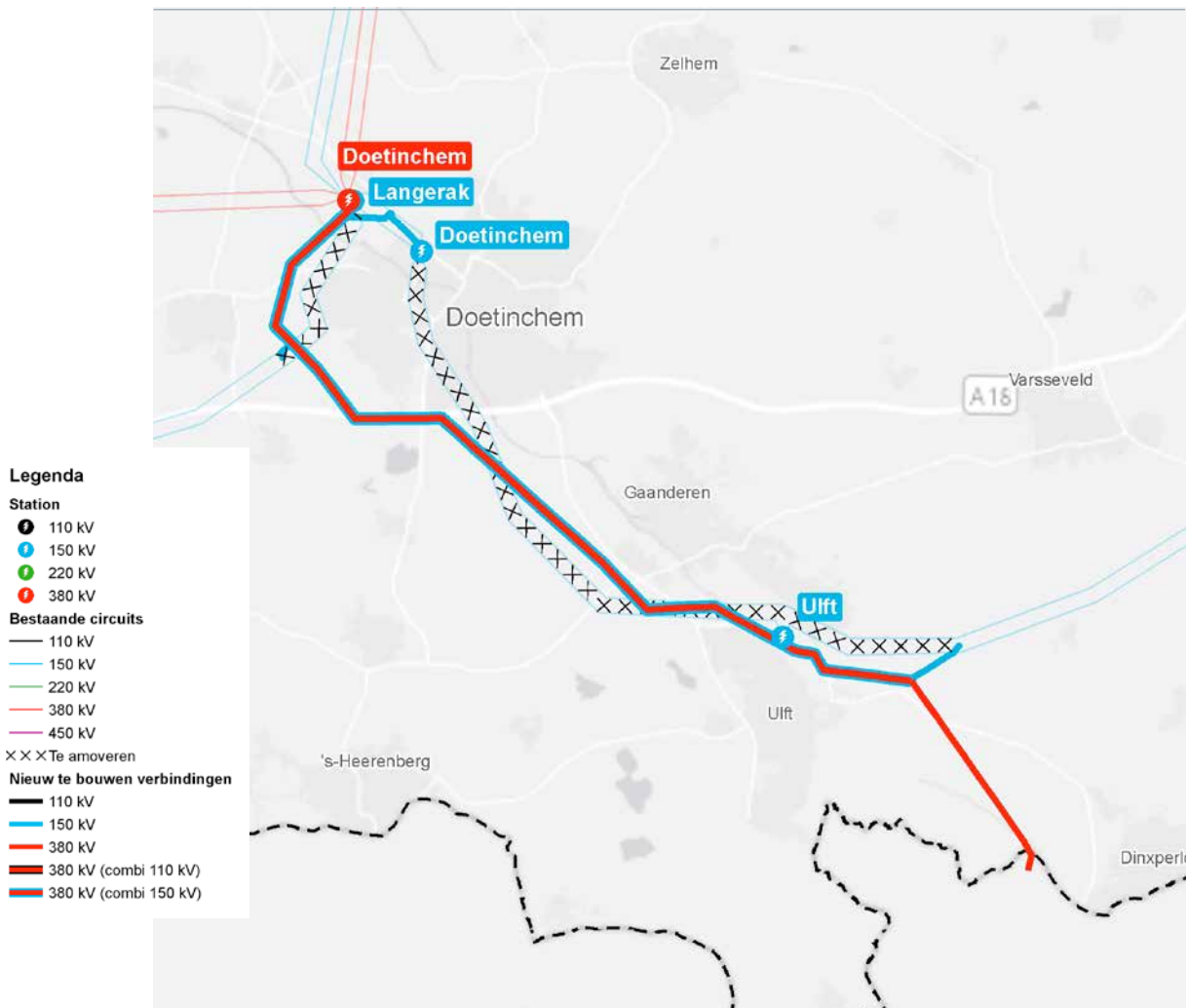
Voor DW380 was de alternatievenafweging vooral gericht op het selecteren van de beste optie voor het tot stand brengen van een nieuwe interconnector. De studie die TenneT in 2006 samen met het toenmalige RWE (nu Amprion) heeft uitgevoerd, toonde al aan dat verzwaren van de bestaande verbindingen niet voldoende interconnectiecapaciteit zou opleveren. Dat maakt het noodzakelijk eerst een nieuwe interconnector aan te leggen. Doetinchem-Wesel bleek van de drie onderzochte alternatieven de beste optie om als eerste te realiseren:

- Het alternatief Maasbracht – Dülken bleek nettechnisch weinig tot geen toegevoegde waarde te hebben voor het transport over het hoogspanningsnet.
- Het alternatief Boxmeer – Wesel bleek, hoewel aantrekkelijk vanuit net-technisch perspectief, zowel planologisch als kostentechnisch minder aantrekkelijk. Planologisch gezien waren er voor deze verbinding minder mogelijkheden tot combineren met bestaande hoogspanningsverbindingen. Significante effecten op het Natura 2000-gebied Maasduinen waren bovendien niet uit te sluiten. De grotere lengte van de verbinding (ca. 15 km extra) en de noodzaak van een nieuw hoogspanningsstation zouden ook hogere kosten met zich mee hebben gebracht.

Na vaststelling van de keuze voor Doetinchem – Wesel als de voorkeursoptie voor de interconnector zijn ca. 40 alternatieven voor het uiteindelijke tracé afgewogen. Doel was steeds om binnen de door de ministers van EZ en IenM (als Bevoegd Gezag) gedefinieerde criteria op basis van onder andere kosten, en planologische en (net-)technische redenen te blijven. Uiteindelijk leidde dat tot het huidige voorkeursalternatief.

4.5.5.2 Huidige status

Het project DW380 valt onder de Rijkscoördinatie-regeling (RCR). Het Nederlandse deel van het tracé en de uitvoeringswijze, worden in een Rijksinpassingsplan vastgesteld door de Minister



Figuur 4-17 Scope van Doetinchem - Wesel 380 kV

van Economische Zaken (EZ) en de Minister van Infrastructuur en Milieu (IenM). Zij vormen samen het bevoegd gezag. De Ministers van EZ en IenM hebben in april 2015 het Rijksinpassingsplan voor de 380kV-verbinding tussen Doetinchem en Voorst vastgesteld. In december 2015 heeft de zitting bij de Raad van State plaatsgevonden. In maart 2016 is het Rijksinpassingsplan onherroepelijk geworden en is gestart met de werkzaamheden.

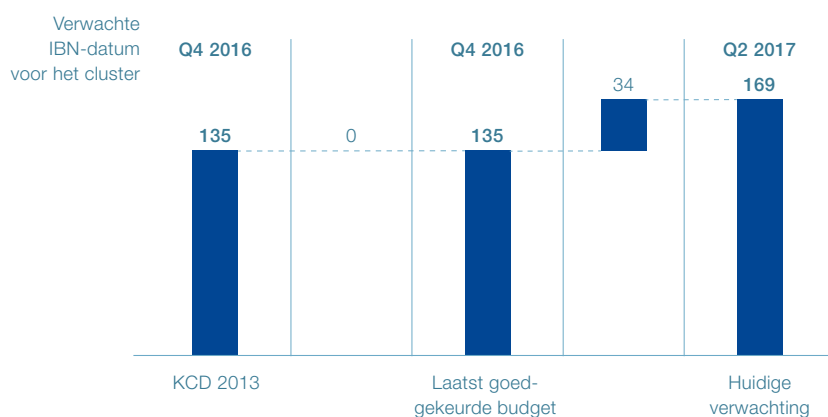
4.5.5.3 Huidige planning en projectbudget

De huidige verwachting is dat DW380 in het tweede kwartaal van 2017 opgeleverd kan worden (IBN) voor een bedrag van EUR 169 m³⁶

(Figuur 4-18). Verreweg de grootste kostenpost is het realiseren van de ca. 23 km bovengrondse verbinding. De realisatie van het project vindt plaats in 2016 en 2017, en in deze jaren zijn dan ook de grootste kosten te verwachten (zie Figuur 4-19).

De genoemde oplevering van Q2 2017 geldt voor de Nederlandse zijde; het deel van het project waarvoor TenneT verantwoordelijk is. De gehele lijn kan pas in bedrijf genomen worden als ook de Duitse zijde volledig gereed is, wat naar het huidige inzicht één kwartaal later zal zijn. Tabel 4-10 geeft een overzicht van de belangrijkste planningsmomenten.

³⁶ Gelet op de invoering van de t-0-vergoeding is de bouwrente vanaf 2016 niet opgenomen en is de huidige inschatting van EUR 169 mln dus exclusief bouwrente.



Figuur 4-18 Ontwikkeling van het projectbudget en IBN sinds het KCD 2013, inclusief laatste goedgekeurde budget (PBA 2013) [EUR mln]

Tabel 4-10

Belangrijkste mijlpalen voor het project en sensitiviteit		
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"	Planning "Pessimistisch scenario"
Vaststelling RIP	Q2 2015	Q2 2015
Onherroepelijk RIP	Q1 2016	Q3 2016
Start realisatie	Q2 2016	Q4 2016
IBN-datum Nederlandse zijde	Q2 2017	Q4 2017
IBN-datum Duitse zijde	Q3 2017	Q1 2018
Afronden project (inclusief amoveren e.d.)	Q1 2018	Q3 2018

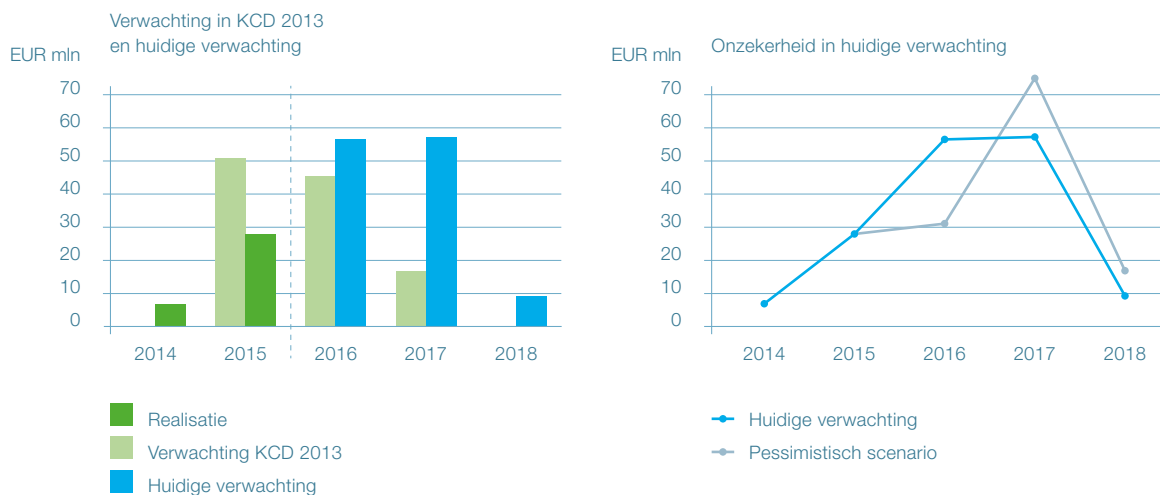
Zoals op te maken uit Figuur 4-18 is er sinds het KCD 2013 een vertraging opgetreden van twee kwartalen en is het budget gestegen met EUR 34 mln. De vertraging wordt volledig verklaard door een later dan verwacht onherroepelijk RIP. Omdat deze procedure op het kritische pad van de planning ligt, heeft de vertraging direct invloed op de oplevering van het totale project. De verhoging van het budget heeft diverse oorzaken, zowel intern als extern gedreven, typisch als gevolg van ontwerpaanpassingen, extra onderzoeken, langere doorlooptijden of scopewijzigingen. Zowel de kostenstijging als de vertraging worden hieronder verder toegelicht.

Verklaring kostenstijging

Tabel 4-11 geeft een overzicht van de verschillende oorzaken van de stijging van het budget.

Tabel 4-11

Oorzaken van de stijging van het projectbudget	
Oorzaak	Effect [EUR mln]
Scopewijzigingen a.g.v. nieuwe richtlijn RIVM	18
Additionele projectkosten t.b.v. RIP	13
Technische aanpassingen aan het ontwerp	13
Besluit EZ tot combineren 150 kV	11
Wijzigingen voorkeursalternatief	-5
Overig	3
Bijstelling risicobudget	-19
Totaal	34



Figuur 4-19 Jaarlaagverdeling van het budget³⁷ in de zichtperiode en sensitiviteit (vanaf 2016 exclusief bouwrente)

Scopewijzigingen a.g.v. nieuwe richtlijn RIVM

In oktober 2013 heeft het RIVM de handreiking aangepast voor het berekenen van de specifieke magneetveldzone. Als gevolg van de wijziging is deze zone substantieel breder geworden, waardoor:

- tracécalculaties moesten worden herzien (ca. EUR 2 m);
- aanvullende ZRO's moesten worden afgesloten (ca. EUR 1 m);
- 7 nieuwe gevoelige bestemmingen werden toegevoegd (ca. EUR 4 m);
- het ontwerp van de masten moest worden aangepast, in het bijzonder moesten ze verder uit elkaar gezet worden. Dit leidt tot een noodzaak voor langere geleiders, hogere en stijvere masten en daarmee stevigere funderingen (ca. EUR 11 m).

Extra projectkosten t.b.v. RIP

De twee kwartalen vertraging in het verkrijgen van een onherroepelijk RIP en in het bijzonder de extra onderzoeken en technische aanpassingen die hiervoor nodig bleken, hebben geleid tot een stijging in de projectkosten. Ontwerpkosten, projectmanagementkosten en planologische kosten zijn hierdoor hoger uitgevallen dan was

voorzien. Eén van de benodigde onderzoeken was een studie van Tractebel naar de mogelijkheid om een deel van de verbinding uit te voeren als een ondergrondse gelijkstroomverbinding. Hieruit is gebleken dat deze optie weliswaar mogelijk is, maar niet wenselijk, vanwege het risico voor de netstabiliteit en de grote energieverliezen.

Technische aanpassingen aan het ontwerp

Tijdens de realisatie van het project Randstad 380 kV Zuidring is gebleken dat het ontwerp van de innovatieve Wintrackmasten, die ook voor dit project worden gebruikt, op een aantal aspecten moest worden aangepast. Er is bij Randstad 380 kV Zuidring geconstateerd dat bepaalde weersomstandigheden aanleiding konden geven tot zogenaamd 'lijndansen' en dat de flensverbinding opnieuw moest worden ontworpen. Deze ontwerpaanpassingen hebben de kosten voor de Wintrackmasten met EUR 13 mln verhoogd.

Besluit EZ tot het combineren van de 150kV-verbinding

Op basis van de zogenaamde 'Derde Structuurnota Energievoorziening' (SEV3), heeft de minister van EZ besloten dat de 380kV-verbinding zoveel mogelijk gecombineerd moet

³⁷ Ook voor 2014 zijn kosten gemaakt, vandaar dat het totaal van de jaarlagen lager is dan het volledige projectbudget.

worden met de bestaande 150kV-verbinding. Hierdoor moet de oude 150kV-verbinding door TenneT worden geamoveerd. Deze amovering brengt meerkosten van ca. EUR 4,5 mln met zich mee. Verder heeft EZ bepaald dat de nieuwe 150kV-verbinding aan beide uiteinden met een ondergrondse kabel aan het bestaande 150 kV-net gekoppeld zal worden, wat tot ca. EUR 6,5 mln aan extra kosten zal leiden.

Wijziging voorkeursalternatief

De vaststelling van het definitieve voorkeursalternatief door EZ heeft geleid tot aanpassingen van het budget met een netto effect van een verlaging van EUR 5 mln. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door een inperking van de scope van de werkzaamheden aan station Doetinchem.

Overig

Diverse kleinere aanpassingen van het budget hebben tot een budgetverhoging van EUR 3 mln geleid.

Bijstelling risicobudget

Het oorspronkelijke budget bevatte nog een contingencybudget van 30%. Zoals aangegeven in paragraaf 4.5.2 wordt deze post voor onvoorziene risico's hier separaat gepresenteerd (zie Tabel 4-11). Vanwege de voortgang in het project en het feit dat het aan de vooravond van realisatie staat, is dit contingencybudget verlaagd van 30% naar 10%. Dezelfde voortgang leidt ertoe dat het budget voor geïdentificeerde risico's is gestegen, aangezien meer risico's nu concreet kunnen worden benoemd. Het netto effect van deze aanpassingen is een daling van het projectbudget van EUR 19 mln.

Verklaring vertraging IBN

Ten tijde van het KCD 2013 werd een oplevering voorzien van Q4 2016. Deze planning ging uit van vaststelling van het RIP in januari 2015 en een onherroepelijk RIP in augustus 2015. Uiteindelijk is het RIP in juni 2015 vastgesteld en onherroepelijk geworden in maart 2016. Deze vertragingen hebben een één-op-één effect op de uiteindelijke oplevering. De verwachte

vertraging van 7 maanden verklaart dan ook de verschuiving van de oplevering met twee kwartalen. De vertraging van vijf maanden in de vaststelling van het RIP komt vooral door een onverwacht groot aantal zienswijzen op het Ontwerp Inpassingsplan. De benodigde tijd om deze te beantwoorden en de te nemen procedurele stappen kostten meer tijd dan verwacht.

De extra twee maanden tussen de vaststelling van het RIP en het onherroepelijk worden ervan komen voornamelijk voort uit de hoeveelheid beroepen die de Raad van State moet behandelen en de inschakeling van de Commissie StAB (adviesorgaan t.b.v. de Raad van State) als een gevolg daarvan.

Onzekerheid in de voorspelling³⁸

Het belangrijkste risico voor de oplevering van DW380 was verdere vertraging in het verkrijgen van een onherroepelijk RIP, bijvoorbeeld door een tussenuitspraak van de Raad van State – waarbij het Bevoegd Gezag wordt verzocht om binnen een gestelde termijn een aantal specifieke zaken te repareren – in plaats van een definitief besluit. Het pessimistisch scenario in Figuur 4-13 en Tabel 4-6 gaat uit van een mogelijke extra vertraging van zes maanden, waarmee de oplevering verschuift naar Q4 2017 en daarmee dus ook de bulk van de investeringen in dat jaar gemaakt zal worden. 'Pessimistisch' betekent in dezen wel de maximale vertraging, uitgaande van handhaving van de scope. Mocht er een negatieve uitspraak komen van de Raad van State, dan zal dat naar verwachting leiden tot verregaande herziening van de scope, met nieuwe bijbehorende onderzoeken en het opnieuw doorlopen van de RCR-procedure als gevolg. Dit zou diverse jaren vertraging opleveren.

4.5.5.4 Voortgang in 2014 en 2015

In 2014 en 2015 heeft TenneT, naast de werkzaamheden voor het doorlopen van de RCR-procedure, ervoor gezorgd dat zij direct na het definitief worden van het RIP kan beginnen aan de

³⁸ Aangezien het RIP in maart 2016 onherroepelijk is geworden, is risico dat in deze paragraaf beschreven wordt, niet langer actueel en het pessimistische scenario niet langer opportuun.

uitvoering. Dit houdt onder meer het volgende in:

- het raamcontract voor het produceren van de Wintrack masten is afgesloten;
- de benodigde kabels zijn ingekocht;
- voorbereidende werkzaamheden voor het 150 kV gedeelte – waaronder ontwerp, aanbesteding en gunning – zijn afgerond;
- voorbereidende werkzaamheden voor het 380 kV deel – waaronder ontwerp en aanbesteding – zijn afgerond en het civiele contract is in december 2015 gegund;
- Zakelijk Recht Overeenkomsten (ZRO's) zijn afgesloten;
- groenbestekken zijn afgesloten;
- diverse onderzoeken zijn uitgevoerd ten behoeve van de vergunningen en het RIP;
- vergunningen zijn aangevraagd en voor een belangrijk deel verkregen.

Zoals eerder aangegeven was de verwachting dat de uitvoering in 2015 kon starten, waardoor in het plan was voorzien dat in 2015 voor EUR 51 mln zou worden uitgevoerd.

De hierboven beschreven vertragingen hebben ervoor gezorgd dat deze planning niet is gehaald. Er is in 2015 wel EUR 28 mln besteed aan de benoemde werkzaamheden, materiaal-aankopen, voor-bereidende werkzaamheden en kosten die gemaakt zijn ten behoeve van de aanbestedingen.

4.5.6 Cluster Noord-West 380 kV

Eemshaven is vanwege de ligging aan de kust in het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III) 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 voorbereiding zijnde verbinding met Denemarken (COBRACable). De afgelopen jaren zijn nieuwe elektriciteitscentrales gebouwd met een totaal vermogen van 3.000 MW. Verder wordt momenteel 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 4.2.2.2. 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 verzwaring van een deel van het bestaande net en het realiseren van nieuwe verbindingen. Naast de al gerealiseerde verzwaring 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 (zie paragraaf 4.6.6.1 voor details), waarvan op dit moment Fase 1 wordt voorbereid. Het besluit over de realisatie van Fase 2 wordt later genomen, zodra de marktontwikkelingen daartoe aanleiding geven. Deze sectie zal, afgezien van de alternatievenafweging, dan ook enkel Fase 1 behandelen.

Fase 1 van NW380 bestaat zelf uit twee afzonderlijke onderdelen, met elk twee deelprojecten. Figuur 4-20 geeft de verschillende onderdelen schematisch weer (inclusief voor Fase 2 het zoekgebied voor de uitbreiding van de capaciteit op de mogelijke verbinding tussen Ens en Vierverlaten). Het eerste onderdeel is de aanleg van een nieuwe 380kV-verbinding van ca. 40 km van Eemshaven-Oudeschip naar Vierverlaten (hierna: EOS-VVL) van 2x2.635 MVA en de bouw van een nieuw 380kV-hoogspanningsstation bij Vierverlaten (hierna: station VVL) ten westen van de stad Groningen, die elk een deelproject vormen. Beide deelprojecten vallen onder de RCR-procedure (zowel de ruimtelijke module als de vergunningenmodule).

Het tweede onderdeel is de verzwaring van de bestaande verbinding Diemen – Lelystad – Ens van ca. 70 km, ter verhoging van de transportcapaciteit naar 2x2.635 MVA. Daarbij worden ook de stations in Ens, Lelystad en Diemen aangepast. Hierbij gelden respectievelijk de verbinding Diemen – Lelystad (hierna: DIM-LLS) en de verbinding Lelystad – Ens (hierna: LLS-ENS) als afzonderlijke deelprojecten. Momenteel valt alleen LLS-ENS onder de RCR-

Legenda

Station

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

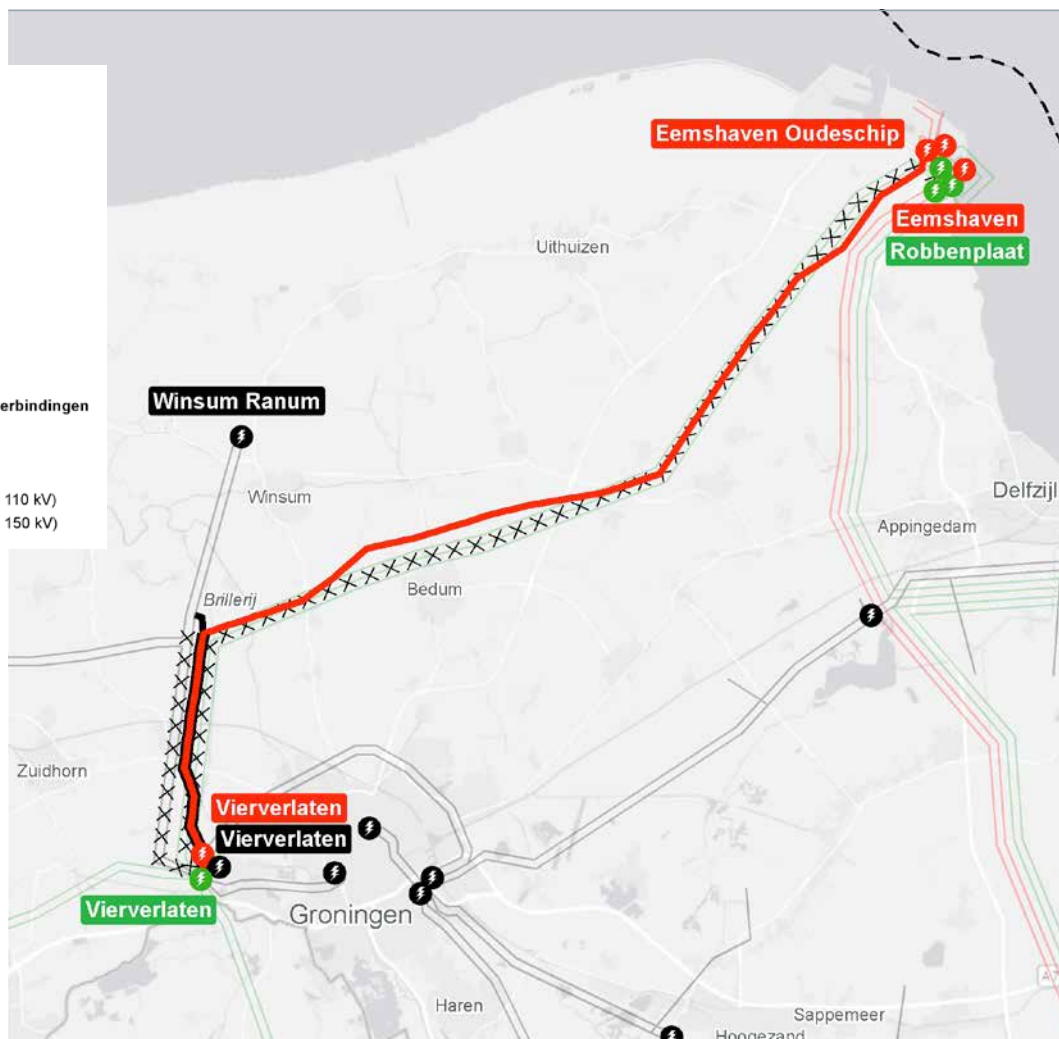
Bestaande circuits

- 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 4-20 Scope van Noord-West 380 kV Fase 1

procedure (beperkt tot alleen de vergunningen-module). De aanvraag om DIM-LLS ook onder de RCR-procedure te brengen (wederom alleen de vergunningenmodule) zal worden ingediend bij het ministerie van EZ.

4.5.6.1 Alternatievenafweging

Uit aanvullende studie naar aanleiding van de resultaten van het KCD 2013 blijkt dat de behoefte aan extra transportcapaciteit in het noorden van het land naar verwachting minder is dan die waarvan in de oorspronkelijke plannen was uitgegaan (o.a. in het KCD 2011). De aanleg van een nieuwe verbinding over het volledige traject tussen Eemshaven Oudeschip en Ens is op korte tot middellange termijn een te zware oplossing. Een gefaseerde aanleg met een 380kV-transformatorstation in Vierverlaten biedt ruimte om alle nu geplande productie-

uitbreidingen te faciliteren en efficiënt te kunnen reageren op nieuwe uitbreidingen in productie-vermogen, zodra deze zich aandienen.

Er zijn drie alternatieven onderzocht, één ongefaseerd en twee gefaseerd, met verschillende opties voor de tweede fase.

Alternatief 1 (ongefaseerd)

Realisatie van NW380 volgens de volledige oorspronkelijke scope, bestaande uit een 380kV-verbinding met een capaciteit van 2x2.635 MVA van EOS tot ENS, inclusief opwaardering van de verbinding ENS-LLS-DIM naar 2x2.635 MVA.

Alternatief 2 (gefaseerd, met optie 1 voor Fase 2)

Een gefaseerde realisatie, waarbij eerst Fase 1 wordt uitgevoerd: een nieuwe verbinding

EOS-VVL van 2x2.635 MVA, station VVL en opwaardering van de verbinding ENS-LLS-DIM naar 2x2.635 MVA. Vervolgens in de tweede fase een uitbreiding van de verbinding EOS-VVL met twee extra circuits, het vervangen van de bestaande 220kV-verbinding tussen Vierverlaten en Ens door een 380kV-verbinding met een capaciteit van 2x 2.635 MVA, en het opwaarderen van de bestaande 220/110kV-stations (Noardburgum, Louwsmeer en Oudehaske) naar 380/110kV-stations.

Alternatief 3 (gefaseerd, met optie 2 voor Fase 2)

Realisatie Fase 1 als hiervoor beschreven. Vervolgens realisatie van de tweede fase, wederom met de uitbreiding van de verbinding EOS-VVL met twee extra circuits, maar nu met realisatie van een gecombineerde 220/380kV-verbinding tussen Vierverlaten en Ens, met capaciteit van respectievelijk 2x 950 MVA en 2x2.635 MVA. Hiervoor is geen opwaardering van stations nodig.

Alternatief 3 is gekozen als meest realistische oplossing. Alternatief 1 is, als hierboven vermeld, een te zware oplossing gebleken op de middel-lange termijn. Alternatief 2 is, uit onder andere kostenoverwegingen gerelateerd aan de opwaardering van 220/110kV-stations en de ruimtelijke inpassing daarvan, minder aantrekkelijk.

4.5.6.2 Huidige status

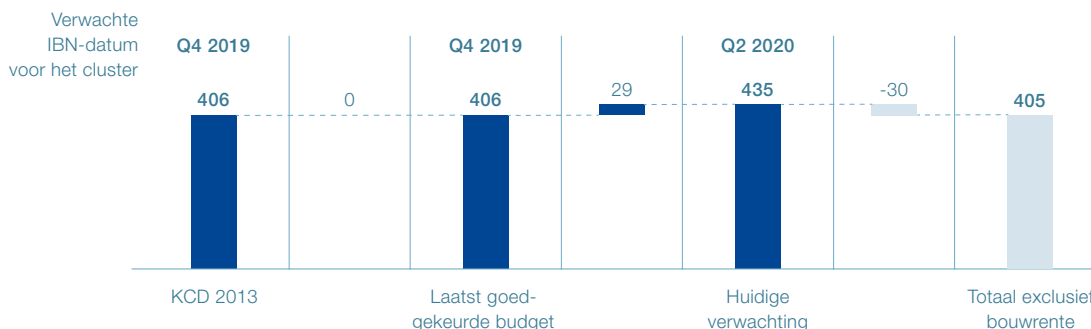
In september 2014 heeft het ministerie van Financiën de door TenneT ingediende budget-aanvraag, een zogenoemde Project Budget

Application (PBA), goedgekeurd. In deze PBA is 'best case' een budget vastgesteld voor de gehele scope van Fase 1 van EUR 406 mln, uitgaande van opwaardering van de bestaande verbinding door Almere. Een alternatief scenario, geschetst in de PBA, waarin een nieuwe verbinding met Wintrackmasten om Almere heen moet worden aangelegd, met navenant hogere kosten, wordt in dit Investeringsplan niet nader beschouwd. 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.

Voor de deelprojecten EOS-VVL en station VVL bevindt het RIP zich op dit moment in de fase van voorontwerp. Conform de uitgangspunten van het SEV III is vanuit de Rijkscoördinatie-regeling onder verantwoordelijkheid van het ministerie van Economische Zaken een voorgenomen tracé vastgesteld. Naar verwachting zal het Ontwerp Inpassingsplan medio 2016 ter inzage worden gelegd.

4.5.6.3 Huidige planning en projectbudget

De huidige verwachting is dat NW380 in het tweede kwartaal van 2020 opgeleverd kan worden voor een bedrag van EUR 435 mln (Figuur 4-21). Dit bedrag is, zoals vermeld in paragraaf 4.5.2, inclusief een voorspelling voor de bouwrente, om zuiver te kunnen vergelijken met de historische plannen. Exclusief bouwrente komt het budget uit op EUR 405 mln. Verder



Figuur 4-21 Ontwikkeling van het projectbudget en IBN sinds het KCD 2013, inclusief laatste goedgekeurde budget (PBA 2014) [EUR mln]

Tabel 4-12

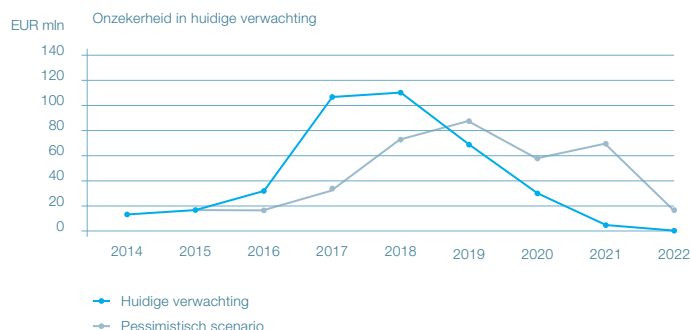
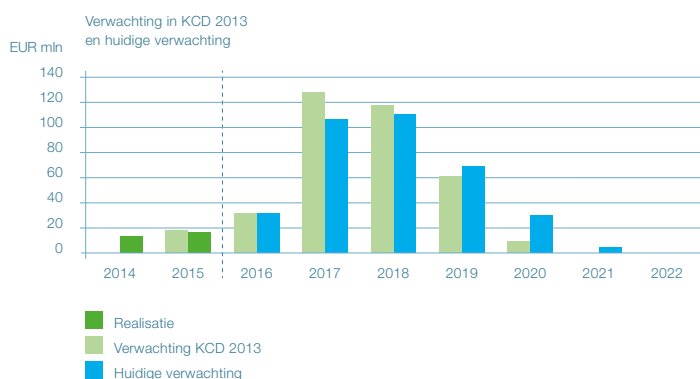
Opbouw van het projectbudget naar deelproject	
Deelproject	Budget [EUR mln]
Verbinding Eemshaven Oudeschip - Vierverlaten	297
Station Vierverlaten	65
Verbinding Diemen - Lelystad	24
Verbinding Lelystad - Ens	49
Projectbudget	435

moet hierbij aangetekend worden dat er een aanzienlijk verschil is in de betrouwbaarheid van de schattingen van enerzijds EOS-VWL en station VWL en anderzijds DIM-LLS en LLS-ENS, gezien de eerder genoemde herevaluatie van de laatste twee deelprojecten. De IBN voor het cluster komt nu overeen met de IBN voor DIM-LLS (Tabel 4-13), die nu nog enigszins onzeker is. Voor EOS-VWL en station VWL is de verwachte IBN Q4 2019 (dit was Q3 2019 in het KCD 2013) en het budget EUR 362 mln (zie ook Tabel 4-12).

Verreweg de grootste kostenpost is het realiseren van de bovengrondse verbinding EOS-VWL. Start van de uitvoering wordt voorzien in 2017, waardoor vanaf dat jaar de investeringsuitgaven sterk zullen toenemen (Figuur 4-22).

Aangezien alleen EOS-VWL en station VWL de ruimtelijke module van de RCR-procedure doorlopen, geldt bij deze twee deelprojecten de verplichting tot het indienen van een RIP, inclusief de daarbij horende onderzoeken. Voor deze projecten ligt de goedkeuringsprocedure op het kritieke pad. Voor station VWL zal al in Q4 2016 worden begonnen met voorbereidende werkzaamheden om het terrein bouwrijp te maken – dit zijn omkeerbare werkzaamheden, die noodzakelijk zijn om de benodigde IBN-datum voor het station te halen.

Figuur 4-21 laat zien dat NW380 ten opzichte van het KCD 2013 een lichte vertraging heeft opgelopen van twee kwartalen en een budgetstijging van EUR 29 mln. De vertraging is vooral veroorzaakt door heroverweging en uiteindelijk aanpassing van de scope van de deelprojecten, waarbij de vertraging op de einddatum is ingegeven door de huidige verwachting voor het tracé DIM – LLS - ENS, waarvan de uitvoeringsvorm nog onzeker is. Het budget voor EOS - VWL en station VWL is gestegen – voornamelijk door scope-aanpassingen – terwijl het budget voor DIM – LLS - ENS naar beneden is bijgesteld in afwachting van het resultaat van de KIS en de bijbehorende nieuwe raming van het budget. Zowel de kostenstijging als de vertraging worden hieronder verder toegelicht.



Figuur 4-22 Jaarlaagverdeling van het budget³⁷ in de zichtperiode en sensitiviteit (vanaf 2016 exclusief bouwrente)

³⁷ Ook voor 2014 zijn kosten gemaakt, waardoor het totaal van de jaarlagen lager is dan het volledige projectbudget.

Tabel 4-13

Belangrijkste mijlpalen voor de deelprojecten ("huidige verwachting")						
Deelproject	Ontwerp RIP	Vaststelling RIP	Onherroepelijk RIP	Start realisatie	IBN-datum	Afronden project
Verbinding Eemshaven Oudeschip - Vierverlaten	Q2 2016	Q4 2016	Q3 2017	Q3 2017	Q4 2019	Q3 2021
Station Vierverlaten	Q2 2016	Q4 2016	Q3 2017	Q4 2016	Q4 2019	Q3 2020
Verbinding Diemen - Lelystad	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	Q2 2018	Q2 2020	Q3 2020
Verbinding Lelystad - Ens	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	Q4 2017	Q3 2018	Q4 2018

Tabel 4-14

Oorzaken van de stijging van het projectbudget	
Oorzaak	Effect [EUR mln]
Bijstelling budget Diemen - Lelystad - Ens	-49
Scopewijzigingen Eemshaven Oudeschip - Vierverlaten	35
Hogere staalprijs	16
Extra aankoopkosten grond en gevoelige bestemmingen	6
Bijstelling risicobudget	15
Aanpassing financieringslasten	7
Overig	-1
Totaal	29

Verklaring kostenstijging

Tabel 4-14 geeft een overzicht van de verschillende oorzaken van de stijging van het budget.

Bijstelling budget DIM – LLS - ENS

Aan de hand van een aantal nieuwe inzichten in de voorbereiding van de verzwaaring van de verbinding DIM - LLS - ENS is in 2014 vastgesteld dat het budget voor dit deel van het project zou toenemen van EUR 122 mln naar EUR 145 mln. TenneT heeft toen besloten dat dit kostenniveau niet meer te verantwoorden was en bovendien vastgesteld dat het buiten de geldende Europese normen zou vallen.

Medio 2015 is daarom dit project on hold gezet en is als vermeld de KIS gestart. Het is daarom

nog onbekend welke kosten met de uitvoering van het voorkeursalternatief gemoeid zullen zijn. Er is nu een streefbudget voor deze deelprojecten gedefinieerd van EUR 73 m; een vermindering van EUR 49 mln ten opzichte van KCD 2013 (waarvan minus EUR 19 mln voor LLS - ENS en minus EUR 30 mln voor DIM - LLS).

Scopewijzigingen EOS - VWL

Op de verbinding EOS - VWL zijn twee majeure scopewijzigingen geweest, met een gezamenlijke financiële impact van EUR 35 mln:

- In samenspraak met het ministerie van Economische Zaken is gekozen voor een toekomstvaste oplossing voor de verbinding. Dit betekent dat de duurdere, zogenoemde type W6-masten zullen worden toegepast om voorbereid te zijn op een toekomstige configuratie met 4 circuits 380kV. Deze configuratie is noodzakelijk voor een eventuele uitvoering van Fase 2 van het project. Het nu realiseren van een verbinding met slechts 2 circuits zou in een eventuele Fase 2 leiden tot zeer hoge kosten, aangezien er dan nog een tweede twee-circuitverbinding naast de eerste zou moeten komen. Die investering zou een veelvoud zijn van de huidige meerkosten voor W6-masten.
- In het Ontwerp Inpassingsplan is op verzoek van het ministerie van Economische Zaken vastgelegd dat de bestaande 110kV-vakwerkverbinding tussen Vierverlaten en Brillerij wordt geamoveerd en opgenomen in de nieuwe Wintrackmasten. Dit betekent dat er, mede met het oog op de mogelijke

opwaardering in Fase 2, op dit tracégedeelte direct 4 380kV-circuits worden opgehangen, waarvan twee circuits op 110kV worden bedreven. Daarnaast moet TenneT als gevolg hiervan drie opstijgpunten realiseren om de verbinding met lokaal benodigde ondergrondse 110kV-kabel tot stand te brengen.

Hogere staalprijs

Het vorige budget is opgesteld onder aanname van een relatief lage staalprijs. Correctie van deze aanname heeft geleid tot een verwachte kostenstijging van EUR 16 mln.

Extra aankoopkosten grond en gevoelige bestemmingen

In overleg met de gemeente Groningen is de situering van station VVL tot stand gekomen. Het nieuwe station ligt deels op eigen grond van TenneT en deels op grond van de gemeente Groningen. De aankoop van grond door TenneT van de gemeente Groningen kost EUR 4 mln. Daarnaast moet voor EOS-VVL voor circa EUR 2 mln aan gevoelige bestemmingen worden aangekocht die niet in het oorspronkelijke budget waren voorzien.

Bijstelling risicobudget

Sinds begin 2014 is het risicoregister van het project op veel plekken gewijzigd. De stijging van het risicobudget komt voort uit twee bronnen:

- toevoegen van nieuwe risico's als gevolg van voortschrijdend inzicht;
- herziening van de kwantificering van bestaande risico's.

Het netto effect van de aanpassingen is een stijgen van EUR 10 mln bij EOS - VVL en EUR 5 mln bij station VVL.

Aanpassing financieringslasten

Als resultaat van de stijging van het gecombineerde budget voor EOS - VVL en station VVL stijgen de financieringslasten met EUR 7 mln. Met de recente wijziging van de Elektriciteitswet kunnen gemaakte kosten vanaf de start van het project per jaar in het tarief worden ondergebracht, waardoor er geen langjarige bouwrente kosten meer zullen zijn.

Deze stijging is dan ook enkel voor de vergelijkbaarheid meegenomen.

Verklaring vertraging van de IBN

Ten opzichte van het KCD 2013 is de IBN van de nieuwe bovengrondse verbinding EOS - VVL en het station VVL met 1 kwartaal opgeschoven van Q3 2019 naar Q4 2019. De vertraging is ontstaan door het later toesturen van het voorontwerp inpassingsplan en concept MER naar de bevoegde gezagen. Dit is veroorzaakt door:

- de afronding van de discussie over het al dan niet toepassen van 380kV-kabel binnen dit project. In een door TenneT uitgevoerde studie is naar voren gekomen dat een ondergrondse kabel technisch mogelijk is (tot 10 km), maar geen aanzienlijke milieuvoordelen oplevert, en de substantiële meerkosten daardoor niet in verhouding staan tot de ruimtelijke winst. Daarom is de minister van Economische Zaken niet voornemens om een ondergrondse 380kV-kabel op te nemen in het Inpassingsplan voor de verbinding EOS - VVL;
- herijking van nut en noodzaak van het project, waaronder het gebruik van de W6-masten in voorbereiding op 4 circuits 380kV als eerder beschreven. Het resultaat is in het MER opgenomen;
- aanpassen van het tracé van de verbinding en daarmee de lay-out van station VVL als gevolg van afstemming met de gemeente Groningen ten behoeve van het efficiënt benutten van het bedrijventerrein Westpoort.

Oorspronkelijk lag de IBN van de verzwaring van ENS – LLS - DIM ook binnen deze termijn. Door het 'on hold' zetten van de planvoorbereiding en het uitvoeren van de KIS staat momenteel niet vast wat het te realiseren voorkeursalternatief zal zijn en welke doorlooptijd voor de realisatie hiervan zal gelden. In afwachting van de resultaten van de KIS is nu een indicatieve schatting van Q2 2020 opgenomen.

Onzekerheid in de voorspelling

In Figuur 4-22 is een pessimistisch scenario gepresenteerd. Hierbij is rekening gehouden met drie concrete onzekerheden.

De gepresenteerde cijfers zijn deels gebaseerd op ramingen. Uit het resultaat van al in gang gezette of nog te starten aanbestedingen zal blijken of die ramingen bewaarheid worden. De aanbestedingsresultaten kunnen meevallen, waardoor het totale kostenniveau alsnog binnen de financiële ruimte blijft die is goedgekeurd door de aandeelhouder op basis van de PBA's. Er kan echter ook sprake zijn van tegenvallende aanbestedingsresultaten. Mogelijk blijken daardoor eerder goedgekeurde budgetten niet toereikend en zal aanvullend budget bij de aandeelhouder aangevraagd moeten worden.

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

De aanleg van NW380 is 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.

Naast deze drie concrete onzekerheden is momenteel de uitkomst van de KIS en de daaruit volgende oplossing voor de verbinding DIM - LLS - ENS nog onzeker. Deze onzekerheid is op dit moment niet kwantificeerbaar.

4.5.6.4 Voortgang in 2014 en 2015

NW380 bevond zich in 2014 en 2015 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 EOS - VWL en station VWL een MER en een voorontwerp inpassingsplan opgeleverd. Ook heeft intensief contact plaatsgevonden met relevante stakeholders over onder andere het tracé en de locatie van station VWL. Voor EOS - VWL is verder het basisontwerp afgerond, zijn op alle mastlocaties en bouwwegen veldonderzoeken uitgevoerd en zijn

aanbestedingsdocumenten voor de Wintrackmasten en vergunningaanvragen opgesteld. Deze werkzaamheden lopen nagenoeg volgens planning, met uitzondering van het MER en Ontwerp Inpassingsplan voor EOS-VWL, dat vijf maanden is vertraagd vanwege het onderzoek naar mogelijke toepassing van een ondergrondse 380kV-kabel, en het basisontwerp van station VWL, dat door de benodigde aanpassingen aan de lay-out met zeven maanden vertraagd is. Zoals hierboven aangegeven hebben deze vertragingen ook aanleiding gegeven tot het verschuiven van de IBN, zij het slechts met een kwartaal.

Vergeleken met de verwachting in het KCD 2013 is in 2015 EUR 4 mln minder uitgegeven dan voorzien. De voornaamste oorzaak hiervoor is de voornoemde vertraging in het Ontwerp Inpassingsplan. Hierdoor kon pas tegen het einde van 2015 een start worden gemaakt met het aangaan van ZRO's.

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

- er onvoldoende toekomstvaste 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 toekomstvaste 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 (hierna: ZW380) gedefinieerd, een 380kV-verbinding van Borssele naar Tilburg.

In 2014 is vastgesteld dat onder meer in verband met de behoefte aan vergroting van de interconnectiecapaciteit met België de bouw van een nieuw 380kV-station bij Rilland eerder dan voorzien noodzakelijk werd. Met station Rilland vermindert daarnaast het onderhoudsknelpunt op de 380kV-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.

Omdat de besluitvorming over het Brabantse deel van ZW380 vertraging opliep, is besloten om deze – nu technisch mogelijke – splitsing door te voeren. ZW380 bestaat daarom nu uit twee deeltracés: ZW West (Borssele - Rilland) en ZW Oost (Rilland - Tilburg) die gefaseerd in de tijd aangelegd zullen worden. Het realiseren van ZW West biedt al een oplossing voor een aantal knelpunten:

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

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 380kV-net. Figuur 4-23 geeft de verschillende onderdelen van het project weer. ZW West bestaat uit ca. 47 km bovengrondse 380kV-verbinding van Borssele naar Rilland, met een vermogenscapaciteit van 2x2.635 MVA. De nieuwe 380kV-lijn wordt over grote lengte gecombineerd met de bestaande 150kV-lijn. Het 380kV-station Borssele wordt uitgebreid en er wordt een nieuw 380kV-station gebouwd in Rilland.

ZW Oost zal naar verwachting ruim 70 km bovengrondse 380kV-verbinding behelzen van Rilland naar Tilburg, met mogelijk ca. 10 km ondergrondse 380kV-kabel en ca. 35 km aan ondergrondse 150kV-kabel. De vermogenscapaciteit van de nieuwe 380kV-verbinding is ook 2x2.635 MVA. Verder betreft het de nieuwbouw van één 380kV-station bij Tilburg en de uitbreiding van 150kV-station Tilburg-Noord. Zoals hierna verder omschreven is de scope van dit deel van het project nog aan veel onzekerheid onderhevig.

Legenda

Station

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

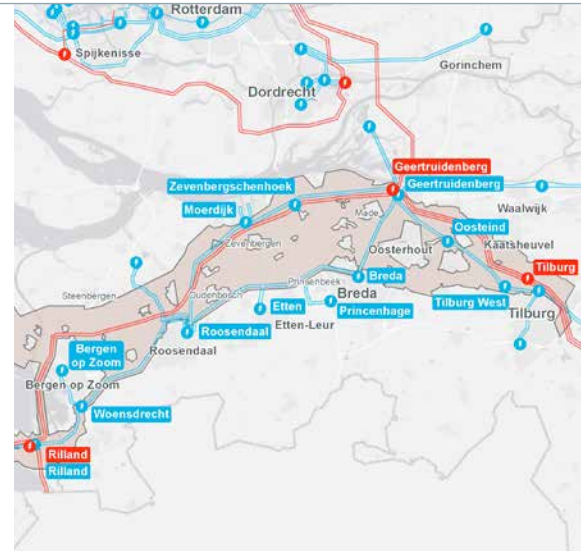
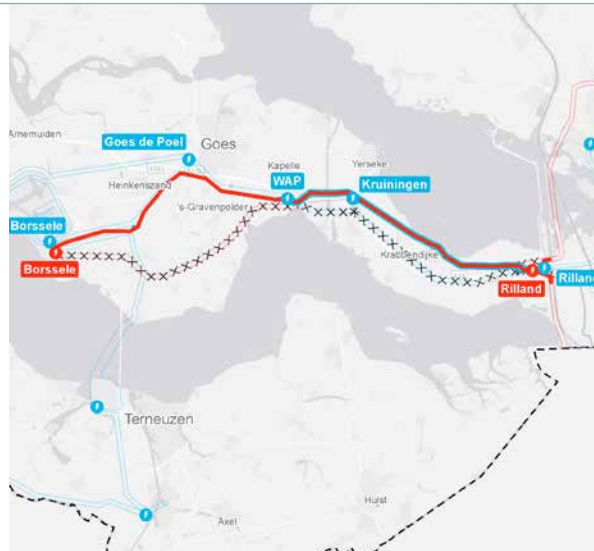
Bestaande circuits

- 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 4-23 Scope van Zuid-West 380 kV West (links) en Oost (rechts)

4.5.7.1 Alternatievenafweging

Bij aanvang van het project zijn vijf alternatieven in overweging genomen. Hieronder wordt kort aangegeven welke overwegingen bij de keuze tussen de alternatieven een doorslaggevende rol hebben gespeeld.

Optie Borssele – Maasvlakte en Crayestein

Deze optie bestond uit een nieuwe hoogspanningsverbinding vanuit Borssele, die ergens tussen de Maasvlakte en Crayestein zou worden gekoppeld aan de bestaande hoogspanningsverbinding. Deze optie is afgewezen omdat de opwekking in Maasvlakte en Borssele al samen zou komen voordat deze zich over de landelijke 380kV-ring kon verdelen. Dit leidt vroegtijdig tot een knelpunt in de verbindingen naar de ring.

Optie Borssele – Geertruidenberg

Deze optie bestond uit een hoogspanningsverbinding tussen Borssele en het bestaande 380kV-station Geertruidenberg. Deze optie bleek niet realistisch omdat hiermee de kortsluitvastheid van het station Geertruidenberg zou worden overschreden. Verdere opwaardering van de kortsluitvastheid was om technische en economische redenen geen optie.

Optie Borssele – Maasvlakte (zeekabel)

Deze optie bestond uit het tot stand brengen van de verbinding tussen Borssele en de landelijke ring door middel van een zeekabel. Deze optie is afgewezen omdat ook hier de productie van Borssele en Maasvlakte vroegtijdig samenkomt en omdat de benodigde transportcapaciteit te hoog zou zijn voor een offshore wisselspanningskabel.

Optie Borssele – België – ring

Deze optie bestond uit een nieuwe 380kV-hoogspanningsverbinding vanuit Borssele richting België om daar gebruik te maken van het Belgische hoogspanningsnet en vervolgens weer naar de landelijke ring. Deze optie is komen te vervallen omdat het Belgische net ter plaatse te weinig transportcapaciteit bezit.

Optie Borssele – nieuw station Tilburg

Dit is het uiteindelijke voorkeursalternatief, met scope zoals eerder omschreven. In feite is het een variant op de optie Borssele-Geertruidenberg, waarbij er geen kortsluitvastheidsproblemen optreden en bovendien het vermogen meer direct afgevoerd wordt naar de belastingcentra rond Tilburg.

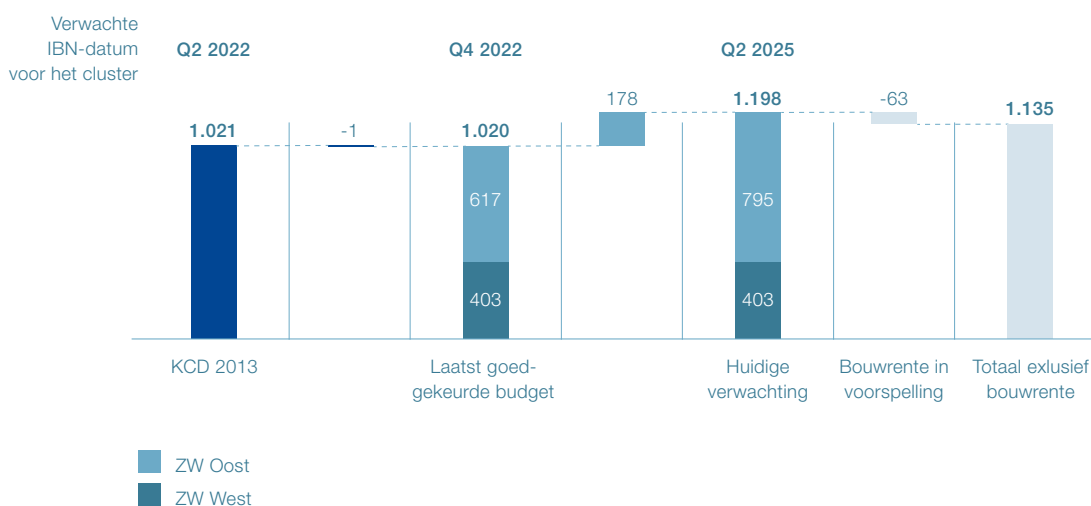
4.5.7.2 Huidige status

Oorspronkelijk bestond ZW380 uit één project met één RCR-procedure. TenneT heeft bij de ministeries van EZ en IenM een verzoek ingediend om voor het te bouwen 380kV-station Rilland een aparte RCR-procedure op te starten en de RCR-procedure voor de verbinding te splitsen in twee delen: Borssele - Rilland (ZW West) en Rilland - Tilburg (ZW Oost). Dit maakte het mogelijk de verbinding gefaseerd in de tijd aan te leggen zoals hiervoor beschreven. De ministers zijn hier in mei 2014 mee akkoord gegaan. Het Ontwerp Inpassingsplan voor station Rilland is ter inzage gelegd in april 2015 en het Rijksinpassingsplan is vastgesteld in oktober 2015. Naar verwachting zal in het tweede kwartaal van 2016 het Rijksinpassingsplan onherroepelijk worden.

Voor het westelijk tracé tussen Borssele en Rilland is begin maart 2016 het Ontwerp Inpassingsplan ter inzage gelegd. 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. Er zal naar verwachting in het derde kwartaal van 2016 een nieuw voorkeurstracé kunnen worden bepaald.

4.5.7.3 Huidige planning en projectbudget

De huidige verwachting is dat ZW380 in het tweede kwartaal van 2025 opgeleverd kan worden (IBN) voor een bedrag van EUR 1,20 mrd (Figuur 4-24). Zoals vermeld in paragraaf 4.5.2 is dit bedrag, om zuiver te kunnen vergelijken met de historische plannen, inclusief een voorspelling voor de bouwrente. Exclusief bouwrente komt het budget uit op EUR 1,14 mrd. 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 en de grote onzekerheid over het voorkeursalternatief voor ZW Oost. De IBN voor het cluster komt nu overeen met de IBN voor ZW Oost, die om dezelfde redenen nog onzeker is. Voor ZW West is de verwachte IBN Q1 2020 en het budget EUR 403 mln (zie ook Tabel 4-16). Dit bedrag is, zoals vermeld in paragraaf 4.5.2, inclusief geïdentificeerde risico's (EUR 24 mln) en exclusief contingency (EUR 24 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 70 km bovengrondse verbinding grote invloed heeft op het budget. Figuur 4-25 geeft het verloop van de investeringen in de tijd



Figuur 4-24 Ontwikkeling van het projectbudget en IBN sinds het KCD 2013, inclusief laatste goedgekeurde budget (PBA 2014 en ER 2015) [EUR mln]

aan van EUR 795 mln. Dit bedrag is inclusief geïdentificeerde risico's (EUR 104 mln) en exclusief contingency (EUR 69 mln), waarbij de fasering van ZW West en ZW Oost duidelijk te zien is.

ZW West begint eind 2017 met de realisatie, waardoor vanaf dat jaar in ZW West ca. EUR 100 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 dat jaar een piek in

investeringen wordt verwacht. In 2025 wordt het totale project afgerond (zie ook Tabel 4-18). Hierbij moet worden vermeld dat de financiële ramingen nog aanzienlijke onzekerheden kennen, gezien de status van ZW Oost in het bijzonder, maar ook gezien het feit dat aanbestedingen voor ZW West nog lopen.

Verklaring kostenstijging

Tabel 4-19 geeft een overzicht van de verschillende oorzaken van de stijging van het budget.



Figuur 4-25 Jaarlaagverdeling van het budget³⁹ in de zichtperiode en sensitiviteit (vanaf 2016 exclusief bouwrente)

³⁹ Ook voor 2014 zijn kosten gemaakt, waardoor het totaal van de jaarlagen lager is dan het volledige projectbudget.

Tabel 4-15

Belangrijkste mijlpalen en sensitiviteit voor Zuid-West 380 kV West (boven) en Zuid-West 380 kV Oost (onder)		
Zuid-West 380 kV West		
Mijlpaal	Planning "Huidige verwachting"	Planning "Pessimistisch scenario"
Start project	Q1 2008	Q1 2008
Onherroepelijk RIP	Q2 2017	Q4 2017
Start realisatie	Q3 2017	Q1 2018
IBN-datum	Q2 2020	Q4 2020
Afronden project (amoveren e.d.)	Q1 2023	Q3 2023

Zuid-West 380 kV Oost		
Mijlpaal	Planning	
Start project	Q1 2008	
Onherroepelijk RIP	Q4 2020	
Start realisatie	Q1 2021	
IBN-datum	Q2 2025	
Afronden project (amoveren e.d.)	Q2 2028	

Tabel 4-16

Oorzaken van de stijging van het projectbudget	
Oorzaak	Effect [EUR mln]
Bijstelling budget ZW Oost n.a.v. vervallen VKA en aanname 10 km 380kV-kabel	178
Aanpassing budget ZW West en Rilland	-1
<i>Voortschrijdend inzicht kostenramingen</i>	28
<i>Oosterschelde eiland t.b.v. tracé bij Krabbedijke</i>	5
<i>Minder amovering benodigd</i>	-5
<i>Financieringslasten</i>	-8
<i>Overige aanpassingen</i>	4
<i>Bijstelling risicobudget</i>	-24
Totaal	177

Bijstelling budget ZW Oost naar aanleiding van het vervallen van het VKA

In 2014 is besloten het voorgenomen voorkeursalternatief vanaf Borchwerf, via Geertruidenberg naar Tilburg in zuidelijke richting te wijzigen. Daaropvolgend hebben omwonenden en bevoegde gezagen bezwaar aangetekend tegen dit nieuw gekozen voorkeurs-tracé. In het proces dat volgde heeft het ministerie van Economische Zaken aan deze stakeholders gevraagd met alternatieve voorstellen te komen die, na beoordeling door een onafhankelijke partij, alsnog in de MER procedure konden worden opgenomen. In het onderzoek van de onafhankelijke partij wordt aangegeven dat alle alternatieven op hoofdlijnen haalbaar zijn en wordt geadviseerd de alternatieven te betrekken in de volgende stappen. Effectief is er op dit moment geen voorkeursalternatief en zal op basis van verdergaande analyses een nieuw voorkeurs-tracé moeten worden vastgesteld. Bovendien zal er bij de nieuwe analyses worden meegenomen in hoeverre er bij deze verbinding gebruik gemaakt zal kunnen worden van ondergrondse kabels. De planning is dat in het derde kwartaal van 2016 een voorgenomen voorkeursalternatief kan worden bepaald. Als gevolg hiervan was de bestaande schatting van EUR 617 mln voor ZW Oost niet langer te handhaven. Op basis van inschattingen van de kosten van verschillende mogelijke tracés, heeft TenneT het budget voor ZW Oost conservatief vastgesteld op het duurste alternatief, waarbij ook rekening is gehouden met 10 km verkabelen. Dit komt uit op EUR 795 mln, EUR 178 mln hoger dan de oorspronkelijke raming. Hierbij moet nogmaals benadrukt worden dat dit een zeer onzekere raming is. Wanneer het VKA bekend is, kan het basisontwerp plaatsvinden en kunnen de kosten nauwkeuriger worden vastgesteld.

Aanpassing budget ZW West en Rilland

Voor ZW West en Rilland is het budget met EUR 1 mln verlaagd om uiteenlopende redenen:

Voortschrijdend inzicht kostenramingen

Doordat het ontwerp voor de verbinding ZW West en het station Rilland in een

verdergevoerd stadium komt, kunnen de kosten van de bouw nauwkeuriger worden geschat. Het totale effect van deze wijzigingen is een toename van de kosten met EUR 28 mln, waarvan EUR 7 mln op de verbinding en EUR 21 mln op station Rilland. Dit wordt gedreven door:

- aanpassing van de staalprijs. Het vorige budget is opgesteld onder aanname van een relatief lage staalprijs. Correctie van deze aanname heeft geleid tot een verwachte kostenstijging van EUR 22 mln (waarvan EUR 20 mln voor de verbinding);
- aanpassing in de begroting van lijnen, kabels en stationsinrichting. Een nauwkeuriger inschatting van zowel de eenheidsprijzen (op basis van de lessen van de andere projecten) als de aantallen (op basis van verdere specificering van het ontwerp) leidt tot een stijging van EUR 6 mln (daling van EUR 13 mln op de verbinding, stijging van EUR 19 mln op het station).

Tracéspecificatie Krabbendijke

Op de verbinding Borssele – Rilland is het tracé bij Krabbendijke verder gespecificeerd. Dit heeft ertoe geleid dat er een eiland aangelegd moet worden in de Oosterschelde à EUR 4,5 mln. Anderzijds is hierdoor de amovering van de bestaande lijn die oorspronkelijk was voorzien niet meer nodig, wat resulteert in EUR 5 mln minder kosten.

Financieringslasten

Zowel het gehanteerde rentepercentage als de methodiek van het bepalen van de bouwrente is sinds het opstellen van de PBA gewijzigd. Dit heeft geleid tot het naar beneden bijstellen van de bouwrente met EUR 8 mln. Met de recente wijziging van de Elektriciteitswet kunnen gemaakte kosten vanaf de start van het project per jaar in het tarief worden ondergebracht, waardoor er geen langjarige bouwrente kosten meer zijn. Deze daling is dan ook enkel voor de vergelijkbaarheid meegenomen.

Overige aanpassingen

Diverse kleine aanpassingen, bijvoorbeeld extra gevoelige bestemmingen, aanvullende grondkosten, extra inzet ingenieursbureaus en

meerkosten voor conditionering (kabels en leidingen), hebben tot een budgetverhoging van EUR 3,5 mln geleid.

Correctie contingency in PBA-budget

Het budget ten behoeve van de PBA bevatte een contingency van EUR 24 mln. Strikt genomen was dit budget daarmee niet het projectbudget (zoals in dit Investeringsplan gedefinieerd), maar het totaal. Voor een zuivere vergelijking met het huidige projectbudget moet deze EUR 24 mln dus nog van de PBA afgetrokken worden.

Verklaring vertraging van de IBN

Oorspronkelijk was uitgegaan van het verkrijgen van een onherroepelijk RIP eind 2014/begin 2015 voor de gehele lijn én start uitvoering in het westelijk en oostelijk deel in 2015. Aals gevolg van de splitsing doorloopt ZW380 echter drie aparte RCR-trajecten/planfasen en uitvoeringsfasen.

Station Rilland gaat als eerste in uitvoering. Voor dat deel van het project is in oktober 2015 het RIP vastgesteld dat naar verwachting in het tweede kwartaal van 2016 onherroepelijk zal worden. 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 dan voorzien en moet een gedoogplicht worden ingezet voor de grond bij Rilland. De IBN van Rilland is daarmee verschoven van Q4 2017 naar Q1 2019. De realisatie van ZW West bevindt zich als gevolg van deze vertragingen op het kritieke pad. Hiervoor zal in Q1 2016 het OIP ingediend worden, de start van de uitvoering van ZW West is nu gepland in het derde kwartaal van 2017, met uitzondering van de vooruitgeschoven activiteiten op Borssele ten behoeve van Wind op Zee. De huidige verwachting is dat ZW West in Q2 2020 zal worden opgeleverd.

De planfase van ZW Oost wordt als vermeld opnieuw doorlopen vanaf vastgestelde startnotitie, waardoor de planning volledig aangepast is. Afhankelijk van de datum waarop het inpassingsplan voor ZW Oost onherroepelijk wordt vastgesteld, is de IBN van ZW Oost nu

voorzichtig geraamd op Q2 2025, in tegenstelling tot 2022, zoals twee jaar geleden gedacht. Q2 2025 is dan ook nu de verwachte IBN van het gehele cluster.

Onzekerheid in de voorspelling

In Figuur 4-25 is een pessimistisch scenario gepresenteerd. Hierbij is rekening gehouden met twee concrete onzekerheden in de voorspelling voor ZW West en Rilland. In het in Figuur 4-25 weergegeven pessimistisch scenario wordt als gevolg van deze onzekerheden rekening gehouden met een mogelijke vertraging van een half jaar.

Het verkrijgen van een onherroepelijk RIP kan vertraging oplopen. In het verleden is het bij andere projecten voorgekomen dat delen van het RIP 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 één 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.

ZW Oost bevindt zich op dit moment in een zodanig vroege planfase dat de onzekerheden zeer groot zijn. Deze zijn dan ook niet gekwantificeerd en niet getoond in Figuur 4-25.

4.5.7.4 Voortgang in 2014 en 2015

In september 2014 is één van de deelprojecten van ZW West, het uitbreiden van station Borssele met een derde transformator, opgeleverd. Het project is qua planning in lijn met de verwachte IBN uit het KCD 2013 opgeleverd voor EUR 11 mln. Dit is EUR 1 mln meer dan destijds voorzien vanwege de onvoorziene noodzaak om aanpassingen te doen aan het station om de transformator in te passen (afwijking binnen

bandbreedte voor realisatie van 10%). Met de oplevering van dit project is een belangrijke randvoorwaarde voor het realiseren van de verbinding Borssele – Rilland ingevuld.

Verder hebben zich in 2014 en 2015 vooral wijzigingen voorgedaan in aanpak van de voorbereidende fase. Zoals eerder beschreven is in mei 2014 de splitsing van het oorspronkelijke project in drie delen met hun eigen RCR-procedure goedgekeurd.

Voor station Rilland is in april 2015 het ontwerp inpassingsplan ingediend, dat in oktober 2015 is vastgesteld. Voor de verbinding Borssele – Rilland is het ontwerp inpassingsplan voorbereid om eerste kwartaal 2016 te kunnen worden ingediend. Dit houdt in dat de benodigde onderzoeken, zoals de MER, zijn afgerond en vergunningsaanvragen zijn ingediend om ontwerpvergunningen samen met het ontwerp inpassingsplan ter inzage te kunnen leggen. Daarnaast zijn verschillende aanbestedingen voorbereid, onder andere de aanbestedingen van de civiele werken voor zowel station Rilland als Borssele. Er is een raamcontract afgesloten met diverse leveranciers voor Wintrackmasten, waarvoor de feitelijke aanbesteding in januari 2016 van start gaat.

De kosten voor 2015 waren in lijn met de verwachting van twee jaar geleden, ondanks de wijzigingen in de planning van het project. Dit valt vooral te verklaren doordat de belangrijkste kosten in de voorbereidingsfase – de interne projectkosten en externe onderzoeken – niet sterk van de wijzigingen afhankelijk zijn.

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

4.6.1 Technisch cluster 'Beter benutten bestaande 380kV-ring'

4.6.1.1 Inleiding

Op de landelijke 380 kV-ring zijn bij diverse verbindingen ernstige knelpunten geconstateerd. Dit maakt verhoging van de transportcapaciteit van de betreffende verbindingen noodzakelijk. Om de verhoging van de transportcapaciteit op een zo kosteneffectief mogelijke manier met

Tabel 4-17

Overzicht van projecten in het Beter Benutten programma		
Projecten	Totale kosten [EUR mln]	IBN
Zwolle – Hengelo, opwaarderen capaciteit naar 2.635 MVA	100	2032
Ens – Zwolle, opwaarderen capaciteit naar 2.635 MVA	53	2025
Eindhoven – Maasbracht, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	79	2027
Geertruidenberg - Krimpen 380, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	59	2023
Beter Benutten Voorloophbudget*	4	2020
Totaal	295	

* 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.

minimale impact voor de omgeving mogelijk te maken, heeft TenneT onderzocht of het opwaarderen en daarmee beter benutten van de bestaande verbindingen mogelijk is. Dit blijkt voor de betreffende verbindingen het geval te zijn, en geeft aanzienlijke voordelen ten opzichte van het bouwen van nieuwe of extra verbindingen. Daarom is TenneT een programma gestart onder de titel 'Beter Benutten bestaande 380kV-ring' (hierna: Beter Benutten), waarbij de komende jaren op verschillende verbindingen de transportcapaciteit zal worden verhoogd naar 2x2.635 MVA (4 kA).

Tabel 4-17 geeft een overzicht van de betreffende 380kV-verbindingen met de relevante projectgegevens.

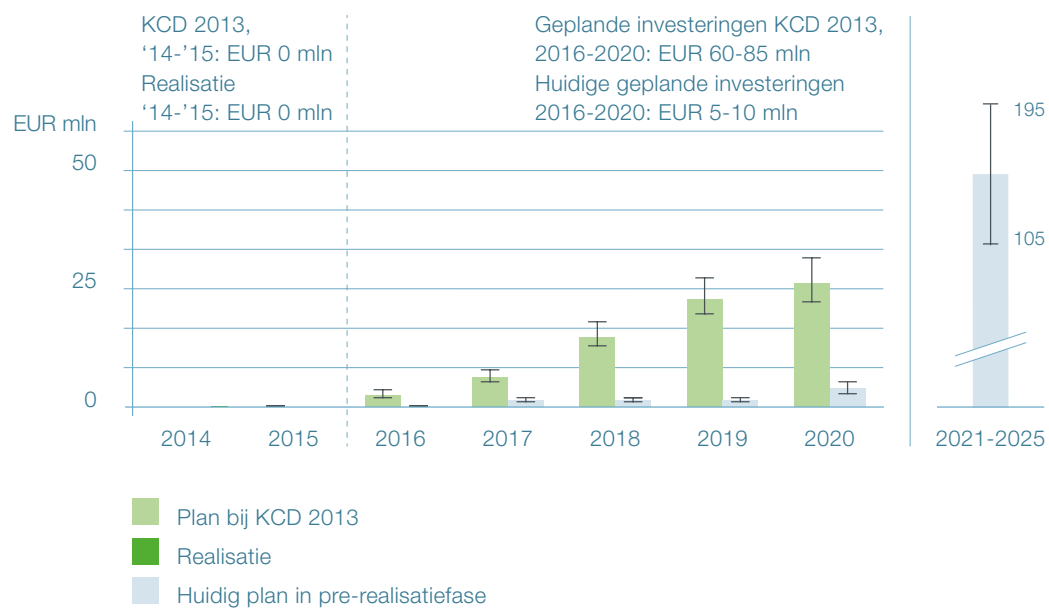
Het benodigde budget is gebaseerd op traditionele opwaardering, namelijk het versterken van de funderingen en staalconstructies van de bestaande masten en het verzwaren van de bestaande geleiders (lijnen). Zoals vermeld in paragraaf 4.6.6.2 in het kader van NW380 heeft TenneT in 2015 de Keten Innovatie 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 Voorziena Niet Beschikbaarheid (VNB)). In 2016

zal TenneT de oplossingsrichtingen opnieuw afwegen en met een voorkeursoplossing komen voor opwaardering.

Vanwege de noodzakelijkheid het 380kV-net tijdens de programmalooptijd optimaal beschikbaar te houden voor transport, is gelijktijdige uitvoering van bovengenoemde opwaarderingen niet mogelijk. Het uitgangspunt is dat de projecten na elkaar uitgevoerd worden. De nadere inventarisatie per project moet inzicht geven in aspecten als technische (on-) mogelijkheden, ruimtelijke en planologische knelpunten en relaties met andere projecten. Op basis van deze inzichten wordt de overall planning verder vastgesteld.

4.6.1.2 Huidig plan

De geraamde investeringsbedragen in de periode 2016-2020 met betrekking tot Beter Benutten zijn in dit Investeringsplan ten opzichte van het KCD 2013 afgenomen. Dit wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door twee ontwikkelingen. Aanvankelijk behoorde de opwaardering van de verbinding Diemen – Krimpen ook tot de scope van Beter Benutten, maar door nieuwe inzichten naar aanleiding van de berekening voor dit Investeringsplan en de in 2017 te realiseren inlusning van het 380kV-circuit Krimpen – Oostzaan in station Diemen, is dit project voorlopig stilgelegd. Een tweede reden voor het lagere investeringsvolume in die periode



Figuur 4-26 Investeringsvolume Beter Benutten

betreft de latere uitvoering van de opwaardering van de verbinding Eindhoven – Maasbracht. Recente berekeningen hebben aangetoond dat de opwaardering naar 3 kA tijdelijk het knelpunt op de verbinding zal oplossen, waardoor de kostbare opwaardering naar 4 kA via het Beter Benutten-programma later kan worden uitgevoerd. Dit is tevens de voornaamste oorzaak dat in 2015 minder bestedingen zijn gerealiseerd dan voorzien in het KCD 2013.

De kostenramingen van de opwaarderingen van de verbindingen Zwolle – Ens en Geertruidenberg – Krimpen zijn beide gestegen ten opzichte van de waarden in het vorige plan. De huidige maatregel ter mitigatie van het knelpunt op de verbinding Zwolle – Ens kreeg pas in het jaar volgend op het KCD 2013 meer vorm, waardoor in het KCD 2013 nog werd uitgegaan van een opwaardering naar 3 kA. Dit draagt bij aan extra investeringen in de periode aan het eind van de zichtperiode. Bij het project ter mitigatie van het knelpunt op Geertruidenberg – Krimpen is vooral een verschuiving van investeringen in de jaren 2016 – 2018 naar 2019 en verder zichtbaar. Deze verschuiving komt voort uit een prioritering van werkzaamheden op de landelijke ring. De verbinding Ens – Lelystad – Diemen heeft daarbij vooralsnog een hogere prioriteit gekregen, waardoor de opwaardering

van Geertruidenberg – Krimpen later wordt gepland dan in het KCD 2013 werd voorzien.

Op de verbinding Hengelo – Zwolle zal het n-1-knelpunt op basis van hernieuwde inzichten later actueel worden dan in het KCD 2013 werd aangenomen. De geraamde investeringen vallen vrijwel geheel na de zichtperiode van dit Investeringsplan.

4.6.2 Reguliere projecten

De Large Clusters en Beter Benutten buiten beschouwing latend, is het investeringsniveau voor het 220/380kV-net over de zichtperiode 2016-2023 voor de capaciteitsuitbreidingen toegenomen ten opzichte van het KCD 2013. Deze netto toename van de investeringen is hoofdzakelijk gedreven door een vertraagde tenderprocedure in de aanleg van de HVDC-kabel naar Denemarken (COBRACable) en een nieuw project op 380kV-station Borssele, onder meer om aansluiting van het toekomstige offshore-net ten behoeve van de windparken voor de kust van Zeeland mogelijk te maken. Daarnaast zijn er ontwikkelingen in bestaande projecten geweest die het investeringsportfolio in de zichtperiode doen afnemen. Dit laatste wordt vooral veroorzaakt door verlaagde kostenraming vanwege scopewijzigingen over de opwaardering

van de 380kV-verbinding Meeden – Diele en de splitsing van 380kV-station Maasbracht. Opgemerkt dient te worden dat deze projecten een relatief grote mate van onnauwkeurigheid kennen, aangezien ze nog niet in realisatiefase verkeren.

Tevens zijn er andere nieuwe projecten geïnitieerd. Ze zijn een gevolg van een aantal nieuwe capaciteitsknelpunten en een aantal noodzakelijke diepe netinvesteringen als gevolg van nieuwe aanvragen van klanten voor aansluitingen op het net van TenneT. Ook is een aantal projecten verwijderd uit het investeringsplan. De redenen hiervoor zijn dat bijbehorende knelpunten bij nader inzien kunnen worden opgelost door middel van operationele maatregelen of het plannen van onderhoud in perioden van lage belasting. Daarnaast verdwijnen sommige capaciteitsknelpunten omdat bepaalde voorziene klantaansluitingen toch geen doorgang vinden en de eventuele bijbehorende diepe netinvesteringen daarmee ook overbodig worden.

De realisatie is in 2015 lager dan de geplande uitgaven voor dat jaar. Dit verschil is grotendeels te verklaren door de eerder genoemde vertraging in de tenderprocedure van de aanleg van de HVDC-kabel naar Denemarken (COBRACable).

4.6.2.1 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar is één project afgerond: het oplossen van het 1- en 3-fase(n)-kortsluitvastheidsprobleem op station Robbenplaat 220 kV. Dit project is eind 2015 opgeleverd, één jaar later dan initieel gepland, met totale gerealiseerde kosten van EUR 4 mln (EUR 1 mln duurder dan initieel geschat).

4.6.2.2 Bestaande projecten in realisatiefase

Bij de aanleg van de HVDC-kabel naar Denemarken heeft een vertraging in de tenderprocedure ten opzichte van het in het KCD 2013 aangenomen plan geresulteerd in lagere bestedingen in 2015 en hogere bestedingen in de periode daarna. Het is niet voorzien dat deze verschuiving gevolgen heeft voor de inbedrijfnamedatum van de kabel.

Andere vertragingen van individuele uitbreidingsprojecten op het landelijke 220/380kV-netvlak

leiden slechts tot beperkte verschuivingen van bestedingen. Enkele projecten kennen echter wel een vertraging van de initieel ingeschatte inbedrijfnamedatum. De belangrijkste zijn de vervanging van 11 vermogensschakelaars in verband met de nettijdconstante op 380kV-station Maasvlakte, die een jaar is vertraagd en de opwaardering naar 3 kA van diverse verbindingen, te weten Borssele - Geertruidenberg, Geertruidenberg – Krimpen en Eindhoven – Maasbracht, die ruim een jaar zijn vertraagd.

De opwaardering van de verbinding Borssele – Geertruidenberg, samen met ZW380, draagt bij aan de mitigatie van het knelpunt met betrekking tot het afvoeren van productievermogen in Zeeland. De impact op het totale risicoprofiel is beperkt, gegeven het risiconiveau van het bij dit project horende knelpunt. De opwaardering van Geertruidenberg – Krimpen naar 3 kA mitigeert niet het gehele n-1-criteriumknelpunt op deze verbinding; daarvoor is tevens een opwaardering naar 4 kA voorzien. Omdat de opwaardering naar 3 kA de ernst van het knelpunt in zekere mate beperkt, resulteert een vertraging van deze opwaardering in een beperkt effect op het totale risicoprofiel. De opwaardering van de verbinding Eindhoven – Maasbracht is vertraagd, maar dit heeft geen impact op het totale risicoprofiel omdat het bij dit project behorende knelpunt later actueel wordt dan was voorzien in het KCD 2013.

De uitbreiding op station Eemshaven met een derde transformator van 750 MVA wordt eind 2015/begin 2016 opgeleverd conform planning. De voorziene totale kosten zijn EUR 16 mln, EUR 2 mln duurder dan initieel geschat.

4.6.2.3 Bestaande projecten in pre-realisatie fase

In het landelijke 220/380kV-net staan enkele uitbreidingsprojecten die al bestonden ten tijde van het KCD 2013 in pre-realisatiefase. Ten opzichte van het vorige plan valt opdat een tweetal projecten enkele jaren later wordt opgeleverd. Het betreft de projecten ter mitigatie van de éénfasekortsluitvastheidsproblematiek op 380kV-station Krimpen aan den IJssel en de opwaardering naar 3 kA van de 380kV-verbinding Geertruidenberg – Tilburg –

Eindhoven. Deze latere realisaties zijn mede een gevolg van het later actueel worden van de bijbehorende knelpunten, in vergelijking met het KCD 2013. De totale geschatte kosten van een tweetal projecten zijn naar beneden bijgesteld, als gevolg van het feit dat projecten onderhevig zijn aan een alternatievenafweging, dan wel zich in ontwerpfase bevinden. Dit betreft het opwaarderen van de 380kV verbinding Meeden – Diele en de splitsing van 380kV station Maasbracht.

In het KCD 2013 bestond de scope van het project dat tot doel heeft om de verbinding Meeden – Diele op te waarderen uit twee verschillende activiteiten; allereerst een uitbreiding van de phase shifter-capaciteit in Meeden en ten tweede een uprating van de verbinding naar 4 kA. De daling van het verwachte investeringsvolume van dit project van EUR 53 mln in het KCD 2013 naar EUR 19 mln in dit Investeringsplan is grotendeels toe te schrijven aan de opwaardering van de verbinding naar 4 kA, die naar aanleiding van verdere studie niet noodzakelijk wordt geacht aangezien het knelpunt voldoende kan worden beperkt door het plaatsen van een extra phase shifter in Meeden en het toepassen van Dynamic Line Rating op de lijn. Om die reden is de investering voor het opwaarderen naar 4 kA niet opgenomen in dit Investeringsplan.

De oorspronkelijke maatregel ter mitigatie van de éénfase- en driefasenkortsluitvastheidsknelpunten op station Maasbracht in het KCD 2013 betrof het (langs-)splitsen van het railsysteem, waardoor de maximale kortsluitstroom lager dan 50 kA zou worden. De geraamde kosten van deze oplossing bedragen EUR 14 mln. Op basis van ontwikkelingen in de markt worden de maximale kortsluitstromen in berekeningen voor dit Investeringsplan echter lager geschat, waardoor een goedkoper alternatief mogelijk is, namelijk het vervangen van de niet-kortsluitvaste componenten. De geraamde investering bedraagt hierdoor EUR 7 mln. Vanaf 2025 worden er grotere overschrijdingen voorzien, waardoor het station mogelijk moet worden gesplitst.

4.6.2.4 Stopgezette projecten

Uit de portfolio uitbreidingsprojecten is de opwaardering naar 3 kA van de verbinding Doetinchem – Hengelo verwijderd. De reden hiervoor is dat het betreffende n-1-criteriumknelpunt op deze verbinding in dit Investeringsplan enkel nog in steekjaar 2017 zeer minimaal naar voren komt en daarom geen capaciteitsuitbreiding vereist. Hierdoor daalt het investeringsvolume in de zichtperiode met circa EUR 2 mln.

4.6.2.5 Nieuwe projecten

Het grootste deel van de nieuwe capaciteitsuitbreidingen is gedreven door het nieuw te bouwen 380kV-station in Moerdijk. Dit project beoogt een aantal knelpunten in het Brabantse 150kV-net te mitigeren. De initiële kostenraming bedraagt EUR 53 mln.

Het resterende deel van de nieuwe projecten bestaat vooral uit capaciteitsuitbreidingen ten behoeve van nieuwe aanvragen van klanten voor aansluitingen op het net van TenneT, ter waarde van circa EUR 23 mln. Dit bedrag komt grotendeels voor rekening van de capaciteitsuitbreidingen ten behoeve van aansluiting van offshore windparken voor de kust van Borssele, die zullen worden aangesloten op 380kV station Borssele. Op de verbinding Dodewaard – Doetinchem is in dit Investeringsplan een n-1-knelpunt geconstateerd, waarvoor een opwaardering van de verbinding naar 3 kA is voorzien, met geraamde kosten lager dan EUR 1 mln.

05

Capaciteits- uitbreidingen 110kV- net regio Noora



Het 110kV-net in de regio Noord omvat de 110kV-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 opgestelde vermogen, dat bovendien voor een relatief 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 (behalve in Friesland).

Voor het deelnet in Friesland worden, in tegenstelling tot in het KCD 2013, geen knelpunten meer voorzien, onder de aanname dat het windvermogen in zuidwest-Friesland direct op het 220kV-net zal worden aangesloten daar waar voldoende transportcapaciteit beschikbaar is. Indien dit niet het geval is, dan zijn netuitbreidingen in het 110kV-net noodzakelijk. Voor het deelnet in Groningen en Drenthe wordt de plaatsing van een tweede 220/110kV-transformator op station Weiwerd voorzien om vermogensoverschotten naar het 220kV-net te kunnen transporteren. In het deelnet in Overijssel en Noordoostpolder worden veel knelpunten waargenomen in het netdeel Harculo – Hengelo die een sterke onderlinge samenhang hebben. De oplevering van het grootste deel van het Large Cluster Noordoostpolder (NOP) heeft de eerder geïdentificeerde knelpunten in de Noordoostpolder opgelost.

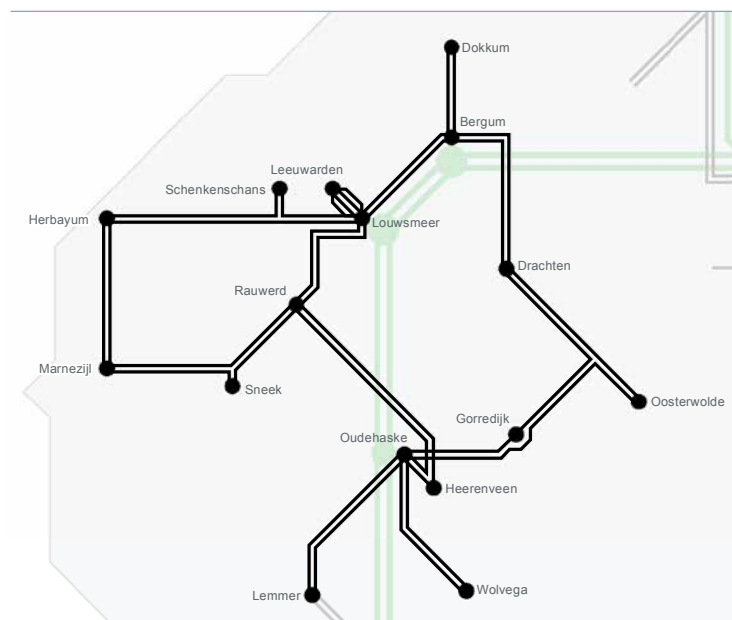
Het totale risicoprofiel (vóór mitigatie) voor regio Noord is vergelijkbaar met dat uit het KCD 2013, maar vanwege het eerder oplossen van het knelpunt Groningen Hunze – Delfzijl Weiwerd daalt het risicoprofiel (na mitigatie) sterk in 2017, waarna het tot 2020 nagenoeg stabiel blijft. Vanaf 2020 neemt het risicoprofiel verder af tot nagenoeg nul.

Het mitigeren van de geïdentificeerde knelpunten in regio Noord zal naar verwachting EUR 45-70 mln kosten, een iets lager, maar vergelijkbaar niveau met het KCD 2013 (EUR 55-80 m).

5.1 Nut en noodzaak van investeringen in Friesland

5.1.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

Het deelgebied Friesland is via de 220/110kV-stations Oudehaske, Bergum en Louwsmeer met het 220kV-net gekoppeld. Via het 110kV-station Lemmer is een koppeling mogelijk naar het netdeel Noordoostpolder, die vooralsnog alleen wordt ingezet bij onderhoud en het oplossen van storingen. De huidige structuur van het 110kV-net in Friesland is afgebeeld in Figuur 5-1



Figuur 5-1 Huidige structuur van het 110kV-net in Friesland

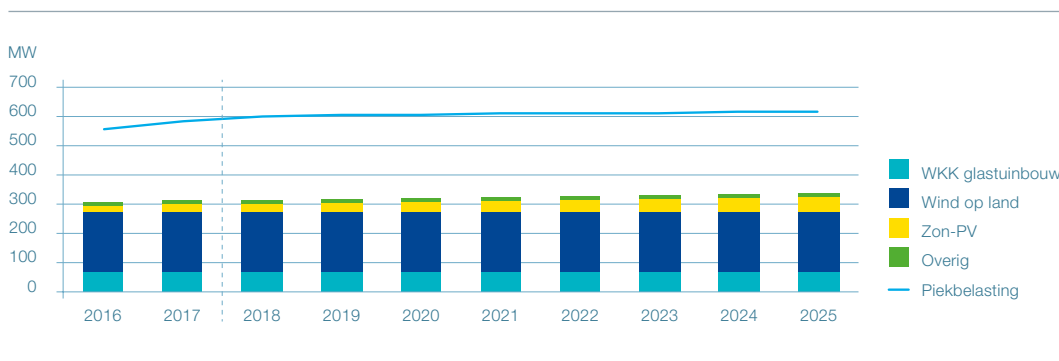
Er zijn binnen de zichtperiode van dit Investeringsplan geen uitbreidingen voorzien in het 110kV-deelnet Friesland.

5.1.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

De piekbelasting in Friesland neemt naar verwachting licht toe van ca. 590 MW in 2016 naar ca. 620 MW in 2025. De toename in de belasting komt geheel voor rekening van een stijging van de belasting van de onderliggende middenspanningsnetten, zoals voorspeld door de regionale netbeheerders (RNB's) Liander en Enexis. De belastingprognose is ten opzichte van het KCD 2013 door beide RNB's naar beneden bijgesteld, daar kwam de belasting uit op ca. 635 MW in 2023.

In de prognose van Liander wordt voor de middenspanningsnetten vanaf 2016 geen groei van het aangesloten windturbinevermogen voorzien. In het KCD 2013 werd nog een stijging voorzien van ca. 180 MW in 2014 naar ca. 400 MW in 2023. Dit verschil is het gevolg van het besluit om de voorziene grootschalige windparken rond de Afsluitdijk aan te sluiten op het landelijke 220kV-net. Voor zon-PV wordt een groei voorzien van ca. 20 MW in 2016 naar ca. 50 MW in 2025. In het KCD 2013 werd nog uitgegaan van een groei van zon-PV met slechts 15 MW van 2014 tot 2023.

De belasting- en productieontwikkelingen worden samengevat in Figuur 5-2.



Figuur 5-2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 110kV-net in Friesland

5.1.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Op basis van analyse van DC-vermogensstroomberekeningen kan voor het 110kV-deelnet Friesland met één plannings situatie worden volstaan om de problematiek van het deelnet in beeld te brengen. Het betreft hier een situatie van piekbelasting in combinatie met lage decentrale productie.

5.1.4 Verbindingen: Knelpunten en voorziene maatregelen

In het KCD 2013 werden nog n-1- en n-2-knelpunten geconstateerd op de verbindingen Heerenveen - Rauwerd, Oudehaske - Rauwerd en Heerenveen - Oudehaske, vanwege de verwachte aansluiting van windvermogen in zuidwest-Friesland. Nu wordt alleen nog voor de verbinding Heerenveen - Oudehaske vanaf 2017 een n-2-knelpunt vastgesteld (Tabel 5-1).

Tabel 5-1

Signaleerde knelpunten op verbindingen in Friesland					
Signaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
Heerenveen - Oudehaske	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand

Deze afname in knelpunten is het gevolg van het feit dat bij Bergum en Drachten de netopeningen weer gesloten bedreven kunnen worden, doordat een groot deel van de Bergum-centrale is

gesloten en er geen overschrijdingen van éénfasekortsluitstromen meer optreden. Daarnaast heeft een bijstelling plaatsgevonden van de verwachting voor productie uit wind op land.

Tabel 5-2

Gesignaleerde knelpunten op stations in Friesland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
station Bergum	lk	lk	lk	Operationeel	Nieuw

5.1.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Door het sluiten van de netopeningen in Bergum en Drachten zijn de knelpunten op Louwsmeer en Oudehaske die in het KCD 2013 geconstateerd werden, komen te vervallen. Hierdoor ontstaat echter bij hoge productie een kortsluitoverschrijding op station Bergum, die opgelost kan worden door het net tussen Bergum en Louwsmeer tijdelijk te openen.

5.1.6 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 netbeheerders Liander en Enexis. Beide netbeheerders hebben onderzocht of er voldoende distributietransformatoren in het verzorgingsgebied aanwezig zijn. Op basis van deze analyse hebben zij aangegeven voor de zichtperiode van dit Investeringsplan behoefte te hebben aan de hierna volgende koppelingen of aanpassingen.

5.2 Nut en noodzaak van investeringen in Groningen en Drenthe

5.2.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

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

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

De huidige structuur van het 110kV-net in Groningen en Drenthe is afgebeeld in Figuur 5-3.

Tabel 5-3

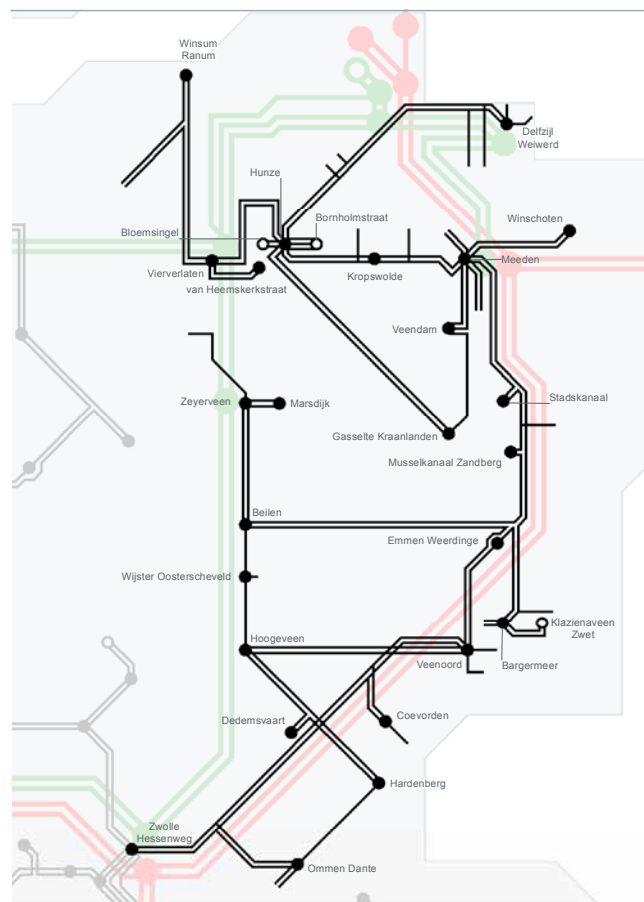
Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Friesland			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Marnezijl	20 kV	Aanpassing van 3 bestaande transformatorvelden (110/20 kV)	2016
Oudehaske	20 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (110/20 kV)	2016

De knelpuntberekeningen in het netmodel houden voor elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Concreet betekent dit dat vanaf steekjaar 2017 de verbindingen naar Coevorden ingelust zijn in de lijn Zwolle Hessenweg – Veenoord, waar deze op dit moment nog van afgetakt is. De verbinding Hoozevee - Veenoord is buiten bedrijf en wordt op termijn geamoveerd. Deze verbinding is momenteel nog inzetbaar en daarom nog opgenomen in de huidige structuur. Op station Delfzijl Weiwerd wordt in 2017 een tweede 220/110kV-transformator geplaatst, die vanaf het steekjaar 2020 als beschikbaar verondersteld wordt in het netmodel.

5.2.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

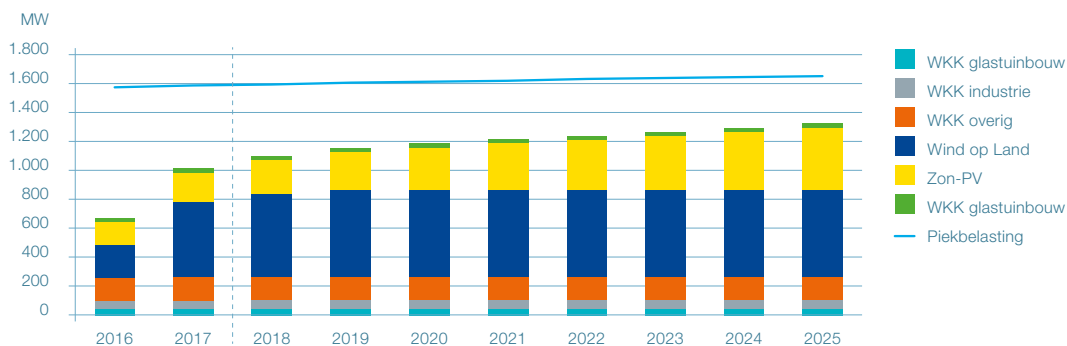
Figuur 5-4 geeft de ontwikkeling van de belasting en de decentrale productie (DCO) voor deelnet Groningen en Drenthe, zoals deze wordt voorzien voor de zichtperiode 2016-2025. De toename in de belasting komt voort uit een stijging van de belasting van de onderliggende middenspanningsnetten, zoals voorspeld door de regionale netbeheerder (Enexis) en direct aangesloten bij TenneT. De belastingvraag ontwikkelt zich van ca. 1.570 MW in 2016 naar ca. 1.650 MW in 2025.

Volgens opgave van Enexis stijgt het geïnstalleerd windturbinevermogen in Groningen en Drenthe van ca. 75 MW in 2016 naar ca. 450 MW in 2019. Dit is 150 MW meer dan in het KCD 2013 voorzien. De voorziene grootschalige windparken in Groningen en Drenthe zullen in samenspraak met Enexis op de middenspanningsnetten dan wel op het 110kV-



Figuur 5-3 Huidige structuur van het 110kV-net in Groningen en Drenthe

net worden aangesloten. In dit Investeringsplan is verondersteld dat de windparken op middenspanningsniveau zullen worden aangesloten door Enexis. Voor Groningen en Drenthe wordt voor zon-PV een groei voorzien van ca. 150 MW in 2016 naar 425 MW in 2025. In het KCD 2013 was nog slechts een toename naar ca. 170 MW in 2023 voorzien.



Figuur 5-4 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 110kV-net in Groningen en Drenthe

5.2.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Op basis van analyse van de DC-vermogensstroomberekeningen zijn voor het deelgebied Groningen en Drenthe drie planningsituaties geselecteerd om de problematiek binnen het deelgebied nader te kunnen analyseren:

- een situatie met hoge belasting en lage decentrale productie;
- bovenstaande situatie plus een maximale elektriciteitsvraag voor gaswinning (extreme koude) voor de netdelen Vierverlaten-Meeden, Zeijerveen en Hoogeveen;
- een situatie met een hoge inzet van wind en zon-PV vermogen bij lagere belasting om het effect van de toename van de beide types productievermogen in beeld te brengen.

5.2.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

De resultaten van de AC-vermogensstroomberekeningen, op basis van de planningsituaties uit paragraaf 1.3.3, laten per steekjaar knelpunten zien op diverse verbindingen in het 110kV-deelnet in Groningen en Drenthe (zie Tabel 5-4). Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Delfzijl Weiwerd – Groningen Hunze

Het n-1-knelpunt op deze verbinding treedt zowel op bij situaties van hoge belasting als hoge productie. Het bestaande knelpunt bij hoge productie wordt opgelost door de inbedrijfname van een tweede 220/110kV-transformator op station Weiwerd in 2017.

Tabel 5-4

Signaleerde knelpunten op verbindingen in Groningen en Drenthe					
Signaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
Netdeel Vierverlaten-Meeden					
Delfzijl Weiwerd - Groningen Hunze	n-1	n-1	n-1	> 100	Bestaand
Groningen Hunze - Groningen Bornholmstraat	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Nieuw
Groningen Hunze - Vierverlaten	n-2	-	-	Operationeel	Nieuw
Groningen Hunze - Kropswolde	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw
Gasselte Kraanlanden - Groningen Hunze	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand
Netdeel Zeijerveen					
Beilen - Musselkanaal Zandberg	n-2	n-2	-	Operationeel	Bestaand
Musselkanaal Zandberg - Stadskanaal	n-2	n-1	n-1	0,01 - 0,1	Bestaand
Meeden - Stadskanaal	n-2	n-1	n-1	0 - 0,01	Bestaand
Bargermeer - Meeden	n-2	n-2	n-1	Operationeel	Nieuw
Netdeel Hoogeveen					
Ommen Dante - Ommen Witharen	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
Hardenberg - Ommen Dante	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
Hardenberg - Hoogeveen	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw
Dedemsvaart - Hoogeveen	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01*	Bestaand
Dedemsvaart - Hardenberg	n-2	n-2	n-2		Bestaand

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

* In 2016 zal onderzoek uitgevoerd worden naar een robuuste oplossing om onderhoud aan de mast tussen de geleiders en de bliksembeveiliging in de toekomst mogelijk te maken.

Het n-1-knelpunt bij hoge belasting is een nieuw gesignaleerd knelpunt. Een netstudie in 2016 moet gaan uitwijzen hoe het belastingknelpunt opgelost kan worden. Vooruitlopend hierop worden indien noodzakelijk (in de zomerperiode) net-verschakelingen toegepast om de n-1-knelpunten te verlichten. Daarnaast zal het onderhoud worden uitgevoerd in de winterperiode.

5.2.5 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. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Tabel 5-5

Gesignaleerde knelpunten op stations in Groningen en Drenthe					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013
Netdeel Vierverlaten-Meeden					
station Delfzijl Weiwerd	n-2	I_k	I_k	1 - 10*	Bestaand
station Groningen Hunze	I_k	I_k	I_k		Bestaand
station Kropswolde	I_k	I_k	I_k		Bestaand
station Meeden	n-2 & I_k	n-2 & I_k	n-2 & I_k		Bestaand
station Veendam	I_k	I_k	I_k		Bestaand
station Vierverlaten	I_k	I_k	I_k		Bestaand
Netdeel Zeijerveen					
station Zeijerveen	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw
Netdeel Hoogeveen					
station Zwolle Hessenweg	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw

* Dit betreft dezelfde risicobeoordeling als voor de stations in deelnet Overijssel en Noordoostpolder (uitgezonderd station Ens) in Tabel 5-8.

Stations Delfzijl Weiwerd, Groningen Hunze, Vierverlaten, Veendam, Kropswolde en Meeden

Wanneer we uitgaan van een conservatieve richtwaarde van 20 kA in de kortsluitvastheidsberekeningen, constateren we voorsnog knelpunten op de 110kV-stations Delfzijl Weiwerd, Groningen Hunze, Vierverlaten, Veendam, Kropswolde en Meeden, waarbij voor de laatste twee stations is vastgesteld dat alleen de aardnetten niet toereikend zijn.

Op dit moment vindt onderzoek plaats om de nominale kortsluitvastheid van bovenstaande stations te bepalen. Waar uit dit onderzoek blijkt

dat een station niet voldoet, volgt een plan om dit station kortsluitvast te maken. Voor de stations Kropswolde en Meeden is bekend dat alleen het aardnet aangepast hoeft te worden om een veilige stap-en-aanraakspanning te realiseren.

5.2.6 Aankoppeling met netten lager spanningsniveau

De distributietransformatoren in Groningen en Drenthe van 110 kV naar 10 kV of 20 kV zijn in beheer van de regionale netbeheerder (Enexis). Voor de zichtperiode van dit Investeringsplan heeft Enexis aangegeven behoefte te hebben aan de hierna volgende koppelingen.

Tabel 5-6

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Groningen en Drenthe			
Locatie	Spannings-niveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Gasselte	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV)	2018
Stadskanaal	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV)	2018
Klazienaveen Zwet	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV)	2019
Eemshaven Midden (toekomstig*)	20 kV	Koppeling van 3 nieuwe transformatoren (110/20 kV)	2019

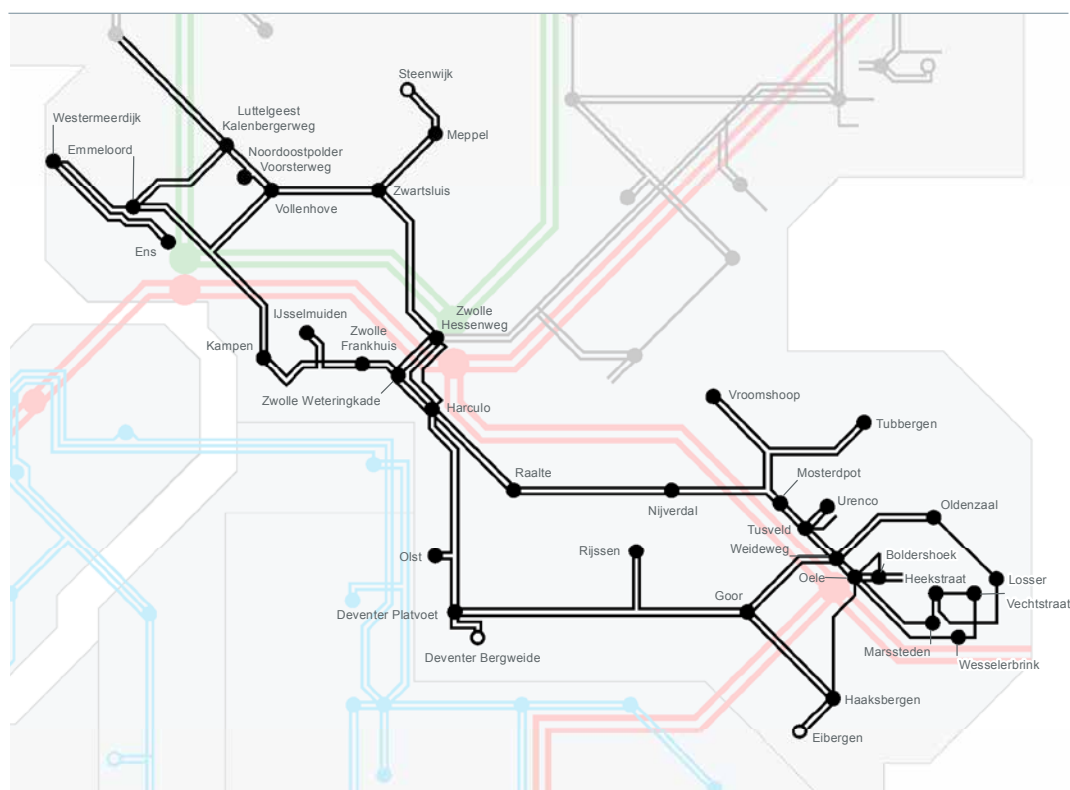
* Eemshaven Midden is een mogelijk nieuw te realiseren station, onder andere ten behoeve van Wind op Land.

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 110kV-deelnet van Overijssel en de Noordoostpolder is afgebeeld in Figuur 5-5. Het 110kV-deelnet Overijssel en de Noordoostpolder zijn in drie netdelen opgedeeld. Dit zijn:

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



Figuur 5-5 Huidige structuur van het 110kV-net Overijssel en de Noordoostpolder

De knelpuntberekeningen in het netmodel houden in elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Voor steekjaar 2017 wordt rekening gehouden met de volgende netverzwaringen:

- verzwaring van componenten op station Meppel, die het knelpunt op de verbinding Meppel-Zwartsluis mitigeert;
- nieuw 110kV-station Emmeloord Zuidervaart gekoppeld met 4x325 MVA verbindingen aan 110kV-station Ens;
- nieuw 110kV-station Westermeerdijk gekoppeld met 3x290 MVA verbindingen aan 110kV-station Emmeloord Zuidervaart;
- verdubbeling van de verbinding Vollenhove – Kampen door de bestaande verbinding naar Emmeloord uit te lussen.

Het 110kV-netdeel in de Noordoostpolder zal hiermee een los 110kV-deelnet worden, dat bestaat uit de 110kV-stations Ens, Emmeloord Zuidervaart, Westermeerdijk en Luttelgeest Kalenbergerweg.

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 de Noordoostpolder, zoals deze wordt voorzien voor de zichtperiode 2016-2025. De toename in de belasting komt voort uit een stijging van de belasting van de onderliggende middenspanningsnetten en direct aangesloten bij TenneT. De belastingvraag ontwikkelt zich van ca. 1.165 MW in 2016 naar ca. 1.220 MW in 2025. In het KCD 2013 bedroeg de belastingontwikkeling ca. 115 MW, van ca. 1.270 MW in 2014 tot ca. 1.385 MW in

2023. De belasting in de afgelopen 2 jaar is dus lager dan ten tijde van het KCD 2013 voorzien, en ook de belastinggroei voor de komende periode wordt lager geschat.

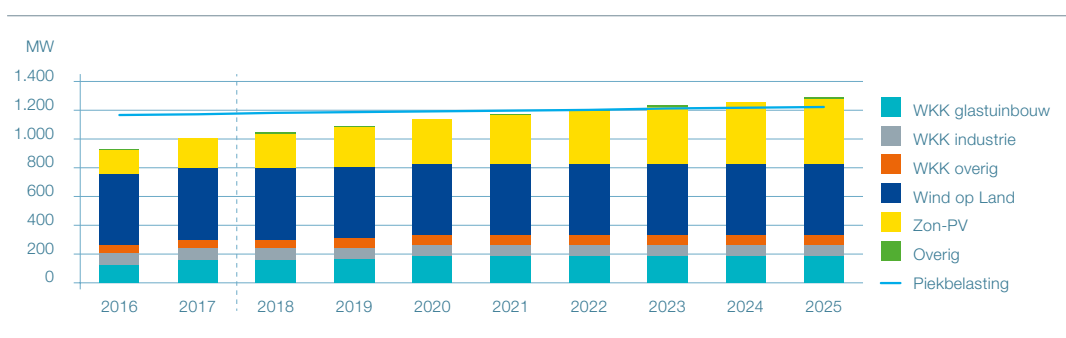
Volgens opgave van de regionale netbeheerder stijgt het windturbinevermogen aangesloten op de middenspanningsnetten nauwelijks. Ook voor het windvermogen direct aangesloten op het 110kV-net van TenneT (450 MW in totaal) wordt geen verdere uitbreiding voorzien. Voor zon-PV wordt echter nog wel een aanzienlijke groei verwacht van ca. 170 MW in 2016 naar 455 MW in 2025.

5.3.3 Planningssituaties voor netberekeningen

Op basis van analyse van DC-vermogensstroomberekeningen zijn voor het 110kV-deelnet Overijssel en de Noordoostpolder twee planningssituaties samengesteld. In de eerste situatie wordt uitgegaan van een hoge belasting in combinatie met een lage decentrale productie. Als tweede is een situatie met een hoge inzet van decentrale productie ontwikkeld, om het effect van de toename van zon-PV vermogen inzichtelijk te maken.

5.3.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

De resultaten van de AC-vermogensstroomberekeningen, op basis van de planningssituaties uit 5.4.3, laten per steekjaar de knelpunten zien op diverse verbindingen in het 110kV-deelnet in Overijssel en de Noordoostpolder (zie Tabel 5-7). Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.



Figuur 5-6 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 110kV-net in Overijssel en Noordoostpolder

Tabel 5-7

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen Overijssel en Noordoostpolder					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
Netdeel Noordoostpolder					
Zwartsluis - Zwolle Hessenweg	n-2	-	n-2	Operationeel	Bestaand
Zwolle Frankhuis - Zwolle Weteringkade	-	-	n-2	Operationeel	Nieuw
Zwolle Hessenweg - Zwolle Weteringkade	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
Emmeloord - Westermeerdijk	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand
Netdeel Harculo-Hengelo					
Harculo - Raalte	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Nijverdal - Raalte	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Almelo Mosterdpot - Nijverdal	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Almelo Mosterdpot - Almelo Tusveld	n-1	n-1	n-1		Nieuw
Almelo Tusveld - Hengelo Weideweg	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Hengelo Oele - Hengelo Weideweg	n-2	n-2	-	Operationeel	Nieuw
Haaksbergen - Hengelo Oele	n-2	n-2	n-2	0,1 - 1	Bestaand
Goor - Haaksbergen	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Goor - Hengelo Weideweg	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Goor - Rijssen	n-1	n-1	n-2	0,1 - 1	Nieuw
Deventer Platvoet - Rijssen	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw
Deventer Platvoet - Goor	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw
Netdeel Hengelo Oele					
Hengelo Weideweg - Oldenzaal	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand
Losser - Oldenzaal	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw
Enschede Heekstraat - Losser	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Enschede Marssteden - Hengelo Oele	n-1	n-2	n-1		Nieuw
Enschede Vechtstraat - Enschede Wesselerbrink	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Enschede Heekstraat - Enschede Marssteden	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
Enschede Wesselerbrink - Hengelo Oele	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

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

220/380kV-net door het 110kV-net gaan.

De maatregelen die voorzien worden om de knelpunten op te lossen, bestaan uit het opwaarderen van de lijnverbindingen Harculo - Raalte, Raalte - Nijverdal, Almelo Tusveld - Hengelo Weideweg, Almelo Mosterdpot - Almelo Tusveld en Goor - Hengelo Weideweg,

Tabel 5-8

Gesignaleerde knelpunten op stations in Overijssel en Noordoostpolder					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
Netdeel Noordoostpolder					
station Zwolle Frankhuis	lk	lk	lk	1 - 10*	Bestaand
station Zwolle Hessenweg	lk	lk	lk		Bestaand
station Zwolle Weteringkade	lk	lk	lk		Bestaand
station Ens	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
Netdeel Harculo-Hengelo					
station Almelo Tusveld	lk	lk	lk	1 - 10*	Bestaand
station Goor	lk	lk	lk		Bestaand
station Haaksbergen	lk	lk	lk		Bestaand
station Hengelo Weideweg	lk	lk	lk		Bestaand
station Hengelo Bolderhoek	lk	lk	lk		Bestaand
station Hengelo Oele	n-2 & lk	n-2 & lk	n-2 & lk		Bestaand

* Dit betreft dezelfde risicobeoordeling als voor de stations in netdeel Vierverlaten-Meeden in Tabel 5-5.

het uitvoeren van een netsplitsing bij Nijverdal en Goor, en de aanleg van nieuwe kabelcircuits Nijverdal - Rijssen, Hengelo Weideweg - Almelo Mosterdpot en Hengelo Oele - Hengelo Weideweg.

Netdeel Hengelo Oele

Voor het netdeel Hengelo Oele is onderhoud aan de verbindingen alleen mogelijk in periodes van lage belasting, die in beperkte mate aanwezig zijn. Gelet op de veelheid aan knelpunten in dit gebied zal in 2016 een onderzoek worden uitgevoerd. Daaruit moet blijken of al deze knelpunten nog operationeel kunnen worden opgelost of dat er aanvullende maatregelen nodig zijn.

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 knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Door hantering van een conservatieve richtwaarde van 20 kA in de kortsluitvastheidsberekeningen worden vooralsnog knelpunten gevonden op de stations als weergegeven in Tabel 5.8. Onderzoeken vinden plaats om de nominale kortsluitvastheid van de stations te bepalen. Waar uit onderzoek blijkt dat een station niet voldoet aan het kortsluitvastheids-criterium volgt een plan om dit station kortsluitvast te maken.

5.3.6 Aankoppeling met netten lager spanningsniveau

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

5.4 Algehele staat van het net

Tabel 5-9 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten in de regio Noord en de bijbehorende risico-inschattingen, zoals deze in de voorgaande paragrafen beschreven zijn. De ontwikkeling van de capaciteitsknelpunten en de daaraan gerelateerde projecten in regio Noord resulteren in een sterke daling van het risico-

Tabel 5-9

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categ.	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN	Fase
netdeel Noordoostpolder netdeel Vierverlaten-Meeden netdeel Hoogeveen netdeel Harculo-Hengelo netdeel Hengelo Oele	Ik	1 - 10 (2x)	2011 / 2013	Bestaand	Opwaardering van componenten in onderzoek	2020	Pre-realisatie
Delfzijl Weiwerd - Groningen Hunze	n-1	> 100	2011	Bestaand	Uitbreiden transformatorcapaciteit	2017	Realisatie
Harculo - Raalte	n-1	10 - 100	2013	Bestaand	Opwaarderen netdeel Harculo - Hengelo	2020	Pre-realisatie
Nijverdal - Raalte	n-1	10 - 100	2011	Bestaand			
Almelo Mosterdpot - Nijverdal Almelo Mosterdpot - Almelo Tuveld	n-1	0,1 - 1	2017	Bestaand			
Almelo Tuveld - Hengelo Weideweg	n-1	10 - 100	2013	Bestaand			
Haaksbergen - Hengelo Oele Goor - Haaksbergen Goor - Hengelo Weideweg	n-2	0,1 - 1	2015	Bestaand			
Goor - Rijssen	n-1	0,1 - 1	2017	Nieuw			
Coevorden - Hoogeveen	n-1	10 - 100	2013	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit	2017	Realisatie
Zwartsluis - Meppel (Steenwijk)	n-1	10 - 100	2017	Bestaand	Vervangen veldverbindingen	2016	Pre-realisatie

profiel in 2017 en een stabiel niveau tot 2020. Vanaf 2020 is het risicoprofiel verder afgenomen tot een risicoprofiel dat nagenoeg nul is.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio Noord is in het Investeringsplan ten opzichte van het KCD 2013 gedaald. Deze daling is vooral te danken aan een netto versnelling in de mitigatie van de eerder geïdentificeerde knelpunten. Het n-1-knelpunt op de verbinding Groningen Hunze – Delfzijl Weiwerd is voorzien eerder gemitigeerd te worden dan in het KCD 2013 werd aangenomen. De mitigatie van het knelpunt is opgesplitst in twee fasen. De eerste fase mitigeert veruit het grootste risico, namelijk het huidige productiegedreven n-1-knelpunt op de verbinding en 220/110kV-transformator, waardoor het risicoprofiel sterk daalt in 2017.

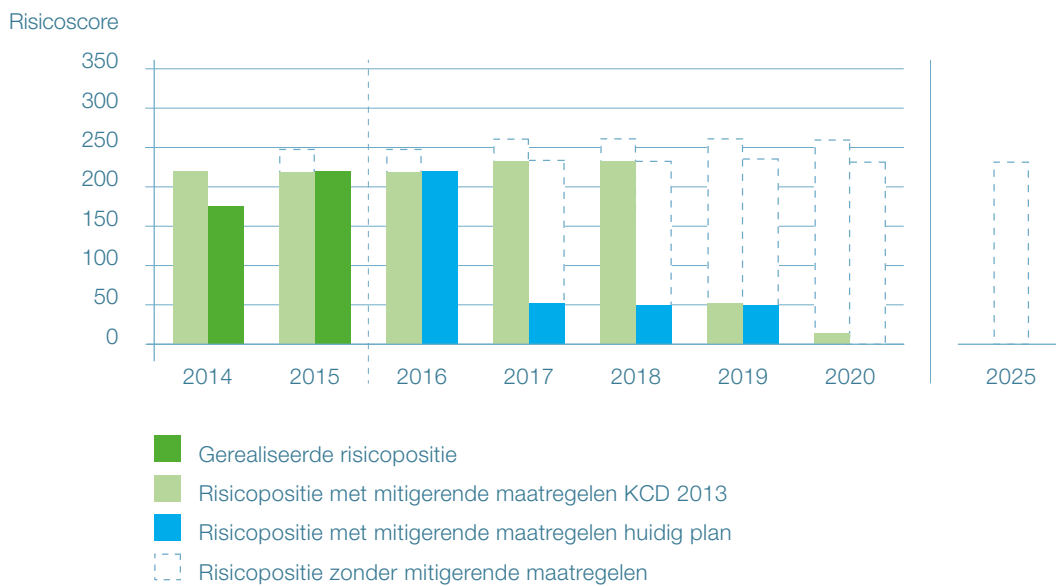
Het toevoegen van nieuwe knelpunten en het vervallen van eerder gesignaleerde knelpunten heeft geen significante invloed op het

risicoprofiel, aangezien zowel de nieuwe als de vervallen knelpunten een lage risicoscore hebben. Wijzigingen in eerdere risico-inschattingen hebben eveneens een nagenoeg verwaarloosbaar effect gehad.

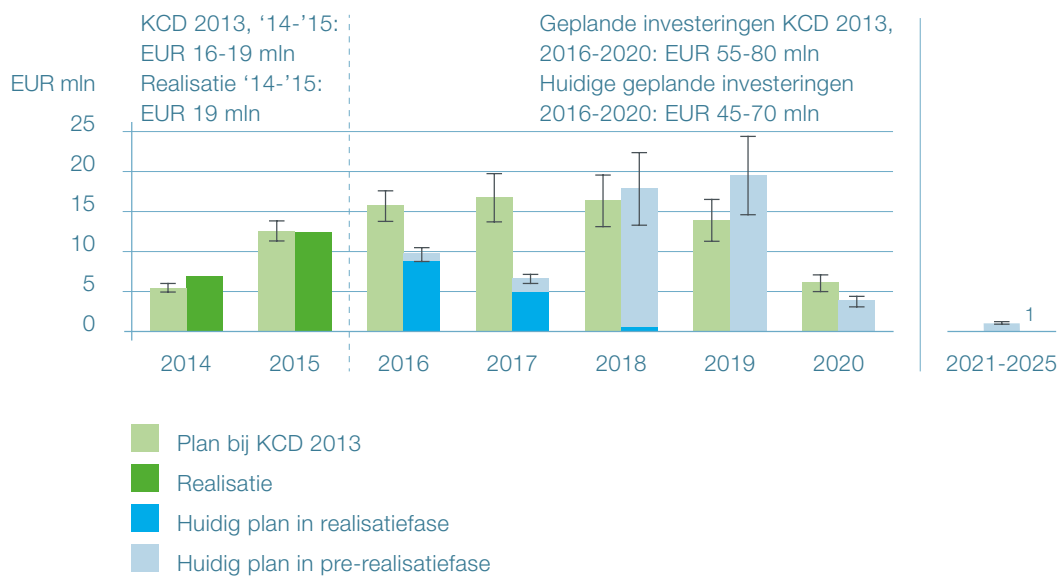
5.5 Investerings

5.5.1 Algemeen

In het 110kV-net in regio Noord zullen de investeringen in de periode 2016-2020 voor de capaciteitsuitbreidingen naar verwachting licht afnemen ten opzichte van het KCD 2013. Deze afname is hoofdzakelijk gedreven door het stopzetten van één project. Het is immers gebleken dat het n-1-knelpunt op de verbinding Meppel – Zwartsluis kan worden opgelost met een onderhoudsactiviteit (het verzwaren van een component op station Meppel) in plaats van een lijnverzwaring. Daarnaast zal volgens de huidige verwachting het productiegedreven n-1-knelpunt op de verbinding Groningen Hunze – Delfzijl



Figuur 5-7 Ontwikkeling van de risicopositie in regio Noord



Figuur 5-8 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 110 kV regio Noord

Weiwerd al in 2017 worden opgelost. Verder zorgt de vertraging van het project Rijssen – Nijverdal voor een kostenverschuiving van 2016-2017 naar 2018-2019.

De realisatie is over 2014 en 2015 qua hoogte ongeveer gelijk aan de geplande uitgaven voor die jaren, maar bevat uitgestelde investeringen uit 2013 en mist investeringen die voor 2014 en 2015 gepland waren.

5.5.2 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar zijn geen projecten afgerond, afgezien van de projecten in het kader van het cluster Noordoostpolder, die in paragraaf 4.5.3 behandeld zijn.

5.5.3 Bestaande projecten in realisatiefase

Vertragingen van individuele uitbreidingsprojecten op het 110kV-netvlak in regio Noord hebben ertoe geleid dat een deel van de investeringen voor 2013 in 2014 en 2015 gevallen is. Ditzelfde effect van onvoorziene vertragingen geldt ook voor de twee projecten die zich nu in de realisatiefase bevinden en waarvan een deel van de kosten vanuit 2014 en 2015 naar 2016 en 2017 verschuift.

Het project Groningen Hunze – Delfzijl Weiwerd fase 1 heeft vertraging opgelopen omdat, na het langdurig uit bedrijf gaan van een warmtekrachtcentrale in Delfzijl, een alternatieve oplossing, een tweede 220/110kV-transformator, nodig bleek. Naar verwachting zal het project in de eerste helft van 2017 opgeleverd worden.

Het project Hoogeveen – Coevorden is vertraagd als gevolg van een mislukte aanbesteding voor de aanpassing van de stations. Er was slechts één inschrijving waarbij de prijs en doorlooptijd buiten de kaders vielen. Het is de verwachting dat het project in de eerste helft van 2017 wordt opgeleverd. Het achterliggende knelpunt is

echter al voor het grootste gedeelte gemitigeerd door oplevering en de inbedrijfname van de kabel Coevorden – Hardenberg in Q3 2015 (onderdeel van het project Hoogeveen – Coevorden - Veenoord).

5.5.4 Bestaande projecten in pre-realisatiefase

In de regio Noord bevinden zich twee uitbreidingsprojecten, die al bestonden ten tijde van het KCD 2013, in pre-realisatiefase. Het project voor het beperken van de één- en driefasenkortsluitstroom in het GDO-gebied (Groningen, Drenthe, Overijssel) is voor zowel planning als kosten niet gewijzigd ten opzichte van het KCD 2013. Het project voor het uitbreiden van het traject Rijssen – Nijverdal met een 1x300 MVA 110kV-verbinding vertraagt ruim een jaar omdat, op basis van nieuwe inzichten, het voorkeursalternatief uit een eerdere studie niet voldoende toekomstvast is gebleken. De studie is inmiddels herzien, en wordt nu verder uitgewerkt.

5.5.5 Stopgezette projecten

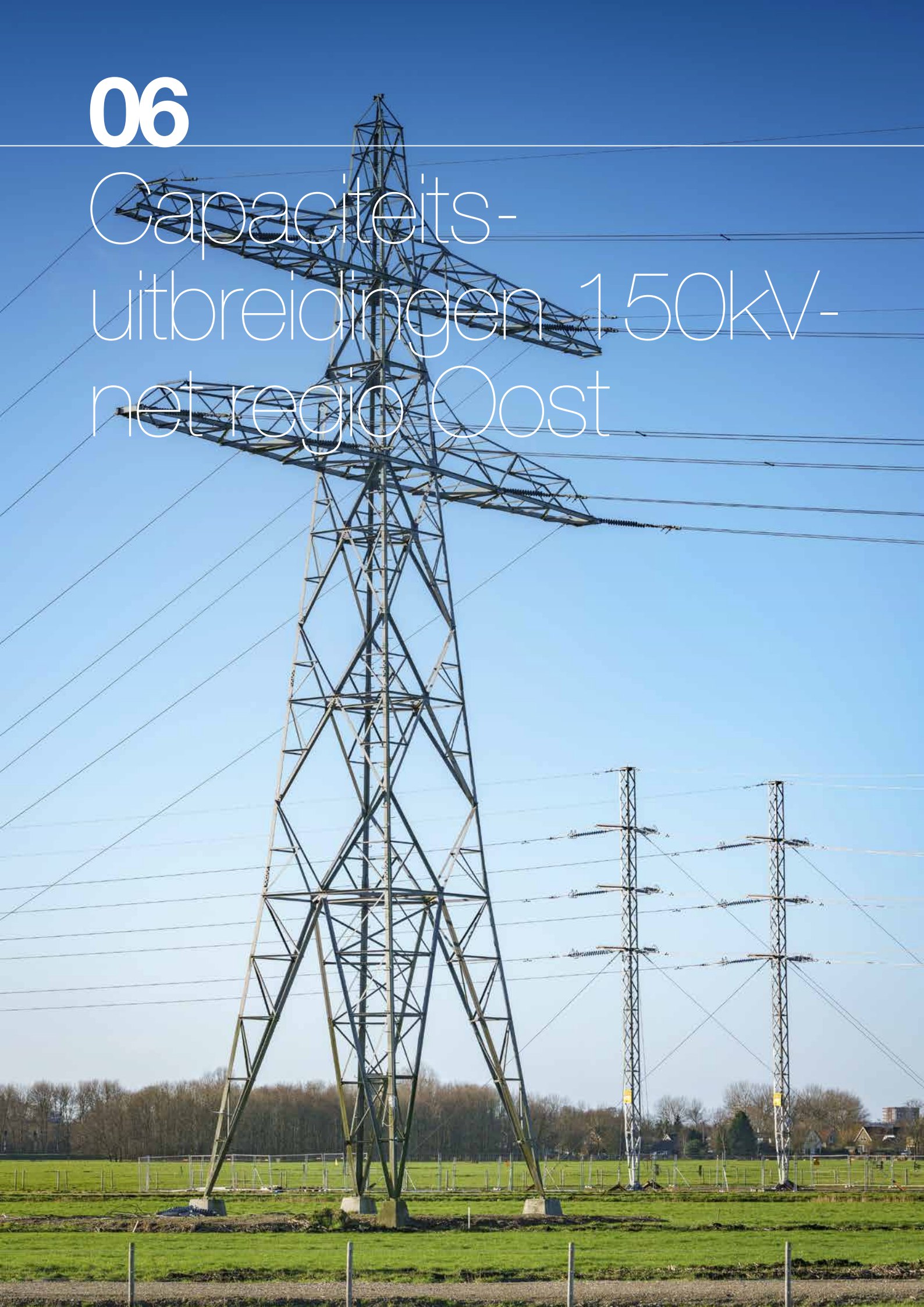
Het project voor het oplossen van het capaciteitsknelpunt op het 110kV-traject Meppel (- Steenwijk) – Zwartsluis is stopgezet omdat het n-1-knelpunt op de verbinding Meppel – Zwartsluis opgelost kan worden met een componentvervanging op het station Meppel in plaats van de lijnverzwaring die eerder was voorzien.

5.5.6 Nieuwe projecten

Er zijn twee nieuwe capaciteitsuitbreidingen in het 110kV-net in regio Noord die rechtstreeks het gevolg zijn van klantaansluitingen (daarmee als diepe netinvestering gekwalificeerd en daarom niet opgenomen in Tabel 5 9). Het betreft het aanpassen van het railsysteem op de stations Meeden en Oudehaske.

06

Capaciteits-
uitbreidingen 150kV-
net regio Oost



Het 150kV-net in de regio Oost omvat de 150kV-infrastructuur in de provincies Flevoland, Gelderland en Utrecht. In deze regio stijgt de belasting naar verwachting licht en neemt het aandeel windenergie toe. De productie is in deze regio lager dan de belasting en dat verschil neemt over de zichtperiode toe, waardoor de transportstromen over het 150kV-net verder toenemen. Dit leidt tot capaciteitsknelpunten op zowel verbindingen als transformatoren.

De realisatie van een 380/150kV-transformator- en schakelstation bij Breukelen-Kortrijk lost de knelpunten voor een belangrijk deel op. Er zijn echter resterende knelpunten die door middel van een west-oost netsplitsing in regio Oost (programma 'Netsplitsing FGU-net') kunnen worden opgelost.

Het risicoprofiel voor de regio Oost is ten opzichte van het KCD 2013 nauwelijks veranderd en blijft stabiel tot 2017, waarna het vanwege de oplevering van station Breukelen-Kortrijk afneemt. De overige knelpunten zijn voor 2025 opgelost, waardoor het risicoprofiel in de periode 2021-2025 naar nul gaat.

Het mitigeren van de geïdentificeerde knelpunten in de regio Oost vergt in de periode 2016-2020 een investering van EUR 30-55 mln, waarvan station Breukelen-Kortrijk de grootste investering is.

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

6.1.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

Het 150kV-net in de regio Oost is op de 150kV-stations Lelystad, Langerak en Dodewaard door middel van transformatoren gekoppeld met het 380kV-net. Op 150kV-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 150kV-koppelingen:

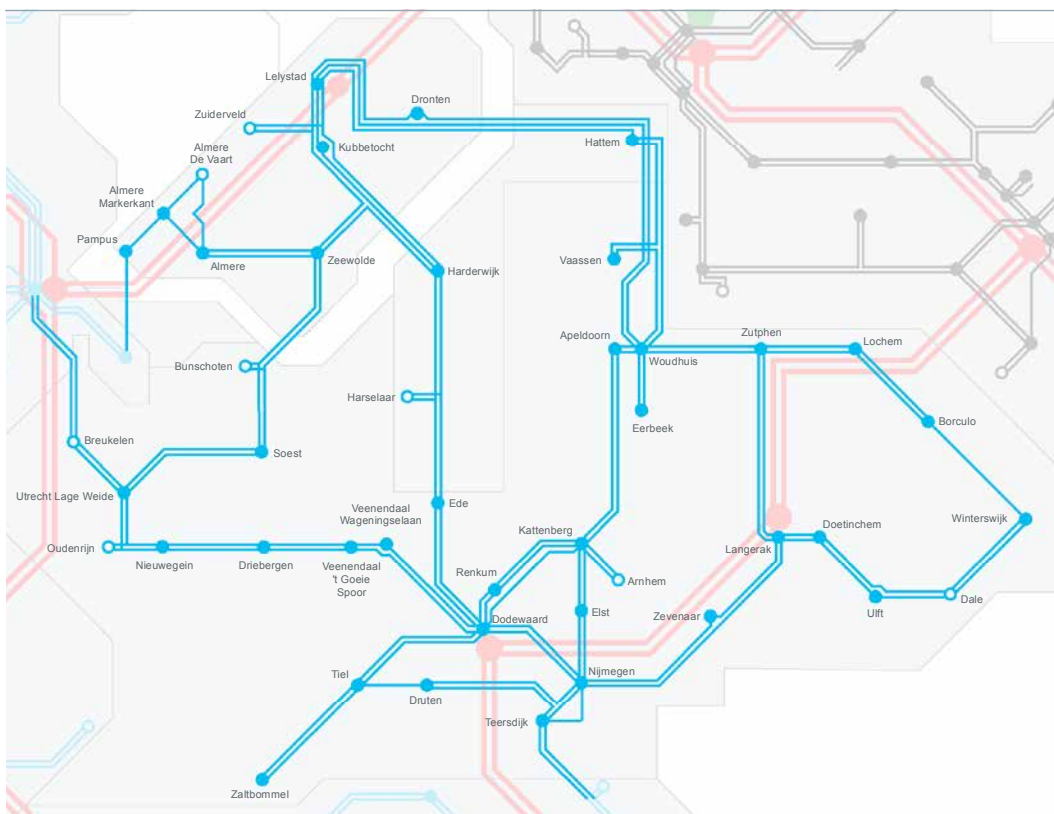
- Teersdijk-Cuijk met het netdeel Limburg in regio Zuid;
- Breukelen-Diemen met het netdeel Amsterdam Zuidoost in regio West;
- Pampus-'s Graveland met het netdeel

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 CBL belaste 150kV-netdeel is een onderbeheersovereenkomst (sub-management agreement) tussen TenneT en Liander afgesloten. In dit Investeringsplan 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 110kV-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 150kV-circuits gekoppeld met het netdeel Gelderland en met twee 150kV-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. Vanuit verplichtingen met betrekking tot het met CBL-belaste netdeel Randmeren is in 2015 een apart KCD voor Liander opgesteld. Eenzelfde verplichting geldt niet langer voor netdeel Utrecht van regionale netbeheerder Stedin, dit vanwege het wegvallen



Figuur 6-1 Huidige structuur van het 150kV-net in Flevoland, Gelderland en Utrecht

van de CBL-constructie. TenneT heeft per 17 november 2015 het 150kV-net in de provincie Utrecht overgenomen van Stedin.

De huidige structuur van het 150kV-net in Flevoland, Gelderland en Utrecht is afgebeeld in Figuur 6-1.

De knelpuntenberekeningen in het netmodel houden voor elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Concreet betekent dit vanaf steekjaar 2017 het nieuwe 150kV-station Zuidbroek nabij Apeldoorn Noord is meegenomen. Het nieuw geplande 380/150kV-station Breukelen Kortrijk met één 380/150kV-transformator wordt naar verwachting in 2017 in bedrijf genomen, en is daarom meegenomen vanaf steekjaar 2020. Vanaf 2020 is ook de nieuw geplande 380kV-interconnector Doetinchem – Wesel meegenomen in het model.

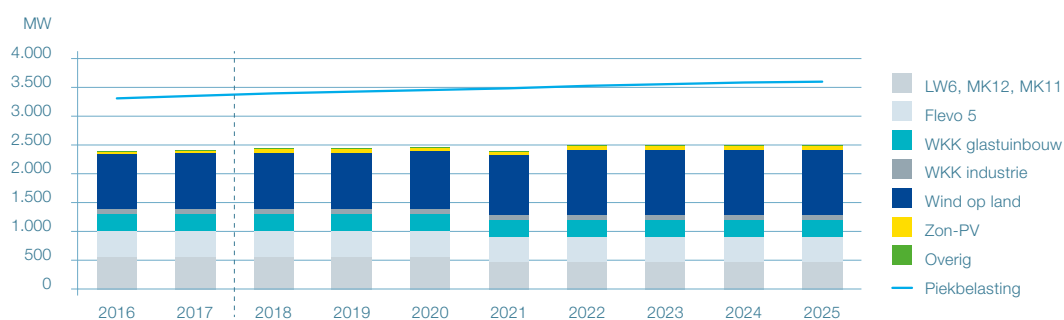
De verzwaring van de 150kV-verbinding Zeewolde - Almere (dit is een CBL Randmeren project) en een derde 150kV-circuit naar

Zaltbommel zijn 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 2016-2025. De toename in de belasting in regio Oost komt hoofdzakelijk 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 ca. 3.315 MW in 2016 naar ca. 3.615 MW in 2025. In vergelijking met het KCD 2013 is voor dit Investeringsplan de maximale belasting voor regio Oost met ca. 250 MW verlaagd. Dit verschil voort uit een nauwkeuriger bepaling van de opgetreden belasting door Liander.

In Figuur 6-2 is tevens de ontwikkeling van het totaal aan windvermogen weergegeven. Dit vermogen ontwikkelt zich van ca. 1.460 MW in 2016 naar 1.685 MW in 2025. Het merendeel



Figuur 6-2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150kV-net in regio Oost

van dit vermogen bevindt zich in het netdeel Randmeren. Voor het geïnstalleerd zonvermogen wordt in de periode tot 2025 een groei van ca. 35 MW naar ca. 80 MW voorzien.

In het netdeel Randmeren is in 2015 de gas-gestookte eenheid Flevo 32 (119 MW), aangesloten op het 150kV-station Lelystad, uit gebruik genomen, en dit wordt definitief verondersteld. Voor de nieuwe gasgestookte eenheid Flevo 5 (435 MW), ook aangesloten op het 150kV-station Lelystad, is aangegeven dat deze voor de zichtperiode van dit Investeringsplan in de zomermaanden geconserveerd zal worden.

In het netdeel Gelderland is in 2014 de WKC Berkelcentrale (60 MW), aangesloten op het 150kV-station Borculo, definitief buiten gebruik gesteld. Eind 2015 is de centrale G-13 (592 MW) in Nijmegen buiten gebruik gesteld.

In netdeel Utrecht is de centrale Merwedekanaal 11 (103 MW), aangesloten op het 50kV-net in Utrecht Lage Weide van Stedin, begin 2016 buiten gebruik wordt gesteld. In de zichtperiode van dit Investeringsplan blijven de centrales Lage Weide 6 (247 MW) en Merwedekanaal (227 MW), aangesloten op het 150kV-station Utrecht Lage Weide, in bedrijf.

Over het totaal genomen wordt het 150kV-net in regio Oost gekenmerkt door een licht stijgende belasting, een groot aandeel windvermogen en afnemend conventioneel vermogen. Het gevolg hiervan is dat de belasting in toenemende mate door het 380kV-net moet worden gevoed, waardoor grote transportstromen door het 150kV-net ontstaan.

6.1.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Voor regio Oost is het landelijke Referentie-scenario aangehouden. Op basis van analyse van de DC-vermogensstroom-berekeningen zijn voor regio Oost per steekjaar kritische plannings-situaties geselecteerd, waarmee de gesignaleerde knelpunten op 150kV-verbindingen en de 380/150kV-transformatoren inzichtelijk worden gemaakt. In de geselecteerde plannings-situaties voor regio Oost is steeds een hoge belasting-vraag aanwezig met wisselende combinaties van zowel duurzaam als conventioneel productie-vermogen. Hierbij valt op dat in de plannings-situaties de combinatie van hoge belasting en lage elektriciteitslevering door de verschillende types productievermogen het meest kritisch is.

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 2017 was ook gesignaleerd in het KCD 2013, maar in dit Investeringsplan 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 2013 komen voort uit de lagere inzet door productie-eenheden die ook nog eens versterkt wordt door amovering van eenheden.

Alle knelpunten, behalve het knelpunt op de verbinding Zeewolde - Almere, hebben een

Tabel 6-1

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in regio Oost					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
Netdeel Gelderland					
Apeldoorn - Woudhuis	n-2	x	x	10 - 100*	Nieuw
Langerak - Zutphen	-	n-2	n-2		Nieuw
Nijmegen - Langerak	n-2	n-2	n-2		Nieuw
Nijmegen - Zevenaar	n-2	n-2	n-2		Nieuw
Zevenaar - Langerak	n-2	n-2	n-2		Nieuw
Zutphen - Lochem	-	-	n-2		Nieuw
Netdeel Utrecht					
Driebergen - Veenendaal 't Goeiespoor	n-1	n-2	n-2	10 - 100*	Bestaand
Dodewaard - Ede	n-2	n-2	-		Bestaand
Dodewaard - Veenendaal 't Goeiespoor	n-2	x	x		Bestaand
Dodewaard - Veenendaal Wageningsewaan	n-2	x	x		Bestaand
Nieuwegein - Driebergen	n-1	n-2	n-1		Bestaand
Oudenrijn - Nieuwegein	n-2	x	n-1		Bestaand
Utrecht Lage Weide - Oudenrijn	n-2	x	n-1		Bestaand
Utrecht Lage Weide - Soest	n-2	x	n-2		Bestaand
Utrecht Lage Weide - Kortrijk	-	-	n-1		Nieuw
Veenendaal 't Goeiespoor - Wageningsewaan	n-2	x	x		Bestaand
Bunschoten - Zeewolde	-	-	n-2		Bestaand
Netdeel Randmeren					
Lelystad - Kubbetocht - Harderwijk	n-2	x	x	10 - 100*	Bestaand
Lelystad - Zuiderveld - Harderwijk	n-2	x	x		Bestaand
Lelystad - Zuiderveld - Zeewolde	n-1	n-2	n-2		Bestaand
Zeewolde - Almere	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

* Voor deze knelpunten is één risicobeoordeling gemaakt.

sterke samenhang en zijn daarom als een gezamenlijk knelpunt in één risicoanalyse beschouwd.

Collectief knelpunt netdelen Gelderland, Utrecht en Randmeren

Door de geringe productie in het totale net van regio Oost moet er bij hoge belasting veel vermogen vanaf de 380/150kV-stations over

relatief grote afstand in het 150kV-net naar de vraag worden getransporteerd, waardoor op vele verbindingen knelpunten ontstaan. Realisatie van het 380/150kV-station Breukelen is een belangrijke stap in de oplossing van de gesignaleerde knelpunten, omdat daarmee een extra koppeling met het 380kV-net wordt gerealiseerd. Hiermee worden de transporten over de 150kV-verbindingen gereduceerd. Door

de combinatie van hoge belasting en lage productie is dit echter niet voldoende, zeker niet wanneer de vermogenstransporten over het 380kV-net niet meer van oost naar west (import uit Duitsland), maar van west naar oost gaan lopen (export naar Duitsland), zoals voor het steekjaar 2025 wordt voorzien. Deze richtingsverandering leidt tot een extra scheve verdeling van de vermogensstromen over de 380/150kV-koppelpunten van regio Oost, waardoor de 150kV-verbindingen in Utrecht zwaarder worden belast.

Tot de komst van het nieuwe 380/150kV-station Breukelen zullen de knelpunten gemitigeerd worden met operationele maatregelen. Voor de Utrechtse lijnverbindingen wordt al gebruik gemaakt van zomer- en wintertransportcapaciteiten, in combinatie met een beperkte belastingoverschakeling vanuit Utrecht naar Diemen. Om te allen tijde aan de enkelvoudige storingsreserve te kunnen voldoen, zal een minimaal benodigde inzet van productievermogen op Utrecht worden gecontracteerd.

Na de komst van het 380/150kV-station Breukelen moet de oplossing voor de resterende knelpunten bestaan uit het uitbreiden van station Lelystad met twee 380/150kV-transformatoren met bijbehorende velden, waarmee een west-oost netsplitsing in regio Oost kan worden gerealiseerd. Deze uitbreiding is onderdeel van het programma 'Netsplitsing FGU net'. Dit

programma bevindt zich op dit moment in studiefase en zal naar verwachting in 2024 worden voltooid.

Binnen dit programma zullen in het ontstane west-deel van regio Oost ook de transportcapaciteiten van de 150kV-circuits tussen 150kV-station Lelystad en de 150kV-stations Zeewolde en Harderwijk worden verhoogd. Verder worden twee dwarsregeltransformatoren in het 150kV-netdeel in Utrecht voorzien. Naast deze uitbreidingen en verzwaringen kunnen de resterende n-2-knelpunten worden gemitigeerd door onderhoud te plannen in de perioden met een lagere belasting in regio Oost en/of tijdens een periode van gunstige productieopwekking in Randmeren en Utrecht. Daarbij kan nog steeds gebruik worden gemaakt van een railsplitsing in station Utrecht Lage Weide, waardoor belasting naar Diemen kan worden overgeschakeld.

Het programma omvat ook een onderzoek naar langssplitsing van het railsysteem in het 150kV-station Lelystad voor de beheersing van het kortsluitvermogen op dit station. Door deze splitsing worden twee op zichzelf staande dubbelrail 150kV-stations te Lelystad gecreëerd.

Zeewolde - Almere

De 150kV-verbinding Zeewolde - Almere voedt als uitloper het gebied in en rond Almere. Een kabelgedeelte in deze verbinding vormt de beperkende schakel. Voor de 150kV-verbinding

Tabel 6-2

Gesignaleerde knelpunten op stations in regio Oost					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
station Breukelen	-	n-2	n-1	1 - 10	Nieuw
station Dodewaard	n-1 & I _k	n-2 & I _k	n-2 & I _k		Bestaand
station Doetinchem	n-1 & I _k	n-2 & I _k	n-2 & I _k		Nieuw
station Lelystad (380 kV)	n-1	n-2	n-2		Bestaand
station Lelystad (CBL Randmeren)	r & I _k	r & I _k	r & I _k	0,1 - 1	Bestaand
station Zaltbommel	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Bestaand
station Tiel	r	r	r	0,1 - 1	Nieuw

Zeewolde-Almere is een project geïnitieerd om het beperkende kabelgedeelte te vervangen door nieuwe 150kV-kabels. Dit project valt binnen de verantwoordelijkheid van Liander en zal naar verwachting in 2017 in bedrijf worden genomen. Tot de inbedrijfname wordt gebruik gemaakt van dynamic rating op het kabelgedeelte en, indien nodig, een beperkte belastingomschakeling naar 's Graveland.

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. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

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

Bij hoge belasting en lage inzet van productievermogen kan op alle vier de stations onvoldoende vermogen over de 380/150kV-transformatoren naar het 150kV-net worden getransporteerd. Na de realisatie van het nieuwe 380/150kV-station Breukelen (in 2017, zie paragraaf 6.3.2.3) zal het programma 'Splitsing FGU-net' deze knelpunten oplossen.

Station Lelystad

Het 150kV-station Lelystad voldoet niet aan het railcriterium. Met de realisatie van het nieuwe 380/150kV-station Breukelen wordt het knelpunt grotendeels opgelost. Volledige mitigatie van het knelpunt wordt verkregen door het aanbrengen van een railbeveiliging op het 150kV-station Lelystad (dit is een CBL Randmeren project).

Station Zaltbommel

Het 150kV-station Zaltbommel is een uitloper waarvoor niet voldoende tijdsvensters te vinden

zijn om onderhoud binnen de 100MW/6h-grens te kunnen uitvoeren. De oplossing voor dit knelpunt is de aanleg van een derde 150kV-circuit tussen Tiel en Zaltbommel in combinatie met de aanpassing van het railsysteem op het station.

Station Tiel

Het 150kV-station Tiel kent een hoge belasting doordat aan dit station ook de belasting van het station Zaltbommel is gekoppeld. Hierdoor voldoet het station niet aan het railcriterium. 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 150kV-station Druten aangebracht. Dit is nodig om in geval van een kortsluiting een snelle selectieve afschakeling te garanderen van het geplande 3e circuit naar Zaltbommel.

6.1.6 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

De vermogenstransformatoren in regio Oost van 150kV naar middenspanning (50/20/10kV) 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 TenneT aangegeven op het 150kV-station Harselaar in het Randmerengebied voor eind 2018 twee nieuwe 150/20kV-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 150kV-transformatorvelden op de 150kV-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.

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 (150/20kV)	2018

Tabel 6-4

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN	Fase
Deelnet Gelderland (verbindingen) Deelnet Utrecht (verbindingen) Deelnet Randmeren (verbindingen)	n-1 / n-2	10 - 100	2014	Bestaand	Uitbreiding met station Breukelen 380/150kV, transformator-capaciteit en splitsen FGU net	2024	Realisatie/ pre-realisaatie
station Dodewaard (transformator) station Doetinchem (transformator) station Lelystad (transformator) station Breukelen (transformator)	n-1	1 - 10	2014	Bestaand			
station Zaltbommel	100 MW/6h	0,1 - 1	2012	Bestaand	Uitbreiding met kabelcircuit	2021	Pre-realisaatie
station Tiel	r	0,1 - 1	2014	Nieuw	Railbeveiliging	2017	Realisatie

6.2 Algehele staat van het net

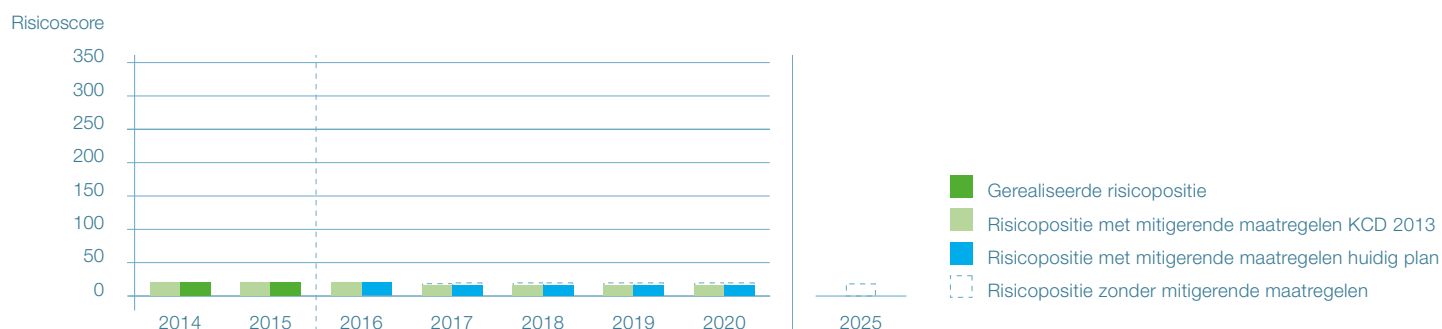
Tabel 6-4 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten in de regio Oost en de bijbehorende risico-inschattingen, waarbij de CBL Randmeren-knelpunten buiten beschouwing zijn gelaten. Dit omdat de investeringen in het netdeel Randmeren zijn terug te vinden in het KCD voor netdeel Randmeren dat door Liander is ingediend. Zoals weergegeven in Figuur 6-3 resulteert de ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in regio Oost in een stabiel risicoprofiel tot 2017. In dat jaar is technisch cluster Breukelen gereed, waardoor de ernst van de knelpunten in Flevoland, Gelderland en Utrecht afneemt, maar nog niet volledig wordt gemitigeerd. In de periode daarna daalt het risicoprofiel verder als gevolg van de mitigatie van de resterende knelpunten in Flevoland, Gelderland en Utrecht.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio Oost is in dit Investeringsplan ten opzichte van het KCD 2013 nauwelijks veranderd. Uit recente ramingen blijkt dat de belastingprognose op station Zevenaar onder de 100 MW zal blijven, waardoor het knelpunt met betrekking tot het 100MW/6h-criterium is komen te vervallen. Dit leidt tot een lichte afname van het risicoprofiel. Anderzijds leidt het nieuwe knelpunt op station Tiel tot een lichte toename van het risicoprofiel.

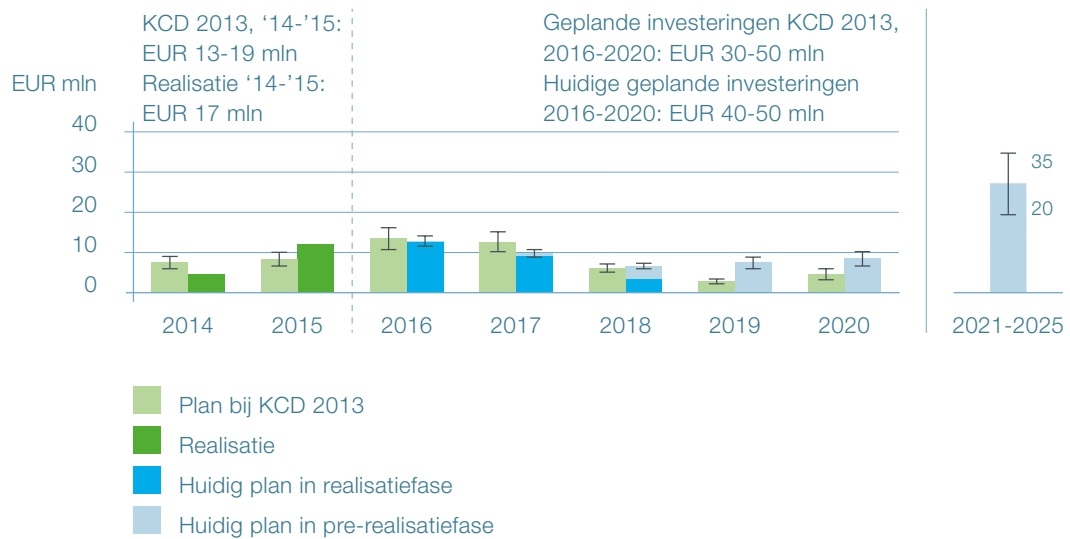
6.3 Investerings

6.3.1 Algemeen

In het 150kV-net in regio Oost zal het investeringsniveau voor capaciteitsuitbreidingen in de periode 2016-2020 licht toenemen ten opzichte van KCD 2013. Dit wordt vooral veroorzaakt door het project Tiel –Zaltbommel,



Figuur 6-3 Ontwikkeling van de risicopositie in regio Oost



Figuur 6-4 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 150 kV regio Oost

waarvan de cashflow die verwacht werd na 2020 nu in de periode 2016-2020 valt (plus ca. EUR 10 m). Dit komt doordat de (alternatieven-)studie inmiddels is opgeleverd. De hieruit voortvloeiende totale kostenraming wijkt nauwelijks af van de raming in het KCD 2013, maar er is wel een grotere planningszekerheid voor het project ontstaan, die een vervroeging van de verwachte inbedrijfname tot gevolg heeft.

De realisatie over 2014 en 2015 is in zijn totaliteit gelijk aan de geplande uitgaven over die jaren, maar een deel van de geplande kosten voor de projecten Breukelen en Zuidbroek is in 2015 in plaats van 2014 gerealiseerd.

6.3.2 Technisch cluster Breukelen

6.3.2.1 Nut en noodzaak

Het 150kV-net in de provincies Utrecht, Gelderland en Flevoland (FGU-net) is momenteel slechts op drie punten gekoppeld met het 380kV-net, namelijk in Lelystad, Doetinchem (Langerak) en Dodewaard. Bij uitval in één van deze punten kan de leveringszekerheid in de drie provincies in gevaar komen. Bij een grote vraag naar elektriciteit (op bijvoorbeeld koude winterdagen) kan niet te allen tijde worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve voor de afnemers van het FGU-net.

Op dit moment spelen de elektriciteitscentrales in Utrecht een cruciale rol in de borging van de leveringszekerheid. Zij voorzien voor een belangrijk deel in de elektriciteitsbehoefte van de regio Utrecht. Als deze productie (grotendeels) wegvalt, kan elektriciteit alleen worden aangevoerd van buiten de regio Utrecht via het regionale FGU-net. De leveringszekerheid komt op dagen waarop er een grote vraag naar elektriciteit is in het geding, omdat het FGU-net deze hoeveelheid elektriciteit niet kan transporteren. Door direct bij Utrecht vanaf het landelijke 380kV-net in te voeden op het regionale net, via een transformator- en schakelstation bij Breukelen-Kortrijk, kan dit knelpunt worden opgelost. De elektriciteit wordt daarmee aangevoerd via het landelijke transportnet en direct ingevoerd op het regionale net op het punt waar dat nodig is. De regio Utrecht is dan verzekerd van elektriciteit, ook als er twee centrales onvoorzien niet beschikbaar zijn, of één 380/150kV-transformator. Daarmee wordt het uitvallen van het hele FGU-net door overbelasting voorkomen.

6.3.2.2 Alternatievenafweging

De transportcapaciteit van het regionale 150kV-net naar Utrecht is niet groot genoeg om een uitval van de centrales bij Utrecht te kunnen opvangen. Daarom is het vanuit net-strategisch

oogpunt belangrijk om bij Utrecht een nieuwe koppeling tot stand te brengen. Deze voorkeur vloeit voort uit het feit dat oplossingen het beste daar kunnen worden gerealiseerd waar zich de problemen voordoen, dus dicht bij de belastingen, dicht bij het verlies van productie, en op een locatie waar het 380kV-net en het 150kV-net vlak bij elkaar komen. Breukelen is de dichtstbijzijnde plek bij de elektriciteitsvraag van de regio Utrecht waar de 380kV- en de 150kV-netten vlak bij elkaar liggen. Er zijn dan slechts korte verbindingen nodig naar een nieuw transformatorstation. Korte verbindingen hebben bovendien als voordeel dat de hinder voor mens en landschap het kleinst is en dat de kosten lager zijn.

Vanaf 2003 is dit knelpunt al benoemd en zijn mogelijkheden onderzocht. In 2009 was duidelijk dat de realisatie van het transformatorstation nog op zich zou laten wachten. Het knelpunt werd zo groot dat is besloten om een tweede 380/150kV transformator toe te voegen aan het bestaande transformatorstation in Lelystad. Het betrof een tijdelijke maatregel tot het transformatorstation bij Breukelen gerealiseerd zou zijn. De situatie is door het wegvallen van veel conventionele eenheden in het FGU-net dusdanig veranderd dat er zowel een transformatorstation bij Breukelen nodig is als een permanente inzet van de tweede 380/150kV-transformator in Lelystad. De tweede transformator in Lelystad is daarmee een permanente maatregel geworden.

Naast de genoemde uitbreiding van het bestaande transformatorstation in Lelystad heeft TenneT enkele noodmaatregelen moeten treffen om het FGU-net functionerend te houden, te weten:

- Een deel van de regio Utrecht (onder andere Breukelen) is losgekoppeld van het FGU-net. Het wordt gevoed vanuit het Noord Hollandse hoogspanningsnet.
- Er is tijdelijk productiecapaciteit gecontracteerd bij de producenten in Utrecht, zodat op momenten van hoge elektrische belastingvraag er gegarandeerd een hoeveelheid productievermogen draait en de n-1-veiligstelling wordt gewaarborgd.

Ondanks de noodmaatregelen is een transformatorstation nabij Breukelen nog steeds noodzakelijk, want:

- De noodmaatregelen veranderen niets aan de fysieke afhankelijkheid van de centrales in Utrecht. Er is weliswaar tijdelijk productiecapaciteit (elektriciteit) gecontracteerd, maar als een centrale onverwacht uitvalt, kan de producent niet aan zijn contractuele verplichting voldoen en ontstaat alsnog gevaar voor de leveringszekerheid.
- De afhankelijkheid van de productie van elektriciteit in Utrecht is nu groot. Door het ouder worden van de centrales wordt de waarschijnlijkheid van afbouw van de bestaande elektriciteitsproductie op de locaties Lage Weide en Merwedekanaal steeds groter.
- De noodmaatregelen dienen vooral ter ondersteuning van het voldoen aan de verplichting van de enkelvoudige storingsreserve (het n-1-criterium). De mogelijkheden om enkelvoudige storingsreserve tijdens onderhoud te garanderen zijn echter zeer beperkt geworden. Hierdoor wordt onderhoud aan het 150kV-net erg moeilijk. Op termijn is deze situatie niet houdbaar.
- De situatie van elektriciteitsproductie en het -verbruik in de regio Utrecht verandert. De productiecapaciteit is afgenomen door de definitieve sluiting van Merwedekanaal-centrale 10 en zal verder afnemen door de sluiting van de Merwedekanaalcentrale 11 (amovering begin 2016). De verwachte stijging van het verbruik zette nog niet door, maar in de komende jaren zal de elektriciteitsvraag in de regio Utrecht naar verwachting wel gaan toenemen.

6.3.2.3 Status van het project

Het cluster Breukelen valt onder de RCR en heeft de procedure zoals beschreven in 4.6.1 doorlopen. De ministers van Economische Zaken en van Infrastructuur en Milieu hebben het transformator- en schakelstation Breukelen-Kortrijk ruimtelijk mogelijk gemaakt op de locatie Kortrijk. Hiervoor hebben ze een inpassingsplan

Tabel 6-5

Totale kostenraming en IBN voor cluster Breukelen		
Projectnaam	Totale kostenraming (EUR mln)	IBN-datum
Breukelen, uitbreiding met 380-kV-aftakstation en 8e transformator FGU-net	32	2017
Kortrijk, uitbreiding met 150kV-station	9	2017
Kortrijk 150kV, lijnoversteek A2	0	n.v.t.
Totaal cluster Breukelen	41	2017

vastgesteld op 17 juni 2014. Het inpassingsplan is onherroepelijk geworden op 25 februari 2015. De verwachting is dat het 380/150kV-station medio 2017 gerealiseerd zal zijn.

6.3.2.4 Onderbouwing van de kosten

Ten tijde van KCD 2013 bedroeg de totale kostenraming van cluster Breukelen EUR 46 mln, nog gebaseerd op een op zichzelf staand 150kV-station Kortrijk. De daling van EUR 5 mln kent op hoofdlijnen de volgende twee oorzaken. Uiteindelijk is besloten een gecombineerd 380/150kV-station Breukelen/Kortrijk te bouwen. De huidige begroting voor het station en de lijnoversteek is daarmee EUR 7 mln lager dan beoogd in het KCD 2013. Daarnaast is, door spoorverdubbeling en verplaatsing/verbreding van de snelweg A2, de situatie ter plaatse dusdanig veranderd dat de oorspronkelijke route voor het transformatortransport niet vergunbaar bleek. Een nieuwe route, inclusief diverse wijzigingen in de uitvoering van het transport, heeft geleid tot een begroting die EUR 2 mln hoger is dan ten tijde van het KCD 2013.

6.3.3 Overige investeringen

6.3.3.1 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar zijn geen projecten voor capaciteitsuitbreiding afgerond in regio Oost.

6.3.3.2 Bestaande projecten in realisatiefase

Van de projecten die in het KCD 2013 al bekend waren, is één project in realisatie: het nieuwe 150kV-station Zuidbroek in Apeldoorn-Noord. Dit project zal ongeveer 10% (EUR 1 m) duurder worden dan tijdens het KCD 2013 was voorzien.

Vooraf de eisen ten aanzien van inpassing zorgen voor een toename van de bouwkundige en civiele kosten. De stijging in de kostenraming blijft binnen de gehanteerde bandbreedte.

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 2013, in pre-realisatiefase. Het project Tiel-Zaltbommel, waarvoor de (alternatieven-)studie inmiddels is opgeleverd, kent een totale kostenraming die nauwelijks afwijkt van de raming in het KCD 2013. Door de grotere planningszekerheid voor het project is de verwachte inbedrijfname vervroegd en is ca. EUR 10 mln teruggeschoven vanuit de periode na 2020 naar de periode 2016 – 2020.

Het project voor de splitsing van het FGU-net zit nog in de studiefase en is voorlopig ongewijzigd ten opzichte van KCD 2013. In de uit te voeren (alternatieven-)studie moet blijken in hoeverre de kostenraming van EUR 61 mln en de inbedrijfname in 2024 nog realistisch zijn. Met de inbedrijfname van Breukelen worden n-1-knelpunten (in netdeel Utrecht en op de 380/150kV-transformatoren) opgelost. De n-2-knelpunten (zie Tabel 6 1, steekjaar 2020) blijven echter bestaan. Daarna ontstaan (zie Tabel 6 1, steekjaar 2025) door gewijzigde vermogens-transporten wederom n-1-knelpunten.

6.3.3.4 Stopgezette projecten

Het project Zevenaar, uitbreiding met twee velden voor aansluiting Nijmegen-Langerak, met een kostenraming van minder dan EUR 5 mln in KCD 2013, is stopgezet omdat het knelpunt

Nijmegen – Zevenaar – Langerak is vervallen. De belastingprognoses van Liander zijn naar beneden bijgesteld, waardoor overschrijding van het 100MW/6h-criterium niet meer optreedt.

Het project Oudenrijn, uitbreiding aftakstation naar volledig station, met een kostenraming van EUR 16 mln in KCD 2013, is voorlopig stopgezet omdat er voldoende operationele ruimte is om onderhoud binnen het 100MW/6h-criterium uit te kunnen voeren.

6.3.3.5 Nieuwe projecten

Het project om railbeveiliging aan te brengen op de 150kV-stations Tiel en Druten maakte in KCD 2013 nog onderdeel uit van het project Tiel – Zaltbommel, uitbreiding met een derde circuit, en

lost het knelpunt op station Tiel drie jaar eerder op dan in KCD 2013 was gepland. In wezen is het dus geen nieuw project, maar een (versneld) onderdeel van een bestaand project. De totale kostenraming is gelijk gebleven (ca. EUR 20 m). De railbeveiliging in het 150kV-station Tiel is noodzakelijk om te voorkomen dat bij een railstoring in Tiel zowel de stations Tiel als Zaltbommel met een gezamenlijke belasting groter dan 100 MW spanningsloos geraken. Na realisatie van de railbeveiliging op station Tiel blijft station Zaltbommel bij een eventuele railfout in station Tiel enkelvoudig gevoed. De railbeveiliging in station Druten is in de toekomstige configuratie nodig voor een snelle, selectieve afschakeling van een railfout om de leveringszekerheid in dit gebied te borgen.

07

Capaciteits-
uitbreidingen 150 kV-
net regio Zuid



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

Belangrijk aandachtspunt voor het 150kV-net van regio Zuid is de aardingsmethode voor éénfasekortsluitstromen. Aarding van het totale netwerk is uitgevoerd met zogenaamde Petersenspoelen, die de éénfasekortsluitstroom zodanig compenseren dat deze altijd klein blijft (< 1 kA) en er geen knelpunten ontstaan. De voorziene uitbreidingen in de drie zuidelijke provincies met kabelverbindingen vragen, vanwege de elektrische eigenschappen van kabels, om een aanzienlijke uitbreiding met Petersen-spoelen, terwijl het maximum in aansluitmogelijkheden voor deze spoelen in de netten is bereikt. Om deze reden is een project gestart om het aardingssysteem in de totale regio om te bouwen.

Voor het deelnet Zeeland vormt de realisatie van het project Zuid-West 380 kV 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 150kV-uitloperstations in Zeeuws-Vlaanderen te laten voldoen aan het 100MW/6h criterium.

Ook voor het deelnet Noord-Brabant is de realisatie van het project Zuid-West 380 kV een belangrijke maatregel om knelpunten in het net op te lossen. Een andere belangrijke maatregel voor het 150kV-net in Noord-Brabant om in de toekomstige transportcapaciteit te voorzien, is het realiseren van een nieuw 380kV-station in Moerdijk.

Voor het deelnet Limburg bestaat de belangrijkste uitbreidingsinvestering uit de bouw van een nieuw 150kV-station in Boxmeer.

Het risicoprofiel voor de regio Zuid is ten opzichte van het KCD 2013 gestegen, voornamelijk door een netto stijging in het aantal

knelpunten en de voorziene vertraging in het oostelijk deel van Zuid-West 380 kV. Het risicoprofiel schommelt enigszins tot 2021 waarna het sterk afneemt vanwege de afronding van meerdere projecten.

De mitigatie van de knelpunten in de regio Zuid vergt een investering van EUR 110-160 mln in de periode 2016-2020. Dit is een sterke stijging ten opzichte van het vorige plan, voornamelijk vanwege het benodigde aardingsproject.

7.1 Nut en noodzaak van investeringen in Zeeland

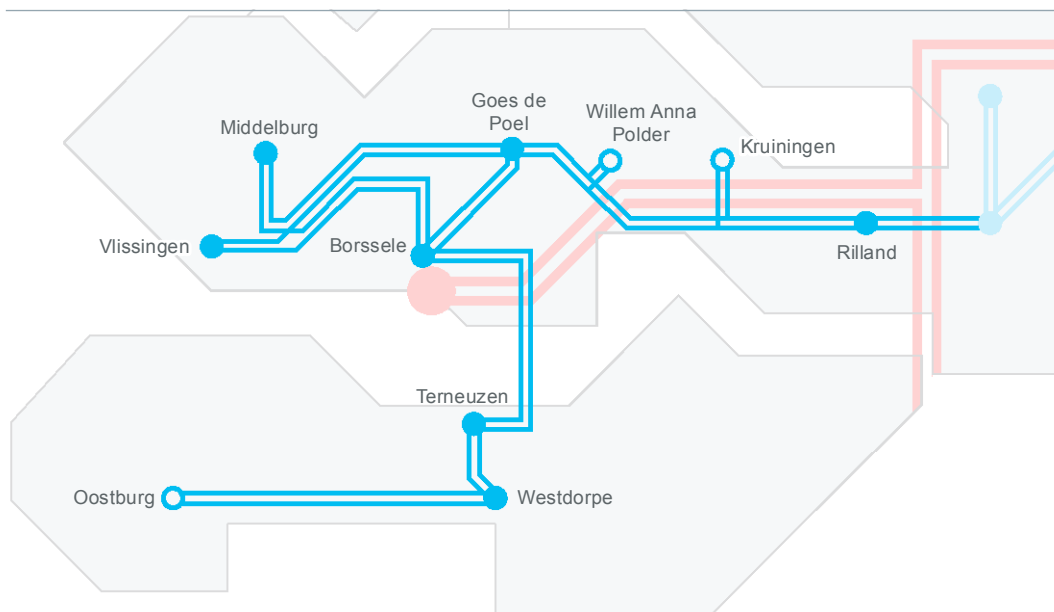
7.1.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

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

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 2016-2025 weer. Volgens opgave van de regionale netbeheerder in Zeeland (Enduris) stijgt de belasting in Zeeland in de jaren 2016 tot en met 2019 met circa 2,5-3% per jaar. Voor de latere jaren van de zichtperiode wordt door Enduris een groei van 1% per jaar voorzien. Verder is er voor Zeeland een forse stijging van wind op land en zon-PV voorspeld. Het opgestelde windvermogen in Zeeland groeit van ca. 300 MW in 2016 naar ca. 485 MW in 2020.



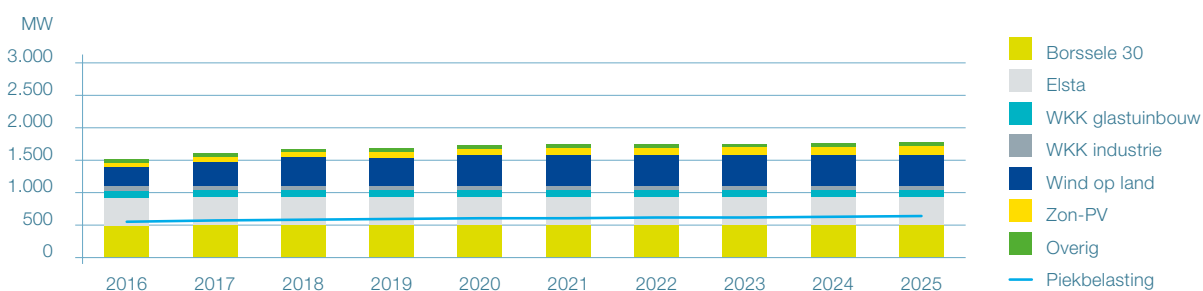
Figuur 7-1 Huidige structuur van het 150kV-net in Zeeland

Grote conventionele productie-eenheden in het 150kV-net van Zeeland zijn aangesloten op de locaties Borsselle (kerncentrale Borsselle 30 met een vermogen van 494 MW en gascentrale ES-1 (Elsta) in Terneuzen met een vermogen van 440 MW. De kolencentrale in Borsselle (Borsselle 12) met een vermogen van 410 MW is eind 2015 conform het energieakkoord uit bedrijf genomen.

Over het totaal genomen wordt het 150kV-net in deelnet Zeeland gekenmerkt door een export van vermogen uit het gebied. Dit vermogen neemt eerst af door het uit bedrijf gaan van conventioneel vermogen, maar loopt in de zichtperiode van het plan weer op, voornamelijk door groeiend windvermogen. De grote export van vermogen leidt tot knelpunten in 150kV-net.

7.1.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Voor Zeeland is het landelijke Referentiescenario aangehouden. Op basis van analyse van de DC-vermogensstroomberekeningen zijn voor het net van Zeeland voor steekjaar 2017 vier planningsituaties geselecteerd en voor de steekjaren 2020 en 2025 elk één plannings-situatie om alle knelpunten inzichtelijk te krijgen. De geselecteerde planningsituaties bevatten zowel situaties met een lage belasting en een hoge productie in het 380kV-net in Zeeland, samen met import vanuit België, als situaties met een lage belasting en een hoge productie in het 150kV-net van Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.



Figuur 7 2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150kV-net in Zeeland

Daarnaast zijn voor de steekjaren 2020 en 2025 nog twee respectievelijk één aanvullende planningssituatie(-s) doorgerekend waarbij de koppeling met het 150kV-net van Noord-Brabant is geopend. De planningssituaties met een geopende koppeling zijn doorgerekend om te bepalen welke knelpunten er reesteren dan wel ontstaan na het gereedkomen van project Zuid-West 380 kV (hierna: ZW380).

7.1.4 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 2013 is te zien dat de meeste n-2-knelpunten pas vanaf 2020 optreden. Deze verschuiving wordt veroorzaakt door de uitbedrijfname van de koleneenheid in Borssele. Verder is een belangrijk verschil dat in KCD 2013 gerekend is met het project ZW380 in de modellen, waardoor de meeste knelpunten in 2020 zouden worden opgelost. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Rilland - Goes de Poel en Woensdrecht-Rilland

Op beide verbindingen treden n-1-knelpunten op vanwege afvoer van vermogen naar Noord-Brabant. De voorziene maatregel voor het oplossen van deze knelpunten is het project ZW380, in combinatie met het openen van de 150kV-verbinding tussen Zeeland en Noord-Brabant.

Totdat ZW380 gereed is kunnen onderhoudswerkzaamheden alleen worden uitgevoerd bij lagere productie. Onderhoud zal daarom afgestemd moeten worden met producenten in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant. Bij bepaalde storingsituaties moeten productiebeperkingen worden opgelegd.

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

Met het gereedkomen van project ZW380 en het openen van de 150kV-verbinding tussen Zeeland en Noord-Brabant zijn deze knelpunten opgelost.

Tabel 7-1

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Zeeland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013
Borssele - Goes de Poel	n-2	n-2	n-2	1 - 10*	Bestaand
Borssele - Vlissingen	-	n-2	n-2		Bestaand
Middelburg - Borssele	-	n-2	n-2		Bestaand
Middelburg - Goes de Poel	-	n-2	n-2		Bestaand
Rilland - Goes de Poel	n-2	n-1	n-1		Bestaand
Vlissingen - Goes de Poel	-	n-2	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 verbindingen Borssele-Geertruidenberg, Zandvliet-Geertruidenberg en Zandvliet-Borssele in Tabel 4-1

Tabel 7-2

Gesignaleerde knelpunten op stations in Zeeland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
station Borssele	-	n-2	n-2	1 - 10	Nieuw
stations Westdorpe en Oostburg	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Bestaand
stations Terneuzen, Westdorpe en Oostburg	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h		Bestaand

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

7.1.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7-2 zijn de geïdentificeerde knelpunten op de stations in Zeeland weergegeven. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Station Borssele

In de situatie met een geopende koppeling tussen de 150kV-netten van Zeeland en Noord-Brabant ontstaat een n-2-knelpunt op de 380/150kV-transformatoren in Borssele. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door het productieoverschot in Zeeland, dat bij een geopende koppeling afgevoerd moet worden over de 380/150kV-transformatoren.

Om het n-2-knelpunt op station Borssele op te lossen, is uitbreiding met een vierde 380/150kV-transformator noodzakelijk. De studie naar de beste locatie voor het plaatsen van deze transformator wordt in 2016-2017 uitgevoerd.

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 ook hier sprake van twee 100MW/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. In combinatie met het leggen van nieuwe kabels naar station Goes de Poel aan de noordzijde en station Westdorpe aan de zuidzijde van de Westerschelde, lost de 100MW/6h knelpunten voor Terneuzen en Oostburg/Westdorpe op.

7.1.6 Aankoppeling met netten lager spanningsniveau

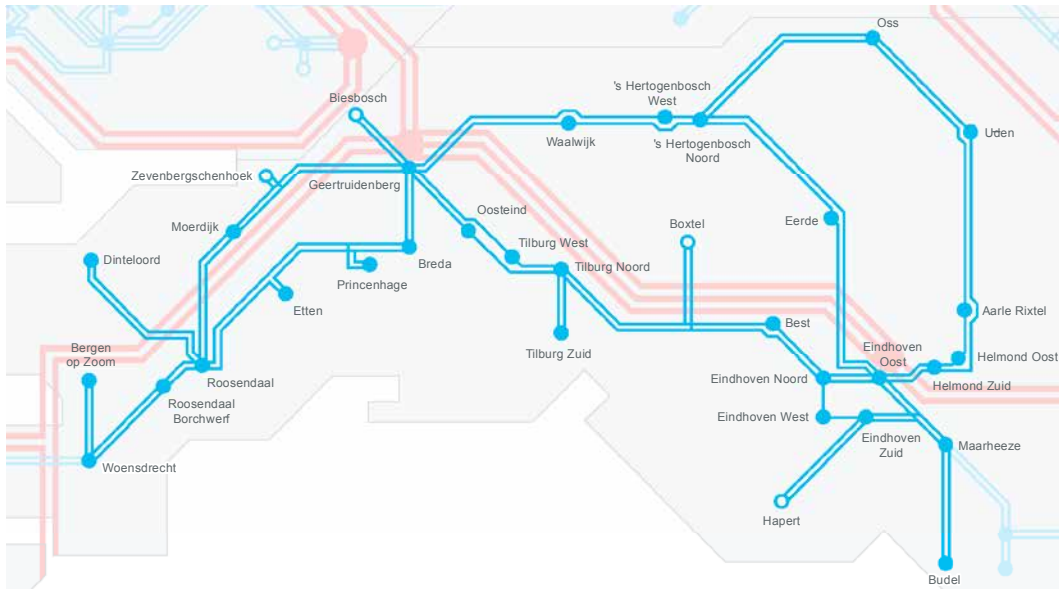
In Zeeland worden door Enduris momenteel geen nieuwe aankoppelingen met de netten op een lager spanningsniveau voorzien.

7.2 Nut en noodzaak van investeringen in Noord-Brabant

7.2.1 Huidige netinfrastructuur en verwachte ontwikkeling

Het 150kV-net in Noord-Brabant heeft twee koppelpunten met het 380kV-net in Geertruidenberg en Eindhoven. Via een 150kV-verbinding tussen de stations Woensdrecht en Rilland is het net gekoppeld aan het 150kV-net van Zeeland en via een 150kV-verbinding tussen de stations Maarheeze en Nederweert aan het 150kV-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 knelpuntenberekeningen in het netmodel houden voor elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Concreet betekent dit vanaf steekjaar 2020 het project 'Tilburg Zuid,



Figuur 7-3 Huidige structuur van het 150kV-net in Noord-Brabant

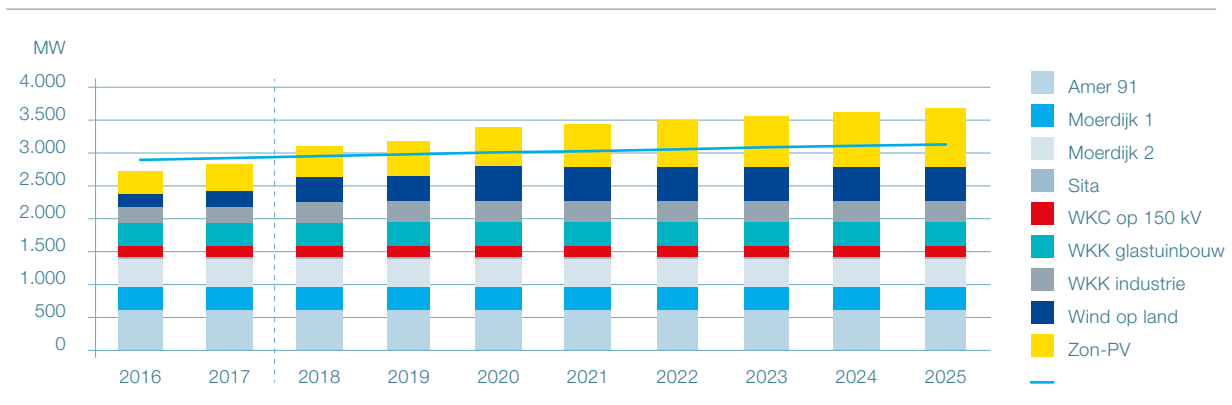
uitbreiding met een derde circuit' is opgenomen in het netmodel. Dit project omvat een kabelverbinding tussen de stations Tilburg-West en Tilburg-Zuid en uitbreiding van beide stations naar een dubbelrailconfiguratie. Daarnaast wordt station Tilburg-West als volwaardig station aangesloten op beide circuits van Geertruidenberg naar Tilburg-Noord. Hiermee wordt het 100MW/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

De belasting in Noord-Brabant stijgt in de periode van 2016 tot en met 2025 met circa 1%

per jaar, conform de opgave van de regionale netbeheerder. Verder is er een forse stijging te zien in windvermogen en zon-PV. Het opgestelde windvermogen in Noord-Brabant groeit van circa 210 MW in 2016 naar 500 MW in 2020. Na 2020 is een kleine daling te zien naar ca. 480 MW in 2025, door de voorziene amovering van enkele oude windturbines.

Grote conventionele productie-eenheden in het 150kV-net van Noord-Brabant zijn aangesloten op de locaties Geertruidenberg (kolencentrale Amer-91) en Moerdijk (gaseenheden Moerdijk-1 en Moerdijk-2) met een opgesteld vermogen van respectievelijk 620 MW en 769 MW. De eigenaar van de Moerdijkcentrale heeft aangegeven dat



Figuur 7-4 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150kV-net in Noord-Brabant

de eenheid Moerdijk-2 geconserveerd is en afhankelijk van de marktomstandigheden weer in bedrijf zal komen. Daarnaast wordt 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 150kV-net in deelnet Noord-Brabant gekenmerkt door een licht groeiende belasting en sterker toenemende productie, voornamelijk van decentraal opgesteld vermogen (zon en wind). Typisch voor dit deelnet zijn verder grote vermogensstromen van west naar oost. De toenemende productie zorgt voor productieoverschotten in pieksituaties en daarmee ernstigere knelpunten in het deelnet.

7.2.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Voor Noord-Brabant is het landelijke Referentie-scenario aangehouden. Daarnaast is een scenario met hoge productie doorgerekend, waarbij de geconserveerde eenheid Moerdijk-2 weer wordt ingezet en de elektriciteitsproductie door eenheden met een verplichte inzet vanwege warmtelevering is verhoogd. Er is tevens een laag productiescenario doorgerekend, waarbij alle eenheden in Noord-Brabant minimaal zijn ingezet.

Op basis van analyse van de DC-vermogensstroomberekeningen zijn voor het net van Noord-Brabant voor het steekjaar 2017 vijf plannings-situaties geselecteerd en voor steekjaar 2020 en 2025 drie plannings-situaties, om alle knelpunten inzichtelijk te krijgen in de AC-berekeningen. Daarnaast zijn voor het hoge productiescenario in alle steekjaren twee plannings-situaties geselecteerd en voor het lage productiescenario één plannings-situatie voor steekjaar 2025.

Ter aanvulling zijn voor de steekjaren 2020 en 2025 elk vier plannings-situaties doorgerekend waarbij de koppeling met het 150kV-net van Noord-Brabant is geopend en ook project ZW380 is meegenomen. Deze situaties zijn doorgerekend om te bepalen welke knelpunten er resteren dan wel ontstaan na het gereed-komen van het project ZW380.

De geselecteerde plannings-situaties komen overeen met momenten waarop knelpunten optreden in de DC-berekeningen in Noord-Brabant. Dit zijn zowel momenten met lage productie en hoge belasting als momenten met een hoge productie waarbij de belasting zowel hoog als laag kan zijn.

7.2.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7-3 zijn voor de onderzochte steekjaren de geïdentificeerde knelpunten op verbindingen in Noord-Brabant weergegeven. Bijna alle knelpunten op de 150kV-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 150kV-net namelijk grote conventionele productie-eenheden aangesloten en de groot-schalige belasting van Noord-Brabant bevindt zich vooral in het in het oosten van de provincie.

In vergelijking met het KCD 2013 is te zien dat het n-1-knelpunt Tilburg-Noord – Best – Eindhoven-Noord pas vanaf 2020 optreedt. Deze verschuiving wordt veroorzaakt door de uitbedrijfname van de kolencentrale in Borssele. Verder is een belangrijk verschil dat in het KCD 2013 gerekend is met het project ZW380 in het netmodel, waardoor de meeste knelpunten in 2020 waren opgelost.

Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Eindhoven-Zuid – Maarheeze Eindhoven-Oost

Het n-1-knelpunt op de verbinding Eindhoven-Zuid – Maarheeze – Eindhoven-Oost wordt veroorzaakt door de belasting op stations Budel en Maarheeze in combinatie met een afwaardering van de capaciteit van de verbinding in verband met laaghangende lijnen. Door een grotere stroom door de geleiders komen deze lager 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.

Tabel 7-3

Geïsignaleerde knelpunten op verbindingen in Noord-Brabant					
Geïsignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013
Breda – Etten	n-2	n-2	n-2	0,1 - 1	Bestaand
Breda – Roosendaal	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Geertruidenberg - 's Hertogenbosch West	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Geertruidenberg - Waalwijk	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Moerdijk - Roosendaal	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Roosendaal - Woensdrecht	n-1	n-1	n-1		Bestaand
Eindhoven Zuid - Maarheeze - Eindhoven Oost	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Geertruidenberg - Moerdijk	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Geertruidenberg - Oosteind - Tilburg West - Tilburg Noord	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Tilburg Noord - Best - Eindhoven Noord	n-2	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand
Tilburg Noord - Tilburg Zuid	-	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw
Tilburg West - Tilburg Zuid	-	n-2	n-2	Operationeel	Nieuw

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

Een geschikte oplossing voor het knelpunt op de verbinding is de vergroting van de transportcapaciteit van de bestaande lijnverbinding of de aanleg van een derde circuit Eindhoven-Oost – Maarheeze. Tot het moment dat 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. De studie naar een geschikte oplossing wordt medio 2016 gestart.

Breda – Etten en Breda – Roosendaal

Op de verbindingen Breda - Etten en Breda - Roosendaal is een n-2-knelpunt geconstateerd. Dit knelpunt is het gevolg van een overschot aan productievermogen in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.

De oplossing voor deze knelpunten is het project ZW380, in combinatie met het openen van de 150kV-verbinding tussen Zeeland en Noord-

Brabant. Totdat ZW380 gereed is, kunnen onderhoudswerkzaamheden alleen worden uitgevoerd bij lagere productie. Onderhoud zal daarom afgestemd moeten worden met producenten in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.

Geertruidenberg - Waalwijk en Geertruidenberg -'s Hertogenbosch-West

Bij onderhoud aan een circuit van de verbinding Geertruidenberg - Waalwijk of Geertruidenberg - 's-Hertogenbosch-West en uitval van het andere circuit ontstaat een geringe overbelasting. Dit knelpunt wordt veroorzaakt door een overschot aan productievermogen in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.

Het knelpunt op de verbindingen kan worden opgelost door het onderhoud af te stemmen met de productie in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant. Daarnaast wordt in het onderzoek naar de bouw van een nieuw 380kV-station in Moerdijk gekeken in hoeverre dit ook een oplossing biedt voor dit knelpunt.

Geertruidenberg - Oosteind – Tilburg-West – Tilburg-Noord

Op de verbinding Geertruidenberg - Oosteind - Tilburg West – Tilburg-Noord is een n-1-knelpunt gesignaleerd. Het wordt veroorzaakt door een overschot aan productievermogen in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.

In één van de netconfiguraties die is voorzien in het project ZW380 komt deze verbinding en daarmee het knelpunt te vervallen. Aangezien de netconfiguratie voor ZW380 nog niet concreet is, wordt er in het onderzoek naar de bouw van een nieuw 380kV-station in Moerdijk ook gekeken in hoeverre dit station een oplossing biedt voor dit knelpunt. Totdat het knelpunt opgelost is, kunnen onderhoudswerkzaamheden alleen worden uitgevoerd bij lagere productie. Onderhoud zal daarom afgestemd moeten worden met producenten in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.

Geertruidenberg – Moerdijk en Moerdijk - Roosendaal

De knelpunten op de verbindingen worden voornamelijk veroorzaakt door grootschalig productievermogen aangesloten op het 150kV-station Moerdijk. Hierdoor ontstaat op de verbinding Geertruidenberg – Moerdijk een n-1-knelpunt. Bij uitval van het nevenscircuit in combinatie met hoge productie in Moerdijk ontstaat een overbelasting. Het n-2-knelpunt op de verbinding Moerdijk – Roosendaal ontstaat bij onderhoud aan een circuit Geertruidenberg – Moerdijk en uitval van het nevenscircuit.

Het knelpunt op de verbinding Geertruidenberg - Moerdijk neemt af door de realisatie van project ZW380, in combinatie met het openen van de 150kV-verbinding tussen Zeeland en Noord-Brabant. Het resterende knelpunt kan definitief worden opgelost met de bouw van een nieuw 380kV-station in Moerdijk.

Het knelpunt op de verbinding Moerdijk - Roosendaal kan operationeel worden opgelost door onderhoudswerkzaamheden uit te voeren bij lage productie. Daarbij neemt dit knelpunt sterk af na realisatie van ZW380, waardoor het plannen van onderhoud gemakkelijker wordt.

De bouw van een nieuw 380kV-station in Moerdijk neemt dit knelpunt volledig weg.

Tilburg-Noord - Best – Eindhoven-Noord

Op de verbindingen Tilburg-Noord (- Best) – Eindhoven-Noord is een n-1-knelpunt vastgesteld. Het wordt veroorzaakt door een overschot aan productievermogen in Zeeland en het westelijk deel van Noord-Brabant.

De studie naar een oplossing voor dit knelpunt wordt medio 2016 gestart. De bouw van een nieuw 380kV-station in Moerdijk zou een oplossing kunnen bieden. Het is de verwachting dat dit station het knelpunt sterk vermindert of zelfs wegneemt.

Roosendaal – Woensdrecht

Dit n-1-knelpunt wordt veroorzaakt door hoge productie in Zeeland in combinatie met hoge productie in het westelijk deel van Noord-Brabant. De realisatie van ZW380 lost dit knelpunt op. Tot die tijd moeten bij bepaalde storingsituaties productiebeperkingen worden opgelegd.

7.2.5 Stations: Knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7-4 zijn de geïdentificeerde knelpunten op de stations in Noord-Brabant weergegeven. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Stations Bergen op Zoom, Eerde, Maarheeze, Tilburg Zuid en Waalwijk

Deze stations voldoen niet aan het 100MW/6h criterium, omdat zij met twee circuits op het 150kV-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 nieuwe kabelverbinding naar station Dinteloord te leggen. In 2016 wordt een studie gestart naar deze oplossing. Totdat de nieuwe verbinding is gerealiseerd, moeten onderhoudswerkzaamheden worden uitgevoerd ten tijde van belasting onder de 100 MW.

Tabel 7-4

Gesignaleerde knelpunten op stations in Noord-Brabant					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013
station Bergen op Zoom	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Bestaand
station Eerde	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Bestaand
station Geertruidenberg	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw
station Maarheeze	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	Operationeel	Bestaand
station Tilburg Zuid	100MW/6h	x	x	10 - 100	Bestaand
station Waalwijk	-	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Nieuw

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer
- x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

Het knelpunt op het station Eerde kan worden opgelost door de beide circuits 's Hertogenbosch-Noord – Eindhoven-Oost aan te sluiten op station Eerde. In 2016 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. Totdat de nieuwe verbinding is gerealiseerd, moeten onderhoudswerkzaamheden bij lagere belasting worden uitgevoerd.

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. In 2016-2017 wordt een studie uitgevoerd naar deze oplossing.

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 150kV-net in combinatie met de voorziene groei van decentrale opwek in de lagere netten.

Om het driefasenkortsluitvastheidsknelpunt in Geertruidenberg op te lossen, wordt gedacht aan het verplaatsen van productie van het 150kV-net naar het 380kV-net, door middel van een nieuw 380kV-station in Moerdijk. De studie hiervoor wordt in 2016 gestart.

Station Moerdijk (niet opgenomen in Tabel 7-4 omdat het geen toetsing aan de Netcode betreft)

Bij 110kV- en 150kV-stations waarvan de productie groter is dan 500 MW bestaat een verhoogd risico bij het ontstaan van een railsluiting, wanneer er geen railbeveiliging is aangebracht. In dit geval wordt het totale productievermogen ineens afgeschakeld en is er kans op onverwachte overbelastingen, met mogelijk verdere afschakelingen tot gevolg. Aangezien de totale aangesloten productie op station Moerdijk is gegroeid naar meer dan 1000 MW en hier geen railbeveiliging aanwezig is, ontstaat een knelpunt. De oplossing is het aanbrengen van railbeveiliging.

7.2.6 Aankoppeling met netten lager spanningsniveau

In Noord-Brabant zijn door de regionale netbeheerder Enexis op de volgende stations nieuwe aankoppelingen met een lager spanningsniveau voorzien.

De toename in belasting of decentrale opwek, die deze behoefte veroorzaakt, is meegenomen in de prognoses en berekeningen.

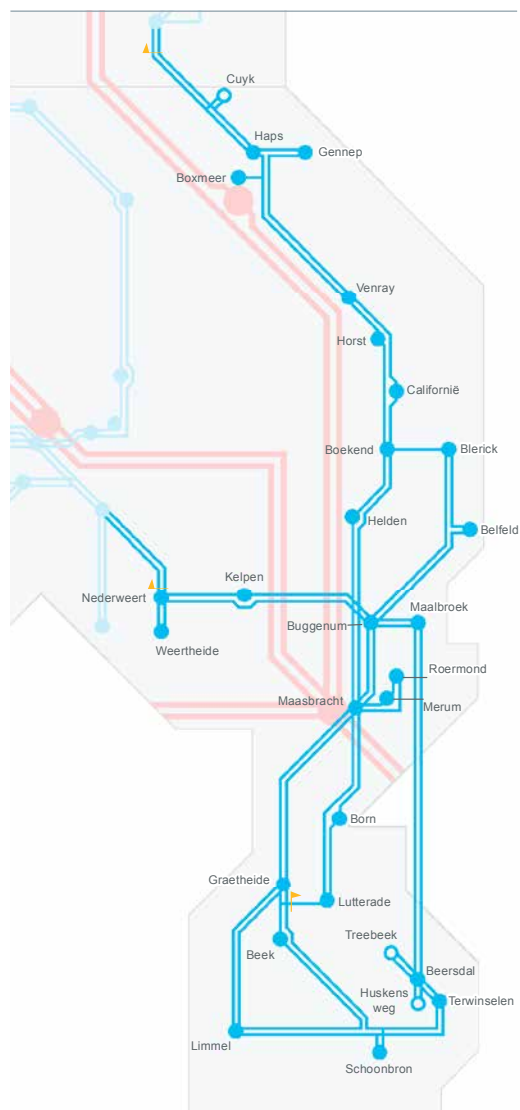
Tabel 7-5

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)	2018
Dinteloord	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/20 kV)	2018
Etten	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2018
Geertruidenberg	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2020
Moerdijk	30 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/30 kV)	2018
Tilburg Noord	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2019
Tilburg West	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2018
Waalwijk	10 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/10 kV)	2018

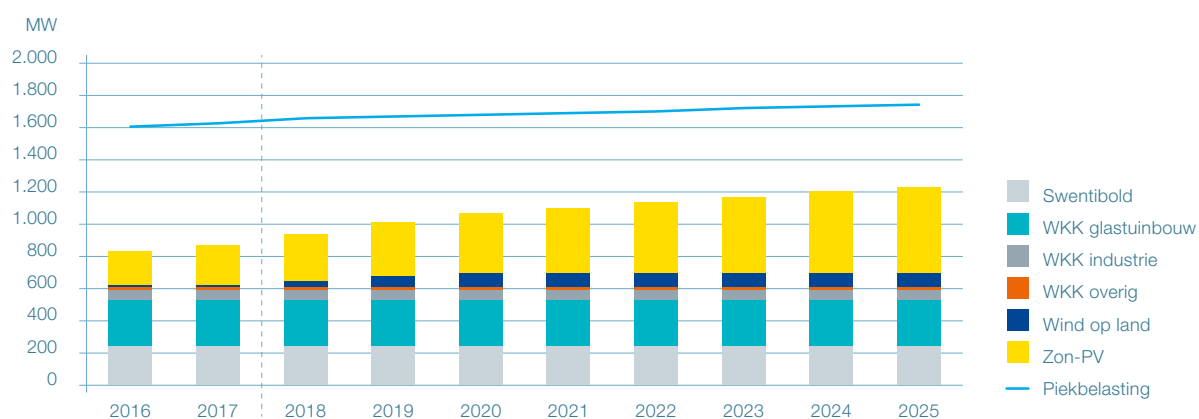
7.3 Nut en noodzaak van investeringen in Limburg

7.3.1 Huidige netinfrastructuur en verwachte ontwikkeling

Het 150kV-net van Limburg heeft twee koppelpunten met het 380kV-net in Maasbracht en Boxmeer. De 150kV-verbindingen naar de stations Maarheeze en Teersdijk staan normaal aan één zijde open, maar kunnen bij onderhoudswerkzaamheden en voor het oplossen van storingen worden ingezet. Eén van de transformatoren in het station Maasbracht staat als een stand-by voor het station Maasbracht opgesteld. Wanneer de kortsluitstromen in het station Maasbracht zich binnen de toelaatbare grenzen bevinden, kan deze reservetransformator worden ingezet door de bedrijfsvoering van TenneT. De stations Cuijk en Haps in de provincie Noord-Brabant behoren ook tot het deelnet Limburg.



Figuur 7-5 Huidige structuur van het 150kV-net in Limburg



Figuur 7-6 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150kV-net in Limburg

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 2016-2025 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 205 MW in 2016 naar ca. 530 MW in 2025. Het opgestelde windvermogen in Limburg neemt tussen 2016 en 2020 toe van ca. 15 MW naar 95 MW.

Grote conventionele productie-eenheden in het 150kV-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. Aangezien de knelpunten in Limburg belastinggedreven zijn, is de eventuele inzet van deze centrale niet meegenomen in de berekeningen.

Ten opzichte van het KCD 2013 is de maximale voorziene belastingvraag voor Limburg naar beneden bijgesteld.

Over het totaal genomen wordt het 150kV-net in deelnet Limburg gekenmerkt door een groeiende belasting en toename in decentrale productie. Knelpunten in dit deelnet worden voornamelijk

gedreven door de belasting. Aangezien deze stijgt waar het conventionele vermogen min of meer gelijk blijft, neemt de ernst van de knelpunten toe, zeker op momenten met weinig zon- of windproductie.

7.3.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Voor Limburg is het landelijke Referentiescenario aangehouden. Op basis van analyse van de DC-vermogensstroomberekeningen is voor het Limburgse net voor elk van de steekjaren één kritische plannings situatie geselecteerd. Deze plannings situaties hebben alle als karakteristiek een situatie met een hoge belasting in combinatie met lage conventionele en decentrale productie.

7.3.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7-6 zijn voor de onderzochte steekjaren de geïdentificeerde knelpunten op verbindingen in Limburg weergegeven. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

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.

Tabel 7-6

Geïdentificeerde knelpunten op verbindingen in Limburg					
Geïdentificeerd knelpunt op	Risico			Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
	2017	2020	2025		
Boekend - Blerick	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
Born - Maasbracht	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Lutterade - Maasbracht	n-1	n-1	n-1		Bestaand
Haps - Boxmeer - Venray	n-1	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand

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 Greatheide. Dit lost zowel het n-1- en n-2-knelpunt als het 100MW/6h-knelpunt op voor de stations Born en Lutterade. De studie naar deze oplossing is in 2015 afgerond. In 2016 wordt de oplossing 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 gevoed vanuit Boxmeer.

Het n-1-knelpunt wordt opgelost door het bouwen van een nieuw 150kV-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. Dit neemt ook het 100MW/6h-knelpunt op de stations Cuijk, Haps en Gennep weg. Momenteel wordt de oplossing nader uitgewerkt in een basisontwerp.

7.3.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

In Tabel 7-7 zijn de geïdentificeerde knelpunten op de stations in Limburg weergegeven. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

De 100MW/6h-knelpunten komen overeen met knelpunten geconstateerd in het KCD 2013.

Door de lagere inschatting van de maximale belasting is het n-2-knelpunt op station Boxmeer komen te vervallen. Het n-1-knelpunt op het station Maasbracht is vervallen doordat de reservetransformator op het station permanent beschikbaar is gesteld voor dit station.

Stations Born en Lutterade

De stations Born en Lutterade zijn als uitloper gekoppeld aan het station Maasbracht. Bij onderhoud aan het ene circuit en uitval van het andere, treedt er een onderbreking op van meer dan 100 MW. Tijdens onderhoud bestaat echter de mogelijkheid om preventief de belasting te verschuiven van het station Lutterade naar het knooppunt Urmond. Het knelpunt wordt definitief weggenomen door de maatregel zoals voorzien voor de knelpunten op de verbindingen Born - Maasbracht en Lutterade - Maasbracht.

Stations Cuijk, Haps en Gennep
Het 100MW/6h-knelpunt op de stations Cuijk, Haps en Gennep wordt weggenomen door de maatregel zoals voorzien voor het knelpunt op de verbinding Haps – Boxmeer - Venray, aangezien dan de belasting van Haps en Cuijk samen ruimschoots onder de 100 MW blijft.

7.3.6 Aankoppeling met netten lager spanningsniveau

In Limburg zijn geen nieuwe aankoppelingen met de netten op een lager spanningsniveau voorzien.

7.4 Algehele staat van het net

Tabel 7-8 geeft een opsomming van de geïdentificeerde knelpunten in de regio Zuid en de bijbehorende risico-inschattingen. De ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en

Tabel 7-7

Geïsignaleerde knelpunten op stations in Limburg					
Geïsignaleerd knelpunt op	Risico			Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
	2017	2020	2025		
stations Born en Lutterade	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	Operationeel	Bestaand
stations Cuijk, Haps en Gennep	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	Operationeel	Bestaand
stations Kelpen, Nederweert en Weertheide	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	Operationeel	Bestaand
station Maasbracht	n-2	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand

daaraan gerelateerde projecten in regio Zuid resulteren in een enigszins schommelend risicoprofiel tot 2021, waarna het risicoprofiel sterk afneemt vanwege de afronding van diverse projecten in die periode. Naar verwachting wordt in 2017 het knelpunt omtrent de beperkte mogelijkheden van de blusspoelcapaciteit in Zuid-Nederland actueel, wanneer voordien geen maatregelen worden getroffen. Het gerelateerde project zal dit knelpunt in stappen mitigeren waarbij de volgordelijkheid ervoor zorgt dat het nooit daadwerkelijk een knelpunt hoeft te worden. In paragraaf 7.5.2 worden dit knelpunt en het daaraan gerelateerde project verder beschreven. Dit knelpunt verklaart tevens de grote stijging van het risicoprofiel zonder mitigerende maatregelen in 2017 in Figuur 7-7.

Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio Zuid is in dit Investeringsplan ten opzichte van het KCD 2013 gestegen. Deze stijging is door twee factoren te verklaren, die hierna worden beschreven.

Netto toevoeging van knelpunten

Sinds het KCD 2013 zijn knelpunten komen te vervallen en aan de hand van de recente netberekeningen ook nieuwe knelpunten toegevoegd. Dit leidt tot een netto stijging van het risicoprofiel in de periode 2016 – 2021, die grotendeels verklaard wordt door het nieuwe n-1-knelpunt Eindhoven Oost – Maarheeze. Daarnaast draagt het nieuwe n-1-criteriumknelpunt op de koppeltransformatoren in Borssele vanaf 2020 bij aan de stijging van het risicoprofiel. Het nieuwe aardingsknelpunt in Zuid

Nederland met betrekking tot de blusspoelcapaciteit leidt niet tot een verhoging van het risicoprofiel met inachtneming van mitigerende maatregelen, omdat voorzien wordt dat dit knelpunt tijdig zal zijn geëlimineerd vanwege de stapsgewijze aanpak binnen dit project; de betrokken delen van het net zijn aangepakt voordat op die locatie een risico ontstaat.

Netto vertraging in de mitigatie van eerder geïdentificeerde knelpunten

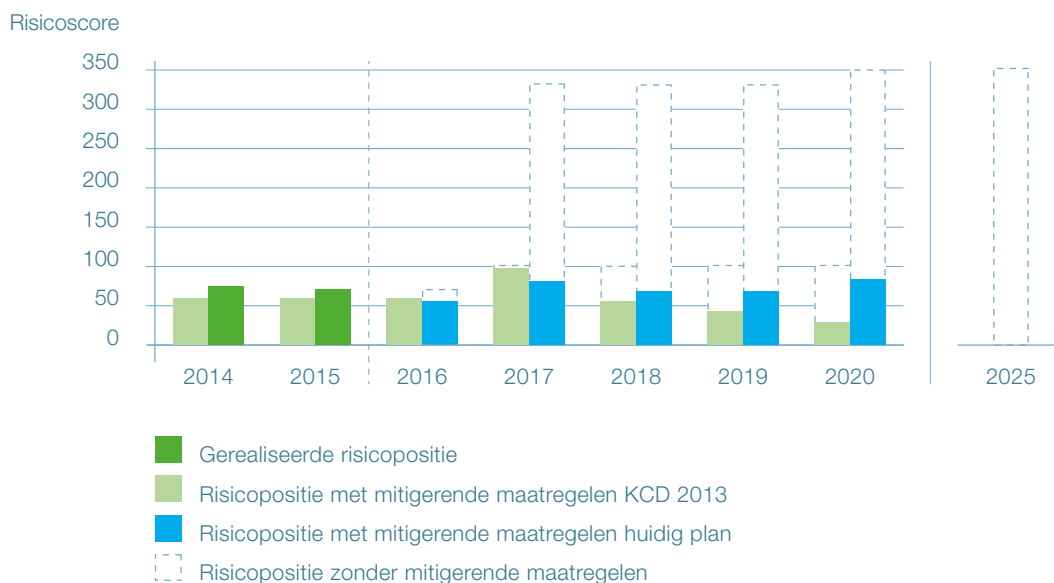
Het n-1-knelpunt op de 150kV-verbinding Moerdijk – Geertruidenberg blijft langer staan. Dit knelpunt werd in het KCD 2013 gemitigeerd door het verzwaren van de geleiders van de 150kV-verbinding Moerdijk – Geertruidenberg. Deze oplossing zou gecombineerd worden met de nieuwe 380kV-verbinding zoals beoogd in ZW380. Omdat dat tracé mogelijk wordt gewijzigd naar een meer zuidelijke variant, is echter besloten om voor dit knelpunt een op zich zelf staande oplossingsrichting te zoeken. Deze alternatieve oplossing behelst een nieuw 380kV-station in Moerdijk en wordt de komende periode nader bestudeerd. De wijziging leidt tot een netto stijging van het risicoprofiel in de periode 2018 – 2022.

Een gewijzigde actueeldatum van twee knelpunten zorgt ervoor dat de stijging van het risico door nieuwe knelpunten in 2017 teniet wordt gedaan. Zo zal het n-1-knelpunt op Tilburg Noord – Best – Eindhoven Noord later actueel worden dan voorzien in het KCD 2013 en zal het n-2-knelpunt op de koppeltransformatoren op Maasbracht juist eerder actueel worden.

Tabel 7-8

Samenvatting knelpunten, risico's ¹ , maatregelen en mitigatie							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Borssele - Goes de Poel Rilland - Goes de Poel Middelburg - Borssele Middelburg - Goes de Poel Borssele - Vlissingen Vlissingen - Goes de Poel Woensdrecht - Rilland	n-1 / n-2	1 - 10	2011	Bestaand	Zuid-West 380 kV en opwaarderen Borssele - Geertruidenberg 380 kV (4 kA)	2025	Pre-realisatie/ realisatie
Geertruidenberg - Oosteind - Tilburg West - Tilburg Noord	n-1	10 - 100	2017	Bestaand	Zuid-West 380 kV		
Breda - Etten Geertruidenberg - 's Hertogenbosch West Geertruidenberg - Waalwijk Breda - Roosendaal Moerdijk - Roosendaal Roosendaal - Woensdrecht	n-1 / n-2	0,1 - 1	2014	Bestaand			
station Borssele	n-2	1 - 10	2020	Nieuw	Uitbreiden met vierde koppeltransformator	2023	Pre-realisatie
stations Terneuzen, Westdorpe en Oostburg	100 MW/6h	0,1 - 1	2015	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit	2021	Pre-realisatie
Eindhoven Zuid - Maarheeze - Eindhoven Oost	n-1	10 - 100	2015	Nieuw	Opwaarderen transportcapaciteit	2022	Pre-realisatie
Tilburg Noord - Best - Eindhoven Noord	n-1	1 - 10	2020	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit	2019	Pre-realisatie
station Bergen op Zoom	100 MW/6h	0,1 - 1	2013	Nieuw	Uitbreiden met een derde circuit	2020	Pre-realisatie
Geertruidenberg - Moerdijk	n-1	10 - 100	2014	Bestaand	Realiseren station Moerdijk 380 kV	2023	Pre-realisatie
station Eerde	100 MW/6h	0,1 - 1	2012	Bestaand	Uitbreiden station Eerde met velden, kabel en eindsluitingen	2023	Pre-realisatie
Haps - Boxmeer - Venray	n-1	0,1 - 1	2015	Bestaand	Station Boxmeer, kabelverbinding naar Haps en aansluiting op station Gennep	2020	Pre-realisatie
station Tilburg Zuid	100 MW/6h	10 - 100	2012	Bestaand	Uitbreiden met een derde circuit	2018	Realisatie
station Waalwijk	100 MW/6h	0,1 - 1	2020	Nieuw	Aansluiten bestaande circuits op station Waalwijk en uitbreiden met tweede rail	2022	Pre-realisatie
Born - Maasbracht Lutterade - Maasbracht	n-1	0,1 - 1	2014	Bestaand	Opwaarderen transportcapaciteit	2021	Pre-realisatie
station Moerdijk	Rail-sluiting	1 - 10	2011	Bestaand	Plaatsen railbeveiliging	2016	Realisatie
Zuid-Nederland*	Blus-spoel-capaciteit	> 100	2017	Nieuw	Ombouw aarding Zuid-Nederland	Gefas. t/m 2019	Pre-realisatie

* Het blusspoelcapaciteitsknelpunt in Zuid-Nederland is niet in het voorgaande behandeld, omdat het in paragraaf 7.6.2 uitgebreid wordt besproken.



Figuur 7-7 Ontwikkeling van de risicopositie in regio Zuid

7.5 Investerings

7.5.1 Algemeen

Het investeringsniveau voor de capaciteitsuitbreidingen in regio Zuid verdubbelt in de periode 2016-2020 ten opzichte van KCD 2013. Dit wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door drie projecten waarvan de scope, de oplossingsrichting en/of fase veranderd is. Het betreft: 'Herconfigureren verbinding Borssele – Terneuzen en aanleggen kabelcircuits', 'Ombouwen aardingsysteem naar starre aarding' en 'Uitbreiden capaciteit op de 150kV-verbinding Haps – Boxmeer – Venray'. In de volgende paragrafen zoomen we in op deze en andere projecten.

De realisatie over 2015 komt overeen met de geplande uitgaven in KCD 2013, maar de realisatie over 2014 is circa EUR 10 mln hoger. Dit is vooral een gevolg van de latere realisatie van het 150kV-station Boxtel.

7.5.2 Technisch cluster Aarding Zuid-Nederland

7.5.2.1 Nut en noodzaak

Tot op heden wordt in de 150kV-netten in Zeeland, Noord-Brabant en Limburg de

Petersen-aarding toegepast als aardingsconcept. In dit concept zijn speciale spoelen (blusspoelen genaamd) aangesloten op de sterpunten van de distributietransformatoren. Hiermee wordt de stroom die bij een éénfasekortsluiting optreedt beperkt ofwel geblust. Voordeel van dit concept is dat een kortdurende sluiting naar aarde niet tot uitschakeling van het betreffende circuit leidt.

Tijdens de aanleg van het 110- en 150kV-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 110kV- en 150kV-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 wordt de grens van het systeem van de Petersen-aarding in 2017 bereikt. De locaties om relatief eenvoudig en efficiënt blusspoelen 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 bedrijven.

Daarom 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

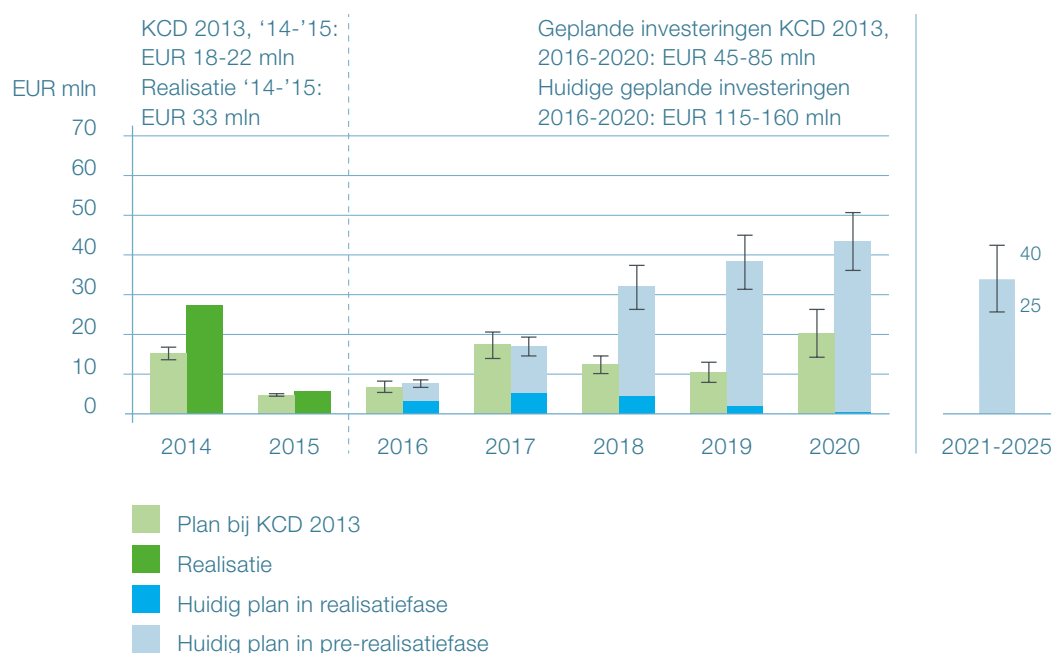
voor dit project geen alternatieven, aangezien het niet-ombouwen van het aardingsstelsel betekent dat er geen nieuwe kabels meer gelegd kunnen worden.

7.5.2.2 Status van het project

Medio 2014 is het resultaat van de studie goedgekeurd waarin, gezien de complexiteit van de materie, toestemming gevraagd werd om als eerstvolgende stap een plan van aanpak uit te werken. Uit dit plan van aanpak is begin 2015 een nieuwe planning voor het project gekomen, waarbij verwacht wordt dat de deelnetten Noord-Brabant en Zeeland in 2018 afgerond zijn en deelnet Limburg in 2019. Het project bevindt zich momenteel in de basisontwerpfase en de uiteindelijke inbedrijfname is onveranderd ten opzichte van KCD 2013 en blijft 2019.

7.5.2.3 Onderbouwing van de kosten

In KCD 2013 werd de initiële kostenraming van EUR 5 mln gehanteerd waarbij alleen uitgegaan werd van de installatie van de schakelbare aarders. In de studie zijn daar het vervangen van de bliksemraden en het noodzakelijke EMC-onderzoek en daaruit voortkomende maatregelen aan toegevoegd, waarmee de totale kosten op EUR 14 mln geraamd werden.



Figuur 7-8 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 150 kV regio Zuid

Vervolgens is een plan van aanpak opgesteld waaruit bleek dat de scope aanzienlijk uitgebreid diende te worden, waarmee de totale kosten tot minimaal EUR 34 mln opliepen. Deze opstap van EUR 20 mln wordt voor een substantieel deel verklaard door de noodzaak alle componenten in het 150kV-net in Zuid-Nederland te onderzoeken en acht basisontwerpen op te stellen (+ EUR 5 m) en doordat er aanpassingen nodig waren ten behoeve van stap- en aanraakspanning (+ EUR 8 m). Het project kent in de periode 2016-2020 een toename (qua kosteninschatting) van EUR 28 mln ten opzichte van diezelfde periode in het KCD 2013.

7.5.3 Overige Investerings

7.5.3.1 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar zijn vijf projecten voor capaciteitsuitbreiding afgerond in regio Zuid:

- Het nieuwe 150kV-station te Dinteloord is in mei 2014 opgeleverd, een half jaar later dan initieel gepland. De gerealiseerde kosten zijn uitgekomen op EUR 5 mln conform initiële raming;
- De aansluiting van het station Dinteloord met een kabelverbinding naar Roosendaal is eveneens in mei 2014 opgeleverd, een half jaar later dan gepland. De gerealiseerde kosten zijn uitgekomen op EUR 24 mln, EUR 3 mln lager dan initieel geraamd als gevolg van gunstige marktomstandigheden tijdens de gunning van het project;
- Het verzoeken van de kabelverbinding Geertruidenberg – Waalwijk – 's Hertogenbosch West was in mei 2015 klaar, een jaar later dan gepland, en heeft EUR 5 mln gekost, ongeveer 10% meer dan de initiële raming;
- De uitbreiding van 150kV-station Rilland met één koppelveld en vier lijnvelden is in januari 2015 opgeleverd, een half jaar later dan gepland in KCD 2013. De gerealiseerde kosten zijn met EUR 9 mln ongeveer EUR 2 mln hoger dan de initiële raming. Dit is onder meer een gevolg van vertraging in verband met funderingsissues, extra kosten door de hoge grondwaterstand en de aanleg van een provisorium ten behoeve van de tijdige

beschikbaarheid van een transformator voor station Middelburg;

- Het nieuwe 150kV-station Boxtel is in januari 2015 opgeleverd, bijna een jaar later dan oorspronkelijk gepland. De voorgenomen locatie van dit station is pas in de laatste fase van de planologische ontwikkeling op een veto van de Provincie gesneuveld, zodat toch nog een andere locatie gevonden moest worden en de realisatie daardoor vertraagd is. Ook zijn de kosten met EUR 3 mln toegenomen tot EUR 21 mln vanwege wijziging van het kabeltracé naar de nieuwe locatie.

7.5.3.2 Bestaande projecten in realisatiefase

Van de projecten die in het KCD 2013 al bekend waren, zijn er twee in uitvoering. Het aanleggen van een derde 150kV-circuit naar Tilburg-Zuid 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 voor EUR 17 mln, een half jaar later dan gepland in KCD 2013 en EUR 2 mln goedkoper.

Het aanbrengen van railbeveiliging in Moerdijk zou in KCD 2013 alleen het knelpunt op station Moerdijk oplossen voor een bedrag van EUR 0,5 mln. In 2015 is de scope van dit project uitgebreid met een railverlenging ten behoeve van twee klantaansluitingen en de vervanging van zes meettransformatoren en twee vermogensschakelaars. De vervangingen lossen delen op van de knelpunten 'Veroudering instrumentatie transformator' en 'Veroudering type oliegebluste VS Oerlikon en Delle', die nader beschreven zijn in hoofdstuk 10 (Vervangingen). De oplevering van dit project zal onveranderd in 2016 plaatsvinden, maar door de scope-uitbreiding is de totale kostenraming verhoogd naar EUR 1 mln.

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 2013 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:

- Voor het project ten behoeve van het ontsluiten van Zeeuws-Vlaanderen (uitbreiding met extra kabelcircuits en herconfigureren verbinding Borssele – Terneuzen) is medio 2015 het resultaat van de studie goedgekeurd. De totale kostenraming is met EUR 6 mln afgenomen naar EUR 45 mln en de nauwkeurigheid van planning en kostenraming is toegenomen. Als gevolg hiervan schuiven de kosten naar voren en valt er EUR 30 mln meer in de periode 2016-2020 dan gepland in KCD 2013. Dit project lost de knelpunten station Terneuzen en station Westdorpe op;
- Het uitbreiden van de capaciteit op de 150kV-verbinding Haps – Boxmeer – Venray lost het gelijknamige knelpunt op. Ook voor dit project is het resultaat van de studie medio 2015 goedgekeurd. De initieel bedachte oplossing die de basis was voor KCD 2013, blijkt niet te voldoen. De huidige voorgestelde oplossing kent een kostenraming van EUR 27 mln, EUR 13 mln meer dan in het vorige plan;
- De opwaardering van de transportcapaciteit op de verbinding Tilburg Noord – Best lost het knelpunt Tilburg Noord - Best - Eindhoven Noord op. De uitkomsten van de basisontwerpen hebben echter laten zien dat de beoogde voorkeursoplossing in de studie (zijnde opwaardering van de bestaande lijn) niet mogelijk is, gegeven de technische staat van de verbinding. Verdere studie is noodzakelijk om te bepalen wat nu de beste oplossingsrichting is. De huidige verwachting is dat dit tot een kostenstijging leidt aangezien in de voorkeursoplossing waarschijnlijk de gehele verbinding vernieuwd dient te worden.

7.5.3.4 Stopgezette projecten

Er is één project stopgezet omdat het knelpunt Venray - Gennep niet meer optreedt. Dit komt doordat de belasting in de huidige prognoses lager is en daarbij de inzet van de Swentibold-centrale hoger is dan in KCD 2013 was aangenomen. Het project had een kostenraming van EUR 2 mln.

7.5.3.5 Nieuwe projecten

Ten opzichte van KCD 2013 zijn er drie nieuwe projecten bijgekomen die evenzoveel nieuwe knelpunten oplossen. Het plaatsen van een vierde koppeltransformator in Borssele lost een n-2-knelpunt op, het uitbreiden van station Waalwijk naar een dubberrailstation lost een knelpunt met betrekking tot het 100MW/6h-criterium op en het uitbreiden van de transportcapaciteit op Eindhoven Oost – Maarheeze lost een n-1-knelpunt op dat traject op. Gezamenlijk hebben deze nieuwe projecten een kostenraming van EUR 22 mln.

08

Capaciteits- uitbreidingen 150 kV- net regio West



Het 150kV-net in de regio West omvat de 150kV-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) leveren een belangrijke bijdrage aan het verhelpen van de knelpunten in Noord-Holland. De visie 'Amsterdam 150 kV' beschrijft het realiseren van vier netdelen die na de realisatie van het project Randstad 380 kV losgekoppeld worden bedreven door de netstructuur op bepaalde plaatsen te openen. Door het creëren van deze load pockets zullen vermogens tussen afzonderlijke netdelen door de bovenliggende 380kV-infrastructuur worden getransporteerd.

Het huidige risicoprofiel voor de regio West is gestegen ten opzichte van het KCD 2013, voornamelijk vanwege een netto stijging in zowel het aantal knelpunten als de risicoschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten. Dit risicoprofiel blijft in de eerste helft van de zichtperiode (2016-2020) nagenoeg stabiel en neemt in de tweede helft van de zichtperiode (2021-2025) weer af door realisatie van de voorziene maatregelen.

Aangezien veel van de gedefinieerde maatregelen zich nog in een vroeg stadium bevinden, is er significante onzekerheid over het investeringsvolume in de periode 2016-2020. Naar verwachting zal TenneT EUR 200-280 mln moeten investeren in het 150kV-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 150kV-net in Noord-Holland is via de 380kV-stations Diemen, Oostzaan en Beverwijk gekoppeld met het landelijke 380kV-net. De 150kV-verbindingen Hoogte Kadijk – Watergraafsmeer, Haarlemmermeer – Sassenheim, 's Graveland – Pampus en Diemen – Breukelen worden als netopening bedreven. De huidige structuur van het 150kV-net in Noord-Holland is afgebeeld in Figuur 8-1.



Figuur 8-1 Huidige structuur van het 150kV-net in Noord-Holland

Belangrijke ontwikkelingen in Noord-Holland zijn de realisatie van het project Randstad 380 kV Noordring (een nieuwe 380kV-verbinding Diemen – Oostzaan – Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk, zie paragraaf 4.5.4) en de implementatie van de visie zoals geformuleerd in het visiedocument ‘Amsterdam 150 kV’. In deze visie worden vier netdelen onderscheiden die als load pocket zullen fungeren. Door het creëren van deze load pockets zal het 150kV-net niet langer gebruikt worden voor vermogenstransporten tussen afzonderlijke netdelen, maar zal deze rol uitsluitend worden vervuld door de bovenliggende 380kV-infrastructuur. Tijdens onderhoud en bij het oplossen van storingen kunnen netopeningen worden verschoven of de afzonderlijke 150kV-netdelen tijdelijk worden herkoppeld.

De knelpuntberekeningen in het netmodel houden in elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereed komen. Concreet betekent dit dat voor steekjaar 2017 het derde 150kV-circuit op de verbinding Oterleek – Westwoud en de stations Zorgvlied en Bijlmer Noord gereed worden verondersteld. Voor 2020 zijn de aannamen het gereedkomen van het project Randstad 380 kV Noordring en het insluiten van de 380kV-verbinding Oostzaan – Krimpen in het 380kV-station Diemen.

8.1.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

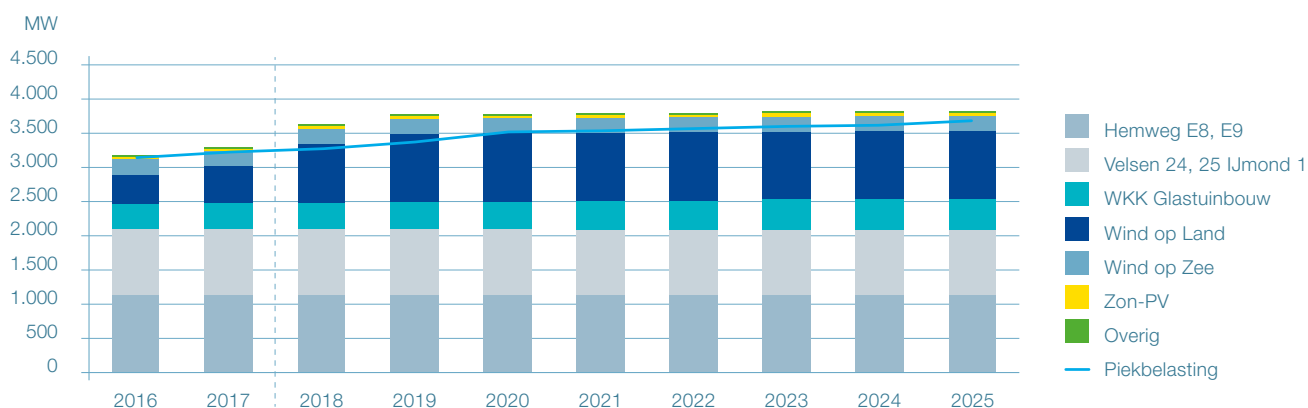
De piekbelasting in Noord-Holland neemt tussen 2016 en 2025 toe van ca. 3.100 MW in 2016 naar ca. 3.700 MW in 2025. Deze toename is het gevolg van een stijging van de belasting in de onderliggende middenspanningsnetten, zoals opgegeven door de regionale netbeheerder Liander. De verwachte toename van de belasting is het gevolg van een groei van het aantal woningen en kantoren, een toename van het aantal datacentra en een toename van elektrisch vervoer (vooral in de regio Amsterdam). De belastingprognose is vergelijkbaar met de belastingprognose waar in het KCD 2013 van uit is gegaan.

Het decentraal productievermogen ontwikkelt zich volgens de opgave van Liander van in totaal 830 MW in 2016 naar 1.480 MW in 2025. Het gaat hierbij om windvermogen (op land), WKK-vermogen en vermogen van zonnepanelen. Het totaal decentraal productievermogen is ten opzichte van de opgave voor het KCD 2013 aanzienlijk naar beneden bijgesteld, voornamelijk vanwege nieuw beleid van de provincie Noord-Holland. Het aantal locaties waar nieuwe windturbines gerealiseerd mogen worden is veel kleiner dan in een eerder stadium was voorzien. Hierdoor zijn veel plannen voor nieuw windvermogen in de regio Amsterdam vervallen.

In de kop van Noord-Holland zijn echter concrete plannen voor grootschalige 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 huidig opgesteld vermogen van 100 MW naar ca. 350 MW in 2018.

De ontwikkelingen op en rond het bedrijventerrein Agriport hebben naar verwachting een grote impact op de uitwisseling met het 150kV-net. Door de realisatie van een datacentrum, de mogelijke komst van nog een aantal datacentra en de groei van glastuinbouw en overige bedrijven zal de belastingvraag aanzienlijk toenemen, van 160 MW in 2016 naar 485 MW in 2025. Het opgestelde productievermogen (WKK) op het terrein van Agriport zal naar verwachting groeien van 190 MW in 2016 naar 295 MW in 2025.

Figuur 8-2 vat de belasting- en productieontwikkelingen samen. Over het totaal genomen wordt het 150kV-net in deelgebied Noord-Holland enerzijds gekenmerkt door een hoge productie ten opzichte van de belasting, en anderzijds door een toename van windvermogen, voornamelijk in de kop van Noord-Holland. Het effect hiervan zijn grotere en volatielere transporten naar het koppelpunt met het 380kV-net.



Figuur 8-2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150kV-net in Noord-Holland

8.1.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Voor het 150kV-net in Noord-Holland is het landelijke Referentiescenario toegepast, dat nader wordt toegelicht in hoofdstuk 3. Op basis van de analyse van resultaten van DC-vermogensstroomberekeningen zijn voor het steekjaar 2017 twee planningsituaties en voor de steekjaren 2020 en 2025 elk vier plannings-situaties geselecteerd.

Voor het steekjaar 2017 is een planningsituatie gebruikt die de basissituatie ('business as usual') beschrijft en een planningsituatie die een zware belastingvraag, met beperkte inzet van conventionele productiemiddelen en afwezigheid van windenergie, beschrijft.

Voor de steekjaren 2020 en 2025 is ook een planningsituatie gebruikt die de basissituatie beschrijft en zijn daarnaast nog drie plannings-situaties doorgerekend om de volgende situaties te bestuderen:

- Hoge windproductie (o.a. invloed van het nieuw te realiseren Windpark Wieringermeer) in combinatie met een lage belasting. Dit leidt tot veel transport richting het 380kV-net;
- Versnelde belastinggroei op het terrein van Agriport in combinatie met lage inzet conventionele productiemiddelen. Dit leidt tot veel transport richting Westwoud;

- Hoge productie op station Hemweg. Dit leidt tot een hoge capaciteitsbehoefte in de koppeling van het 150kV-netdeel in het 380 kV-station Oostzaan.

8.1.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

Op basis van vermogensstroomberekeningen zijn knelpunten geïdentificeerd op verbindingen in het deelgebied 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 deelgebied Noord-Holland zijn in dit Investeringsplan bepaald onder de veronderstelling dat Randstad 380 kV Noordring volledig is gerealiseerd en in bedrijf is vanaf het steekjaar 2020. Dit is een belangrijke wijziging ten opzichte van het KCD 2013, waar Randstad 380 kV Noordring gerealiseerd en in bedrijf was verondersteld vanaf het steekjaar 2017. Als gevolg hiervan worden er in dit Investeringsplan knelpunten gerapporteerd in Noord-Holland in het steekjaar 2017 die in KCD 2013 niet zijn gerapporteerd, omdat deze knelpunten door de realisatie van de Randstad 380 kV Noordring (vanaf het steekjaar 2017) als opgelost waren verondersteld. Het betreft hier knelpunten op de 150kV-verbindingen Velsen – Hemweg, Velsen – Vijfhuizen, Velsen – Waarderpolder en Waarderpolder – Vijfhuizen.

Tabel 8-1

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Noord-Holland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico			Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
	2017	2020	2025		
Velsen - Oterleek	n-2	n-1	n-1	1 - 10	Bestaand
Oterleek - Wijdewormer	n-2	n-1	n-1	0,1 - 1	Bestaand
Diemen - Wijdewormer	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand
Oterleek - Westwoud	-	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand
Velsen - Hemweg*	n-1	x	x	10 - 100	Bestaand
Noord Klaprozenweg - Hoogte Kadijk	n-2	n-2	n-2	0,1 - 1	Bestaand
Hemweg - Oostzaan	-	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
Amstelveen - Bijlmer Zuid	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Nieuw
Venserweg - Bijlmer Zuid	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Diemen - Venserweg	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Diemen - Watergraafsmeer	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand
Venserweg - Watergraafsmeer	n-2	n-2	n-2		Bestaand
Nieuwe Meer - Amstelveen	n-2	x	x	0 - 0,01	Bestaand
Vijfhuizen - Nieuwe Meer	n-2	x	x	1 - 10	Bestaand
Velsen - Vijfhuizen	n-2	x	x		Nieuw
Velsen - Waarderpolder	n-2	x	x	0 - 0,01	Nieuw
Waarderpolder - Vijfhuizen	n-2	x	x		Nieuw

* Ten tijde van de netberekeningen was mitigatie van het knelpunt op de verbinding Velsen – Hemweg voorzien na 1 januari 2017. Recente inzichten gaan ervan uit dat dit knelpunt voor 2017 is gemitigeerd.

Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Velsen – Oterleek

In periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productie-vermogen treedt op deze verbinding een n-2-knelpunt op in 2017. Door de toenemende belastinggroei op het terrein van Agriport groeit het knelpunt op de verbinding Velsen – Oterleek vanaf het steekjaar 2020 van een n-2-knelpunt naar een n-1-knelpunt.

De 150kV-verbinding Velsen – Oterleek bestaat uit twee circuits die voor het grootste deel zijn

uitgevoerd als bovenlijn en in het stedelijke gebied van Beverwijk en Velsen als ondergrondse kabelverbinding. Een mogelijke structurele oplossing voor dit knelpunt is het verzwaren van de bestaande 150kV-verbinding. Hierdoor kan aan de toenemende belastingvraag in de kop van Noord-Holland worden voldaan. Vooruitlopend hierop worden operationele maatregelen toegepast waarbij het noodzakelijke onderhoud wordt uitgevoerd in een periode van lage belasting.

Oterleek – Wijdewormer

In periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productie-vermogen en ook in periodes van lage belasting en een hoge windproductie, treedt op deze

verbinding een n-2-knelpunt op. Door de toenemende belastinggroei op het terrein van Agriport en de realisatie van het windpark Wieringermeer groeit het knelpunt in het steekjaar 2020 van een n-2-knelpunt naar een n-1-knelpunt.

De 150kV-verbinding Oterleek – Wijdewormer is uitgevoerd als bovenlijn en bestaat uit drie circuits. Een mogelijke structurele oplossing voor dit knelpunt is het verzwaren van de bestaande 150kV-verbindingen. Hierdoor kan enerzijds aan de toenemende belastingvraag worden voldaan. Anderzijds kan het duurzaam opgewekte productievermogen in de kop van Noord-Holland op een veilige manier worden afgevoerd naar het landelijk hoogspanningsnet (380 kV).

Velsen – Hemweg

Bij een hoge inzet van conventionele productie op de locatie Hemweg en bij een beperkte inzet van conventionele productie in Velsen in combinatie met een lage productie door wind treedt op deze verbinding een n-1-knelpunt op.

De 150kV-verbinding Velsen – Hemweg is uitgevoerd als een enkel circuit, deels als bovenlijn en deels als ondergronds kabelcircuit. Dit knelpunt wordt opgelost door het opwaarderen van de 150kV-verbinding Velsen – Hemweg naar het 380kV-circuit Beverwijk – Oostzaan. Deze opwaardering is onderdeel van het project Randstad 380 kV Noordring⁴¹ en bevindt zich momenteel in de realisatiefase, vandaar dat dit knelpunt ook slechts in steekjaar 2017 optreedt. Totdat het knelpunt is gemitigeerd worden operationele maatregelen toegepast met redispatch.

Noord Klaprozenweg – Hoogte Kadijk

In periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen treedt op deze verbinding gedurende een groot deel van het jaar een n-2-knelpunt op. De 150kV-verbinding Noord Klaprozenweg – Hoogte Kadijk bestaat uit drie circuits die volledig als ondergrondse kabelcircuits zijn uitgevoerd met uitwendige gasdrukpijkabels (UGD). Hiervan is nu vastgesteld

dat de transportcapaciteit door veroudering is gedaald en niet meer toereikend is. Door de toegenomen faalfrequentie van de kabels is de toegekende risicoscore relatief hoog voor een n-2-knelpunt.

Het 150kV-station Hoogte Kadijk wordt als 'uitloper' bedreven. Een structurele maatregel voor dit knelpunt is het vervangen en opwaarderen van de bestaande kabelcircuits om de transportcapaciteit weer te verhogen. Hierdoor wordt de belastingvraag van het station Hoogte Kadijk en daarmee de voeding van een belangrijk deel van het centrum van Amsterdam verzekerd. Tot het gereedkomen van de verhoogde transportcapaciteit worden operationele maatregelen toegepast waarbij het noodzakelijke onderhoud wordt uitgevoerd in een periode van lage belasting.

Amstelveen – Bijlmer Zuid

In periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen treedt op deze verbinding een n-1-knelpunt op.

De 150kV-verbinding Amstelveen – Bijlmer Zuid is volledig uitgevoerd als ondergrondse kabelverbinding die bestaat uit een enkel circuit. Dit knelpunt wordt verlicht door de realisatie van het project Randstad 380 kV Noordring en opgelost door het implementeren van de 150kV-visie zoals omschreven in het visiedocument 'Amsterdam 150 kV' (Ontwikkeling en Visie 2030). Door het implementeren van deze visie kan worden voorzien in de toenemende belastingvraag in de regio Amsterdam Zuidoost.

Venserpolderweg – Bijlmer Zuid

In periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen treedt op deze verbinding een n-1-knelpunt op. Deze kabelverbinding is uitgevoerd als uitwendige gasdrukpijkabel (UGD) waarvan na recente storingen is vastgesteld dat de transportcapaciteit door veroudering is afgenomen. Dit resulteert in een ontoereikende transportcapaciteit op deze kabelverbinding.

⁴¹ Betreft: 'Beverwijk, uitbreiding tot dubbelrail 380kV-station HIS'.

Tabel 8-2

Gesignaleerde knelpunten op stations in Noord-Holland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013
station Diemen	n-2	x	x	-*	Indicatief
station Anna Paulowna	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Bestaand
station Velsen	l _k	x	x	0,01 - 0,1	Nieuw
station Beverwijk	n-2	x	x	Operationeel	Nieuw
station Oostzaan	-	n-2	n-2	Operationeel	Bestaand
station 's Graveland	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Bestaand
station Haarlemmermeer	100MW/6h	x	x	0,1 - 1	Bestaand

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer
- x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

* Dit n-2 knelpunt is meegenomen in de risicobeoordeling van station Diemen in Tabel 4-2.

De 150kV-verbinding Vensersweg – Bijlmer Zuid bestaat uit twee circuits die volledig als ondergrondse kabelcircuits zijn uitgevoerd. Een structurele maatregel voor dit knelpunt is het vervangen en opwaarderen van de bestaande kabelcircuits om de transportcapaciteit weer te verhogen. Tot die tijd worden operationele maatregelen toegepast waarbij er gesplitst railbedrijf is op de stationslocatie Bijlmer Zuid.

Vijfhuizen – Nieuwe Meer

In periodes van hoge belasting en een beperkte inzet van decentraal opgesteld productievermogen treedt op deze verbinding een n-2-knelpunt op. Momenteel worden operationele maatregelen (die aanzienlijke kosten met zich meebrengen) toegepast op de momenten dat er onderhoud wordt uitgevoerd. Het noodzakelijke onderhoud wordt gepland in een periode van lage belasting om de financiële impact te beperken.

De 150kV-verbinding Vijfhuizen – Nieuwe Meer bestaat uit een enkel circuit en is volledig uitgevoerd als een ondergrondse kabelverbinding. Dit knelpunt wordt opgelost door het inlossen van de 380kV-verbinding Oostzaan – Krimpen in het 380kV-station Diemen, tevens bedoeld om het n-1-knelpunt op de verbinding Krimpen - Oostzaan - Diemen te mitigeren (zie Hoofdstuk 4 Landelijk).

8.1.5 Stations: knelpunten en voorziene maatregelen

Tabel 8-2 geeft een overzicht van de geconstateerde knelpunten op stations in Noord-Holland, het criterium waaraan mogelijk niet kan worden voldaan en de risicoscore. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Station Diemen (380 kV)

Onderhoud aan een 380kV-rail in Diemen en uitval van de laatst overgebleven 380kV-rail resulteert in een uitval van het gehele 380kV-station Diemen, inclusief de 380/150kV-transformatoren en de productie-eenheid Diemen 34. Nagenoeg het gehele 150kV-net in Noord-Holland zal in de beschreven storings situatie spanningsloos raken waarbij er ongeveer 1.500 MW belasting uitvalt. Er kan dus niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij railonderhoud.

Dit knelpunt wordt opgelost door de realisatie van het project Randstad 380 kV Noordring en het implementeren van de 150kV-visie zoals omschreven in het visiedocument 'Amsterdam 150 kV' (Ontwikkeling en Visie 2030). Totdat de visie geïmplementeerd is (verwachte IBN 2021) worden operationele maatregelen toegepast

waarbij het noodzakelijke railonderhoud wordt gepland in een periode van lage belasting.

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 150kV-station Oterleek. Dit heeft tot gevolg dat er tijdens onderhoud aan een 150kV-circuit Anna Paulowna – Oterleek niet kan worden voldaan aan het 100MW/6h criterium.

Dit knelpunt wordt opgelost door het realiseren van een nieuw 150kV-station Middenmeer, een nieuwe 150kV-verbinding Anna Paulowna – Middenmeer en een nieuwe 150kV-verbinding Middenmeer – Westwoud. Tot die tijd worden operationele maatregelen toegepast waarbij het noodzakelijke onderhoud wordt gepland in een periode van lage belasting.

Station 's Graveland

De maximale belasting van het station 's Graveland overschrijdt de grens van 100 MW. Dit station wordt met twee circuits (bovenlijn) gevoed vanuit het station Diemen. Het derde circuit richting station Pampus (deelgebied Randmeren) wordt als netopening bedreven. Door het amoveren en conserveren van productievermogen in de regio Almere is het niet meer mogelijk om n-1 veilig belasting te verschuiven van station 's Graveland naar station Pampus. Dit heeft tot gevolg dat er tijdens onderhoud aan een 150kV-circuit Diemen – 's Graveland niet meer kan worden voldaan aan het 100MW/6h criterium.

Dit knelpunt wordt opgelost door het verzwaren van het 150kV-net in de regio Almere (deelgebied Randmeren). Tot die tijd worden operationele maatregelen toegepast waarbij het noodzakelijke onderhoud wordt gepland in een periode van lage belasting.

Station Haarlemmermeer

De maximale belastingvraag van het station Haarlemmermeer overschrijdt de grens van 100 MW. Dit station wordt met twee circuits (bovenlijn) gevoed vanuit het 150kV-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 meer kan worden voldaan aan het 100MW/6h-criterium.

Dit knelpunt wordt opgelost door het verzwaren van de 150kV-verbindingen Haarlemmermeer – Vijfhuizen⁴² en Haarlemmermeer – Sassenheim. Deze verzwaringen zijn onderdeel van het project Randstad 380 kV Noordring. Dit project bevindt zich momenteel in de realisatiefase. Tot aan oplevering 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 Investeringsplan behoefte te hebben aan nieuwe koppelingen voor verschillende 150/20kV-transformatoren zoals weergegeven in Tabel 8-3.

De bestaande stations Zorgvlied, Bijlmer Noord en Haarlemmermeer worden momenteel uitgebreid, zodat de benodigde 150/20kV-transformatoren kunnen worden geplaatst en gekoppeld. Op initiatief van Liander worden nieuwe 150/20kV-stations gerealiseerd voor het plaatsen en koppelen van nieuwe 150/20kV-transformatoren. Deze nieuwe 150/20kV-stations worden gerealiseerd in de omgeving van De Weel, Middenmeer en in de regio ten zuiden van Schiphol (A4-Zone). Hierbij moet worden opgemerkt dat de mogelijkheden voor het ontwikkelen van een nieuw 150/20kV-station A4-Zone momenteel door TenneT (in samenwerking met Liander) nader worden onderzocht.

⁴² Betreft: 'Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk, uitbreiding met een 380kV-verbinding'

Tabel 8-3

Uitbreiding aankoppeling netten met een lager spanningsniveau in Noord-Holland			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Zorgvlied	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/20 kV)	2016
Bijlmer Noord	20 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2016
Haarlemmermeer	20 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2016
De Weel (toekomstig)	20 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2018
Middenmeer (toekomstig)	20 kV	Koppeling van 4 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2018
A4 Zone (toekomstig)	20 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/20 kV)	2024

8.2 Nut en noodzaak van investeringen in Zuid-Holland

8.2.1 Huidige netinfrastructuur en binnen zichtperiode verwachte ontwikkelingen

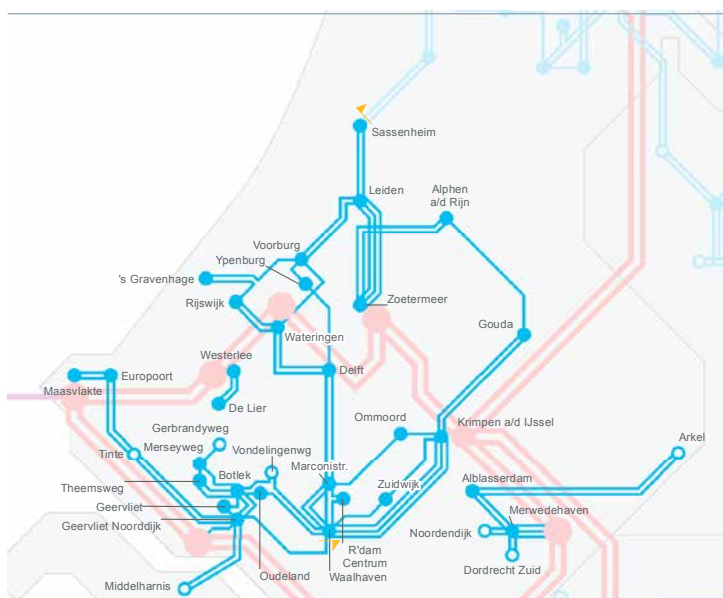
Het 150kV-net in Zuid Holland wordt gesplitst bedreven in vijf netdelen. Elk deel is via één of twee koppelpunten verbonden met 380kV-net. In Sassenheim staat de 150kV-verbinding naar Haarlemmermeer (deelgebied Noord-Holland) open, die beperkt kan worden ingezet bij onderhoud en bij het oplossen van storingen. Naast deze verbinding is er geen 150kV-

koppeling met andere regio's. De structuur van het 150kV-net in Zuid-Holland is afgebeeld in Figuur 8-3.

De knelpuntberekeningen in het netmodel houden in elk steekjaar rekening met de netverzwaringen die in de tussenliggende jaren gereedkomen. Concreet betekent dit de toevoeging van twee verbindingen in de regio Rotterdam (Rotterdam Marconistraat – Ommoord en Krimpen aan den IJssel – Ommoord), waardoor de uitloper Ommoord wordt gemitigeerd. Daarnaast zal door deze netverzwaring de verbinding tussen Rotterdam Marconistraat en Delft geopend bedreven kunnen worden, zodat het kortsluitvermogen op deze stations daalt. Hierdoor wordt ook een knelpunt op het station Delft met betrekking tot de overschrijding van het kortsluitvermogen gemitigeerd. Voor 2020 is de belangrijkste aanname het gereedkomen van het project Randstad 380 kV Noordring in het bijzonder de combinatie van twee circuits van Zoetermeer – Leiden met de 380kV-verbinding Vijfhuizen – Bleiswijk⁴³.

8.2.2 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

De piekbelasting in het deelgebied Zuid-Holland stijgt licht, van ca. 4.400 MW in 2016 tot ongeveer 5.000 MW in 2025, volgens de opgave van de regionale netbeheerders Liander, Stedin en Westland Infra. Tot aan 2020 is er geen belastinggroei bij bestaande klanten, maar toch groeit de belasting door een toename van het



Figuur 8-3 Huidige structuur van het 150kV-net in Zuid-Holland

⁴³ Betreft: 'Beverwijk – Vijfhuizen – Bleiswijk, uitbreiding met een 380kV-verbinding'

aantal bedrijven en woningen als gevolg van nieuwbouw. Vanaf 2020 zal de belastinggroei bij bestaande klanten naar verwachting uitkomen op 1,5% per jaar door een toename van elektrisch vervoer en warmtepompen.

Ten opzichte van het KCD 2013 is het vermogen aan gasgestookte productie-eenheden, die zijn aangesloten op het 150kV-net aanzienlijk verminderd. Dat komt door het uit bedrijf nemen van een grote centrale (810 MW) in de Rotterdamse haven. Op basis van de opgaven van producenten is de verwachting dat de overgebleven gasgestookte productie-eenheid in de stadsregio van Rotterdam in 2024 uit bedrijf wordt genomen. Alleen in de Rotterdamse haven zullen aan het einde van de zichtperiode nog twee gasgestookte productie-eenheden in bedrijf zijn.

In alle categorieën van het opgestelde WKK-vermogen wordt een daling voorzien. Vanaf 2024 zal zowel in Leiden als in 's-Gravenhage een productie-eenheid die is aangesloten op het regionale net uit bedrijf worden genomen. Deze eenheden zijn in de categorie WKK Overig opgenomen.

In 2015 is op station Sassenheim een windpark aangesloten. De verwachting is dat het vermogen aan wind op zee dat is aangesloten op het 150kV-net in Zuid Holland niet verder zal toenemen. Wel is een grote toename aan windvermogen op land 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

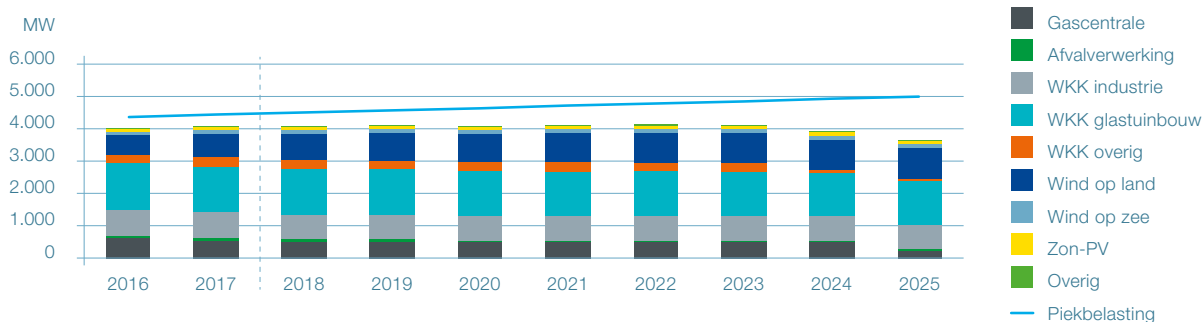
Overflakkee. De opgave aan wind op land in Figuur 8-4 is inclusief een windpark in Zeeland dat op een station in Zuid Holland wordt aangesloten.

Figuur 8-4 vat de belasting- en productieontwikkelingen samen. Over het totaal genomen wordt het 150kV-net in deelgebied Zuid-Holland enerzijds gekenmerkt door een hoge en stijgende belasting – onder andere vanwege de aanwezige industrie en de haven – en anderzijds door een terugloop in rechtstreeks aangesloten productie. Het effect hiervan is dat de belasting in Zuid-Holland in toenemende mate door het 150kV-net moet worden gevoed, door middel van grotere transporten vanuit het koppelpunt met het 380kV-net.

8.2.3 Planningsituaties voor netberekeningen

Voor het 150kV-net in Zuid-Holland is het landelijke Referentiescenario toegepast, dat nader wordt toegelicht in hoofdstuk 3. Uit de resultaten van de DC-vermogensstroomberekeningen zijn voor alle steekjaren drie planningsituaties geselecteerd, die een representatief beeld geven van de toekomstige extreme netbelastingsituaties die kunnen optreden.

Twee planningsituaties zijn gekozen om momenten te analyseren met een hoge belasting in combinatie met een lage inzet van industriële WKK-eenheden. In deze planningsituaties kennen de WKK-eenheden in de glastuinbouw een hoge inzet, waardoor op deze momenten het net maximaal wordt benut. Daarnaast is er



Figuur 8-4 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 150kV-net in Zuid-Holland

Tabel 8-4

Gesignaleerde knelpunten op verbindingen in Zuid-Holland					
Gesignaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013
Botlek - Geervliet Noorddijk	n-1	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Geervliet - Geervliet Noorddijk	n-2	n-2	n-1		Bestaand
Botlek - Theemsweg	n-2	n-1	n-1	10 - 100	Bestaand
Europoort - Geervliet Noorddijk	n-2	n-2	n-1	10 - 100	Bestaand
Botlek - Geervliet	n-2	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Bestaand
Voorburg - Wateringen	-	-	n-2	0 - 0,01	Nieuw
Wateringen - Rijswijk	-	-	n-2	0 - 0,01	Nieuw
Europoort - Maasvlakte	n-2	n-2	n-2	0 - 0,01	Bestaand
Geervliet Noorddijk - Simonshaven	-	n-2	n-2	0 - 0,01	Nieuw
Zoetermeer - Leiden	-	-	n-2	Operationeel	Nieuw
's Gravenhage - Rijswijk	-	-	n-2	Operationeel	Nieuw
Crayestein - Dordrecht Merwedehaven	-	-	n-2	Operationeel	Nieuw

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer

een planningssituatie gebruikt voor het toetsen van capaciteitsknelpunten in het netdeel Westerlee. Hier staat een groot vermogen aan WKK-eenheden in de glastuinbouw, waardoor het net maximaal wordt benut bij een lage belasting in combinatie met een hoge productie.

8.2.4 Verbindingen: knelpunten en voorziene maatregelen

Op basis van vermogensstroomberekeningen zijn knelpunten geïdentificeerd op verbindingen in het deelgebied 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 de netdelen Wateringen en Maasvlakte – Simonshaven. In het netdeel Wateringen ontstaan knelpunten doordat vanaf het jaar 2024 een productie-eenheid in 's-Gravenhage uit bedrijf wordt genomen. Omdat de belasting in dit netdeel voornamelijk vanuit het 150kV-net moet worden gefaciliteerd, nemen de energietransporten over de verbindingen hierdoor toe. In het netdeel Maasvlakte-Simonshaven worden de in het KCD 2013 geconstateerde knelpunten ernstiger, doordat ook in deze regio productie-eenheden

uit bedrijf worden genomen. Daarnaast is de verwachting dat de inzet van industriële WKK-eenheden zal verminderen.

Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Botlek – Geervliet Noorddijk, Botlek – Theemsweg, Europoort – Geervliet Noorddijk, Geervliet – Geervliet Noorddijk

De verbindingen Botlek – Geervliet Noorddijk, Europoort – Geervliet Noorddijk en Geervliet – Geervliet Noorddijk kunnen overbelast raken door een enkelvoudige storing in het 150kV-net in situaties met een hoge belasting en een lage inzet van industriële WKK-eenheden. Voor Botlek – Geervliet Noorddijk leidt dit al in 2017 tot een n-1-knelpunt, voor de andere tot een n-2-knelpunt dat in latere steekjaren tot een n-1-knelpunt uitgroeit. Deze knelpunten waren al geconstateerd in het KCD 2013, als gevolg van een storing tijdens onderhoudswerkzaamheden, maar in de huidige analyse is de mate van overschrijding hoger door de lagere inzet van industriële WKK-eenheden.

De circuits in de verbinding Botlek – Theemsweg hebben een verschillende transportcapaciteit. Bij een enkelvoudige storing in het 150kV-net kan het circuit Botlek – Theemsweg zwart overbelast raken. Voor beide circuits geldt dat een storing tijdens onderhoudswerkzaamheden bij een hoge belasting en een lage inzet van industriële WKK-eenheden kan leiden tot een overbelasting. Dit nieuwe knelpunt is niet in het KCD 2013 geconstateerd en ontstaat door het uit bedrijf nemen van productie-eenheden rond het station Merseyweg en een lagere verwachte inzet van industriële WKK-eenheden.

De geconstateerde overbelastingen op de verbindingen Botlek – Geervliet Noorddijk, Europoort – Geervliet Noorddijk, Geervliet – Geervliet Noorddijk en Botlek – Theemsweg kunnen niet worden voorkomen door operationele maatregelen zoals het plannen van onderhoud. Dit komt doordat er in het jaar geen periode is te vinden waarin onderhoudswerkzaamheden n-1 veilig uitgevoerd kunnen worden. Daarnaast kunnen de verbindingen niet het gehele jaar n-1 veilig bedreven worden. Hierdoor is er zowel in de normale situatie als in een onderhoudssituatie sprake van n-1-knelpunten.

De voorgenomen netuitbreiding door middel van een nieuwe regelbare verbinding tussen Europoort en Theemsweg, in combinatie met het vervangen van een bestaand circuit Botlek – Theemsweg, zal de geconstateerde n-1-knelpunten mitigeren. Daarnaast is de verwachting dat tevens een knelpunt met betrekking tot de spanningskwaliteit in het havengebied zal worden gemitigeerd. Tot die tijd zullen onderhoudswerkzaamheden in het net moeten worden afgestemd met de productiestop van grote industriële klanten.

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. Voor knelpunten die ten minste een risicoscore van 0,1 hebben, worden hierna de maatregelen beschreven die zijn voorzien om deze knelpunten op te lossen.

Station Alblasserdam

Station Alblasserdam is als uitloper gekoppeld aan het 150kV-station Dordrecht Merwedehaven. Bij werkzaamheden aan één van de circuits

Tabel 8-5

Signaleerde knelpunten op stations in Zuid-Holland					
Signaleerd knelpunt op	Risico 2017	2020	2025	Risicocategorie	Status t.o.v. KCD 2013
station Alblasserdam en Arkel	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	10 - 100	Bestaand
station Krimpen aan den IJssel	l _k	x	n-2	0 - 0,01	Nieuw
station Merseyweg	100MW/6h	100MW/6h	100MW/6h	0,1 - 1	Nieuw
station Botlek	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
station Europoort	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Bestaand
station Westerlee	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw
station De Lier	l _k	l _k	l _k	0,01 - 0,1	Nieuw
station Ommoord	l _k	x	x	0,01 - 0,1	Nieuw
station Maasvlakte	-	n-2	n-2	0,01 - 0,1	Nieuw
station Simonshaven	-	n-2	n-2		Nieuw
station Crayestein	-	-	n-2	Operationeel	Nieuw

- nog geen knelpunt of geen knelpunt meer
- x knelpunt is gemitigeerd door maatregel

Tabel 8-6

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Zuid-Holland			
Locatie	Spanningsniveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Dordrecht Merwedehaven	50 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (150/50 kV)	2016
Middelharnis	50 kV	Koppeling van 2 nieuwe transformatoren (150/50 kV)	2018

tussen Alblasserdam en Dordrecht Merwedehaven en uitval van het overgebleven circuit treedt een onderbreking op van meer dan 100 MW, waardoor niet aan het 100MW/6h criterium kan worden voldaan.

De voorgenomen netuitbreiding door middel van een nieuwe verbinding tussen Alblasserdam en een 380/150kV-transformator op Crayestein zal het geconstateerde knelpunt mitigeren.

Station Krimpen aan den IJssel

Onderhoud aan een 380kV-rail in Krimpen aan den IJssel en uitval van de laatst overgebleven 380kV-rail resulteert in een uitval van het gehele 380kV-station, inclusief de 380/150kV-transformatoren en de totale Randstad 380 kV Zuidring. Bijna het gehele 150kV-net in Zuid-Holland zal in deze storings situatie spanningsloos raken waarbij er ongeveer 3.600 MW belasting uitvalt. Dit heeft tot gevolg dat er niet kan worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve 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 geen preventief onderhoud gepleegd worden.

Station Merseyweg

Station Merseyweg is als uitloper gekoppeld met de 150kV-stations Botlek, en Theemsweg. Bij werkzaamheden aan één van de circuits tussen Merseyweg en Botlek/Theemsweg en uitval van het nevcircuit kan een onderbreking optreden van meer dan 100 MW, waardoor niet aan het 100MW/6h criterium kan worden voldaan.

Op het station Merseyweg zijn voornamelijk klanten aangesloten. Het station Merseyweg is dusdanig gelegen dat het realiseren van een

derde circuit niet haalbaar wordt geacht. Een mogelijke maatregel voor het knelpunt omvat het verplaatsen van een klantaansluiting naar een ander station zodat de maximale belasting op Merseyweg wordt gereduceerd.

8.2.6 Aankoppeling met netten met een lager spanningsniveau

In het netdeel Westerlee zijn de transformatoren tussen het 150kV-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, vanwege wijzigingen en uitbreidingen van het 50kV-net, op twee locaties (Dordrecht Merwedehaven en Middelharnis) behoefte is aan het koppelen van extra 150/50kV-transformatoren (Tabel 8-6).

8.3 Algehele staat van het net

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. De ontwikkeling van deze capaciteitsknelpunten en daaraan gerelateerde projecten in regio West resulteert in een min of meer stabiel risicoprofiel voor de komende vijf jaar en een afnemend risicoprofiel in de daarop volgende vijf jaar (Figuur 8-5).

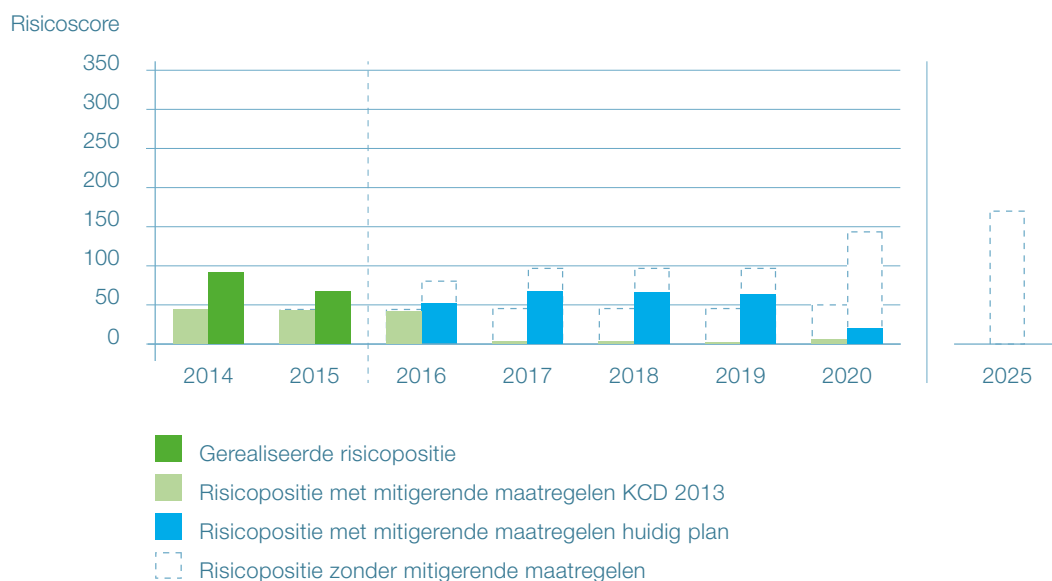
Het risicoprofiel op basis van de capaciteitsknelpunten in regio West is voor dit Investeringsplan ten opzichte van het KCD 2013 gestegen. Deze stijging is door drie factoren te verklaren, die hierna worden beschreven.

Netto toevoeging van knelpunten

Sinds het KCD 2013 zijn knelpunten komen te vervallen en aan de hand van de recente

Tabel 8-7

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie							
Knelpunt locatie	Risico	Risico-categorie	Actueel datum	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Oterleek - Wijdewormer	n-1	0,1 - 1	2020	Bestaand	Verzwaren van de bestaande verbinding	2023	Pre-realiseratie
Velsen - Oterleek	n-1	1 - 10	2020	Bestaand		2023	
Velsen - Hemweg	n-1	10 - 100	2014	Bestaand	Randstad 380 kV Noordring (gedeeltelijk)	2016	Realisatie
station Haarlemmermeer	100 MW/6h	0,1 - 1	2014	Bestaand	Randstad 380 kV Noordring	2018	Realisatie
Amstelveen - Bijlmer Zuid	n-1	10 - 100	2017	Nieuw	Randstad 380 kV Noordring en visie Amsterdam 150 kV (load pockets)	2021	Realisatie / pre-realiseratie
Noord Klaprozenweg - Hoogte Kadijk	n-2	0,1 - 1	2014	Bestaand	Vervangen UGD-kabels door citycable	2021	Pre-realiseratie
Venserpweg - Bijlmer Zuid	n-1	10 - 100	2014	Bestaand	Vervangen en verzwaren UGD-kabels door citycable	2020	Pre-realiseratie
Vijfhuizen - Nieuwe Meer	n-2	1 - 10	2017	Bestaand	Inlossen Oostzaan - Krimpen in station Diemen 380 kV	2017	Realisatie
station Anna Paulowna	100 MW/6h	0,1 - 1	2013	Bestaand	Station Middenmeer en verbindingen Westwoud - Middenmeer - Anna Paulowna	2019	Pre-realiseratie
station 's Graveland	100 MW/6h	0,1 - 1	2014	Bestaand	Verzwaren 150 kV-net in de regio Almere	2017	Pre-realiseratie
Botlek - Geervliet Noorddijk Geervliet - Geervliet Noorddijk	n-1	10 - 100	2020	Nieuw	Nieuwe regelbare verbinding Europoort-Theemsweg en vervangen Botlek-Theemsweg	2019	Pre-realiseratie
Botlek - Theemsweg	n-1	10 - 100	2020	Nieuw			
Europoort - Geervliet Noorddijk	n-1	10 - 100	2025	Nieuw			
Rotterdams Havengebied	Power quality	0,1 - 1	2013	Bestaand			
station Alblasserdam en Arkel	100 MW/6h	10 - 100	2012	Bestaand	Uitbreiding met een derde circuit	2020	Pre-realiseratie
station Merseyweg	100 MW/6h	0,1 - 1	2015	Nieuw	Verplaatsen klantaansluiting van uitloper Merseyweg	2021	Pre-realiseratie
station Delft	Ik	1 - 10	2010	Bestaand	Uitbreiding Rotterdam Marconistraat - Ommoord-Krimpen	2016	Realisatie
station Ommoord	100 MW/6h	0,1 - 1	2014	Bestaand	Uitbreiding Rotterdam Marconistraat - Ommoord-Krimpen	2016	Realisatie
station Bijlmer Noord	100 MW/6h	0,1 - 1	2014	Bestaand	Uitbreiding op station Bijlmer Noord	2016	Realisatie
station Zorgvlied	100 MW/6h	0,1 - 1	2014	Bestaand	Uitbreiding op station Zorgvlied	2016	Realisatie
station Westwoud	100 MW/6h	0,1 - 1	2010	Bestaand	Uitbreiding met een derde kabelcircuit	2017	Realisatie



Figuur 8-5 Ontwikkeling van de risicopositie in regio West

netberekeningen ook nieuwe knelpunten toegevoegd. Dit leidt tot een netto stijging van het risicoprofiel in de periode 2017-2020, die grotendeels verklaard wordt door het nieuwe n-1-knelpunt Amstelveen – Bijlmer Zuid.

Netto stijging in de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten

Voor drie knelpunten is de risico-inschatting significant gewijzigd. Het 100 MW/6h-knelpunt op station Alblasserdam is hoger als gevolg van een hoger ingeschatte faalfrequentie op basis van de storingsrapportage over de afgelopen jaren. Het n-2-knelpunt op de verbinding Venserweg – Bijlmer Zuid in het KCD 2013 is gestegen naar een n-1-knelpunt vanwege een afwaardering van de transportcapaciteit. Ten slotte is de impact van het 100 MW/6h-knelpunt op 150kV-station Haarlemmermeer naar beneden bijgesteld, als gevolg van een scherpere analyse van de belastingprognose.

Netto vertraging in de mitigatie van eerder geïdentificeerde knelpunten

De projecten die zijn gedefinieerd om eerder geïdentificeerde knelpunten te mitigeren kennen gemiddeld een lichte vertraging, die daarmee leidt tot een netto stijging van het risicoprofiel in de periode 2016-2019. Dit wordt vooral verklaard door de latere oplevering van het

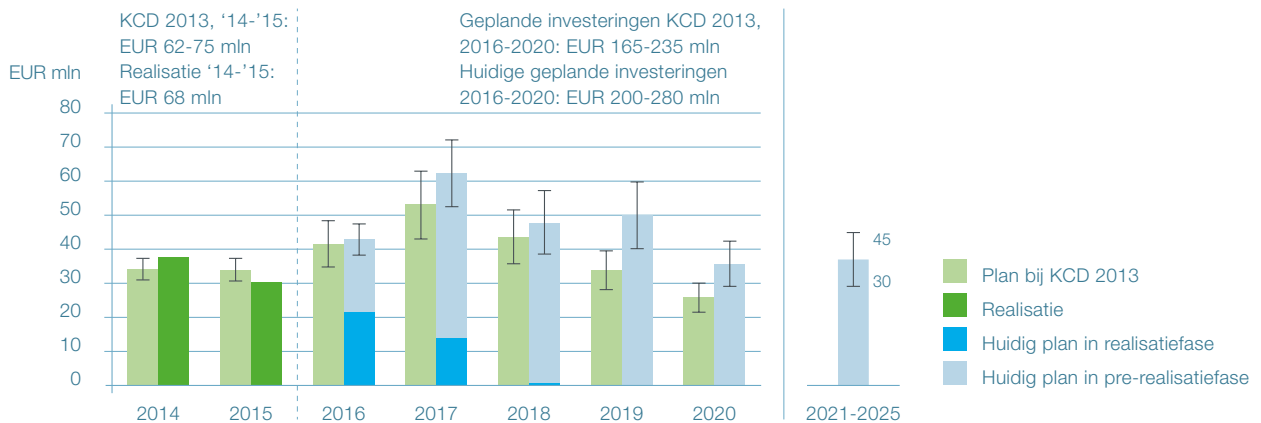
project dat het 100MW/6h knelpunt op station Alblasserdam mitigeert, dat zoals hiervoor beschreven tevens hoger wordt geschat.

8.4 Investerings

8.4.1 Algemeen

In het 150kV-net in regio West zal het investeringsvolume voor 2016-2020 voor de capaciteitsuitbreidingen naar verwachting licht toenemen ten opzichte van het KCD 2013. Deze toename wordt hoofdzakelijk gedreven door de initiatie van nieuwe projecten. Ze zijn een gevolg van een aantal nieuwe capaciteitsknelpunten en een aantal noodzakelijke diepe netinvesteringen dankzij nieuwe aanvragen van klanten voor aansluitingen op het net van TenneT. Ook is een aantal projecten verwijderd uit het Investeringsplan. De redenen hiervoor zijn oplossingen door middel van operationele maatregelen. Daarnaast verdwijnen sommige capaciteitsknelpunten doordat bepaalde voorziene klantaansluitingen toch geen doorgang vinden, net als de erbij horende diepe netinvesteringen.

Verder zorgt een vertraging in projecten ook voor een toename van het investeringsvolume in de periode 2016 tot 2020. Dit geldt onder andere voor de projecten op de verbindingen Rotterdam



Figuur 8-6 Investeringsvolume capaciteitsuitbreidingen 150 kV regio West

Marconistraat – Ommoord en Ommoord – Krimpen en de verbinding Dordrecht Merwedehaven – Alblasserdam.

De realisatie is over 2014 en 2015 ongeveer gelijk aan de geplande uitgaven voor die jaren. Voor individuele projecten zijn wel afwijkingen, zo is de realisatie van de verbinding Geervliet – Middelharnis hoger in 2014 dan vooraf gepland en is de realisatie van de verbindingen Krimpen – Ommoord en Rotterdam Marconistraat – Ommoord lager.

8.4.2 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar is de realisatie van de verbinding Geervliet – Middelharnis afgerond. Het project is in januari 2015 opgeleverd, één jaar later dan initieel gepland, met totale gerealiseerde kosten van EUR 36 mln, EUR 1 mln hoger dan initieel geschat. Daarnaast is op het 150kV-station Sassenheim een railuitbreiding opgeleverd ten behoeve van een klantaansluiting (minder dan EUR 1 m).

Het project verbinding Geervliet – Middelharnis is geïnitieerd door toenmalig netbeheerder Stedin om het net zodanig uit te breiden dat de geplande duurzame productiegroei op Goeree-Overflakkee kon worden gefaciliteerd. Daarnaast draagt het project bij aan de langere-termijnversteviging van de netstructuur. Bij de overname van het beheer van de 150kV-netten door TenneT in 2008 is dit project overgenomen. De initiële scope zoals gedefinieerd door Stedin

omvatte het aanleggen van een dubbel-circuitverbinding (150 MVA per circuit) tussen Geervliet en Middelharnis. Het budget bedroeg EUR 35 mln met een verwachte opleverdatum eind 2013. Na overname van het beheer van het net door TenneT is het noodzakelijk gebleken zwaardere kabels te gebruiken om de benodigde transportcapaciteit te kunnen garanderen. Daarnaast waren blindstroomcompensatiemiddelen noodzakelijk. Deze wijzigingen hebben geleid tot een verhoging van het budget tot EUR 40 mln. De detailtracéstudie gaf aanleiding tot aanpassing van het tracé om de kruising met het slikkengebied bij de Haringvliet te verkorten en de demagnetiseringszone van Defensie te vrijwaren. Deze aanpassing heeft geleid tot vertraging van het project ten opzichte van de oorspronkelijke planning. Het project is uiteindelijk gerealiseerd voor EUR 36 mln en opgeleverd in januari 2015.

8.4.3 Bestaande projecten in realisatiefase

Vertragingen van individuele uitbreidingsprojecten op het 150kV-netvlak in regio West leidden er toe dat een deel van de voorziene bestedingen voor 2013 vallen in 2014 en 2015. Dit zelfde effect van onvoorziene vertragingen geldt voor de projecten met relatief hoge bestedingen in 2014 en 2015, waarbij deze bestedingen gedeeltelijk verschuiven naar 2016 en 2017.

De belangrijkste projecten die dit beeld verklaren zijn de realisatie van de verbindingen Krimpen – Ommoord en Rotterdam Marconistraat –

Ommoord met 1 circuit 300 MVA van 12 km. Het doel van deze projecten is het oplossen van een knelpunt met mogelijk uitval en aanverwante financiële schade door het niet voldoen aan het 100MW/6h-criterium op de verbinding Rotterdam Marconi – Ommoord – Krimpen en het niet bestand zijn tegen driefasenkortsluitstroom op 150kV-station Delft, wat een veiligheidsrisico in zich draagt. De realisatie van deze projecten in 2014 ligt met EUR 2,5 mln ruim EUR 19 mln lager dan voorspeld en de geplande inbedrijfnamedata zijn verschoven. De redenen voor deze vertraging zijn gedwongen tracé-wijzigingen en de aanverwante vergunningenproblematiek. De impact op het totale risicoprofiel is beperkt vanwege de risiconiveaus van de bij deze projecten behorende knelpunten. Het totale budget voor beide projecten is naar beneden bijgesteld met EUR 9 mln naar EUR 29 mln dankzij een wijziging in kabeltype, van koper naar aluminium, gedreven door de hoge koperprijzen.

8.4.4 Bestaande projecten in pre-realisatiefase

In regio West bevindt een substantieel deel van de uitbreidingsprojecten die al bestonden ten tijde van het KCD 2013 zich in de pre-realisatiefase. Ten opzichte van het vorige plan zijn er voor het totaal van deze projecten geen noemenswaardige wijzigingen qua planning, behalve de uitbreiding met een derde circuit van Dordrecht Merwedehaven – Alblasserdam.

De uitbreiding van Dordrecht Merwedehaven – Alblasserdam, gerelateerd aan overschrijding van het 100MW/6h-criterium op Alblasserdam, kenmerkt zich door een vertraging in het vinden van het juiste tracé als gevolg van de kruising met de Merwede en parallelligging met de snelweg A15. Deze vertraging heeft een aanzienlijke impact op het risicoprofiel, mede doordat de faalfrequentie en mogelijke reparatietijd van een gecombineerde lijn-kabelverbinding groter is dan van een lijnverbinding. Gedurende de looptijd van dit project kan het onderhoud op deze verbinding alleen plaatsvinden op momenten van lage belasting; deze onderhoudsmomenten manifesteren zich voornamelijk in de zomerperiode, gedurende de nachtelijke uren en het weekend.

8.5.5 Stopgezette projecten

Enkele projecten zijn stop gezet omdat het corresponderende capaciteitsknelpunt opgelost blijkt te kunnen worden door operationele maatregelen, zoals het verschakelen van belasting naar de onderliggende netbeheerder, of het plannen van onderhoud in perioden van lage belasting. In sommige gevallen hoeven capaciteitsknelpunten die gerelateerd zijn aan klantaansluitingen niet te worden opgelost als de betreffende aansluiting geen doorgang heeft. Een voorbeeld hiervan is de uitbreiding in Ypenburg.

Daarnaast is tijdens de alternatievenafweging gebleken dat een aantal knelpunten gecombineerd kan worden opgelost. De verbinding Waalhaven – Rotterdam Centrum – Marconistraat betreft een uitloper die is uitgevoerd als uitwendige gasdrukpijkabel (UGD). Hierover zijn afspraken gemaakt met het ministerie van Economische Zaken om deze situatie op te heffen. De oplossing wordt voorzien in het aanleggen van een extra 300MVA-circuit naar het station Rotterdam Centrum. Hierbij wordt onderzocht of dit circuit ook tussen de 150kV-stations Rotterdam Centrum en Zuidwijk kan worden gerealiseerd, zodat tevens de uitloper Rotterdam Zuidwijk kan worden gemitigeerd. Dit zou resulteren in een verwijdering van het uitbreidingsproject op Rotterdam Zuidwijk en daarmee een afname van het investeringsbudget.

8.4.6 Nieuwe projecten

Het grootste deel van de nieuwe capaciteitsuitbreidingen is gedreven door nieuwe aanvragen van klanten voor aansluitingen op het net van TenneT, de zogenoemde diepe investeringen. Dit betreft twee nieuwe 150kV-stations in de regio ten zuiden van Schiphol (A4-Zone) en Middelharnis en diverse railuitbreidingen van bestaande stations met een totaal budget van ca. EUR 34 mln.

Een ander belangrijk nieuw project betreft het verhogen van de transportcapaciteit op de 150kV-verbinding Venserpolderweg – Bijlmer Zuid. Het corresponderende capaciteitsknelpunt was al bekend in het vorige plan: hier kon niet meer worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve tijdens onderhoud. Door

uitvoering van het project Vijfhuizen – Nieuwe Meer, primair bedoeld voor het afronden van de visie ‘Amsterdam 150 kV’, zou de belasting op Venserweg – Bijlmer Zuid dusdanig wijzigen dat dit n-2-knelpunt zou worden opgelost. Maar naar aanleiding van recente storingen is de verbinding Venserweg – Bijlmer Zuid afgewaardeerd, waardoor een n-1-knelpunt is ontstaan met een significante impact op het risicoprofiel. Dit heeft ertoe geleid dat specifiek deze verbinding moet worden opgewaardeerd door de UGD-kabels te vervangen door nieuwe 3-aderige kunststof-omsloten kabels met een hogere transportcapaciteit. Het totale investeringsbudget van dit project bedraagt EUR 14 mln en wordt met voorrang behandeld.

Ten slotte wordt het 100MW/6h-knelpunt op station Merseyweg opgelost door het verplaatsen van een klantaansluiting op station Merseyweg naar station Theemsweg, waardoor de maximale belasting op de verbinding Merseyweg – Theemsweg verlaagd wordt. De kostenraming van dit project bedraagt EUR 5 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

Het dossier voor de investeringsprojecten 'Beschermen tegen invloeden van buitenaf en een snel herstel' kent een lange voorgeschiedenis, die zich als volgt laat samenvatten:

- Landelijk hoogspanningsnet is aangewezen als vitale infrastructuur;
- Door EZ is in overleg met TenneT een pakket van eisen opgesteld over hoe het landelijk hoogspanningsnet beschermd kan worden tegen invloeden van buitenaf (moedwillig handelen) en hoe kan worden voorzien in spoedig herstel na een onderbreking. EZ heeft in haar brief d.d. 24 december 2012 geoordeeld dat de maatregelen van TenneT in het kader hiervan noodzakelijk worden geacht;
- TenneT heeft in 2012 een driepartijenoverleg gevoerd met ACM en EZ om te borgen dat vooraf zou worden bepaald dat de investeringsprojecten buiten de benchmark gehouden zouden worden. Dit overleg heeft geen concrete resultaten opgeleverd;
- TenneT wendt zich tot EZ om wettelijk te borgen dat de kosten van dergelijke projecten door ACM moeten worden opgenomen in de tarieven. EZ wijzigt de wet. Beschermen tegen mogelijke invloeden van buitenaf wordt expliciet als taak in de E-wet opgenomen per 1-1-2014;

- TenneT stuurt medio 2014 een brief aan ACM om voldoende waarborgen te verkrijgen voor een volledige en tijdige vergoeding van de efficiënt te maken kosten van de investeringsprojecten. Het gaat deels om het direct kunnen terugverdienen van bepaalde componenten (reservetransformatoren en noodlijnen) die worden aangehouden als strategische herstellvoorraad. TenneT's analyse is dat de huidige verslaggevingsregels het mogelijk maken dat deze componenten direct bij de initiële aanschaf kunnen worden geactiveerd als materieel vast actief. Daarnaast zouden de kosten van het investeringsprogramma geen onderdeel mogen worden van de generieke benchmark omdat dan onvoldoende rekening kan worden gehouden met het specifieke karakter van deze investeringen en de meerkosten van deze projecten;
- ACM reageert eind december 2014. Vooralsnog ziet de organisatie geen problemen. Ze kan vooraf geen waarborgen afgeven, maar wil de problematiek wel onderzoeken bij de voorbereiding voor de volgende reguleringsperiode.

De maatregelen die TenneT neemt ter bescherming tegen invloeden van buitenaf zijn:

- beveiligingsmaatregelen in het kader van goed huisvaderschap (TenSec en Koperslag);
- beveiligingsmaatregelen tegen terrorisme (TenTer);
 - fysieke maatregelen voor stations en control/data-centra;
 - digitale beveiligingsmaatregelen van IT-systemen;
 - organisatorische maatregelen (screening, compartimentering);
 - het aanhouden van strategische herstel capaciteit, die ingezet kan worden om impact van een terroristische aanslag significant te reduceren.

Omdat het een wettelijke taak voor TenneT is en TenneT de noodzaak van de investeringsprojecten onderschrijft, is het een logisch vervolg de investeringsprojecten uit te voeren. TenneT is in het kader van de voorbereiding van de volgende reguleringsperiode in overleg met ACM om vast te stellen hoe de zekerheden voor een volledige vergoeding van de efficiënte kosten kunnen worden bereikt.

9.1.2 Meetinstrumentarium

TenneT borgt de kwaliteit van de transportdienst met behulp van een door de gezamenlijke netbeheerders onderling ontwikkeld en vastgesteld 'Power Quality'-monitoringsysteem. Op 23 juni 2015 is door een onafhankelijk bureau het jaarlijkse landelijke rapport 'Spanningskwaliteit in Nederland, resultaten 2014' over de kwaliteit van de transportdienst. Het rapport is gepubliceerd in opdracht van brancheorganisatie

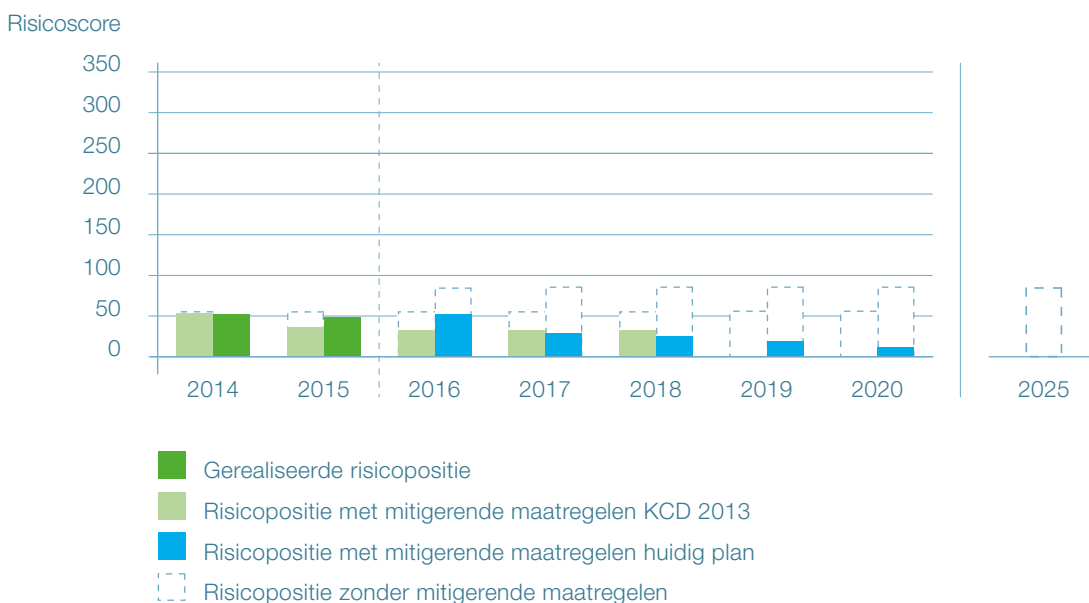
Netbeheer Nederland en heeft betrekking op de spanningskwaliteit in de laag-, midden-, hoog- en extra hoogspanningsnetten.

Met betrekking tot het meten van de spanningskwaliteit heeft ACM in 2015 het plan van aanpak van TenneT goedgekeurd waarbij het aantal meetlocaties in het 220/380kV- en 110/150kV-net wordt uitgebreid van 37 naar 100 locaties. Hierdoor zullen alle klanten van TenneT, met uitzondering van de regionale netbeheerders, direct bemeten worden.

Andere knelpunten met betrekking tot het meetinstrumentarium zijn het niet comptabel kunnen meten op enkele grensstations en onderstations van regionale netbeheerders. Om deze knelpunten op te lossen worden comptabele meetinstrumenten geïnstalleerd op deze locaties.

Tabel 9-1

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Beschermen tegen invloeden van buitenaf	Diefstal en vernieling	10 - 100	Bestaand	TenSec, Koperslag, TenTer	2022	(Pre-)realisatie
Meetinstrumentarium	Niet comptabel meten RNB's	0,1 - 1	Bestaand	Realiseren comptabele metingen	2031	Pre-realisatie
	Niet comptabel meten grensovergang	1 - 10	Bestaand	Realiseren comptabele metingen	2016	Realisatie
	Niet comptabel meten RNB Zeeland	1 - 10	Nieuw	Realiseren comptabele metingen	2017	Realisatie
	Ontbreken meetpunten stations	1 - 10	Bestaand	SCADA metingen	2015	Realisatie
	Niet voldoen aan ACM eisen voor meten spanningskwaliteit	10 - 100	Nieuw	Meten spanningskwaliteit	2016	Realisatie
Telecommunicatie	Koppeling via SCADA systemen van RNB	10 - 100	Bestaand	Aanleg multifunctionele fiber infrastructuur	2016	Realisatie
	Uitvallen datacommunicatie	10 - 100	Nieuw	Aanleg multifunctionele fiber infrastructuur en telecom kantaansluiting	2017	Realisatie
Overig	Ontvreemde bliksemendraad	1 - 10	Bestaand	Herstelwerkzaamheden	2016	Pre-realisatie
	Aardbevingen	0,1 - 1	Nieuw	Risico (voorlopig) geaccepteerd	-	-
	Hoge stap- en aanraakspanning	1 - 10	Bestaand	Uitbreiding veiligheidsaardingen	2017	Realisatie



Figuur 9-1 Ontwikkeling van de risicopositie voor functionaliteitsuitbreidingen

9.1.3 Telecommunicatie

Knelpunten met betrekking tot de telecommunicatie-infrastructuur zijn de koppeling met de SCADA-systemen van de regionale netbeheerders en het uitvallen van data-communicatie met klanten en stations. Deze knelpunten worden gemitigeerd door het aanleggen van een glasvezelinfrastructuur.

verschil tussen beide risicoprofielen te verklaren door onderstaande drie factoren.

De gerealiseerde risicopositie in 2015 is hoger dan voorzien in het KCD 2013, dit wordt voornamelijk verklaard door het nieuwe knelpunt 'Niet voldoen aan ACM eisen voor meten spanningskwaliteit', dat in 2016 gemitigeerd wordt.

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 sterk dalend risicoprofiel voor de komende zes jaar en een te verwaarlozen risico in de daarop volgende jaren.

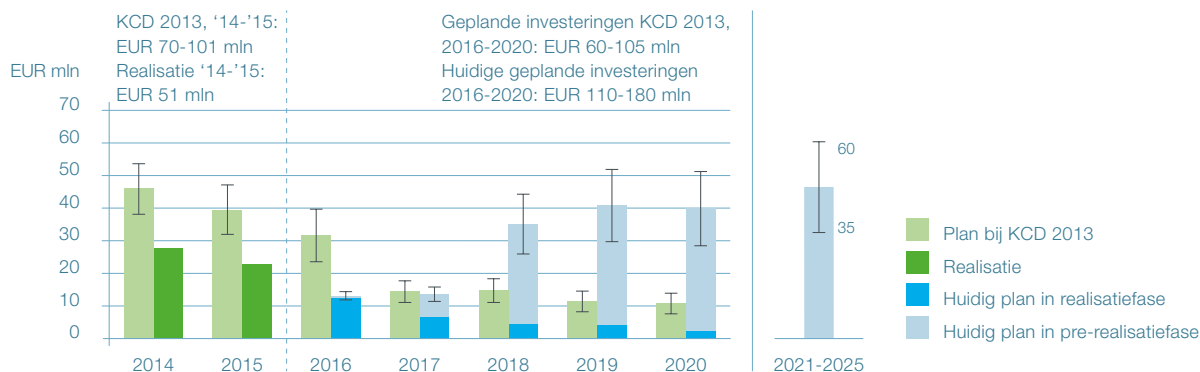
Netto toevoeging van knelpunten

Sinds het KCD 2013 zijn enkele nieuwe knelpunten geconstateerd, wat leidt tot een stijging van het risico in 2016. Deze stijging wordt vooral veroorzaakt door het risico op mogelijk uitvallen van de datacommunicatie met klanten en stations als gevolg van beëindiging van bestaande overeenkomsten voor telecommunicatieverbindingen. Daarnaast zorgt de nieuwe inschatting van het mogelijke effect van aardbevingen in de provincie Groningen op de assets van TenneT voor een beperkte stijging van het risicoprofiel.

Het risicoprofiel op basis van de knelpunten gerelateerd aan de investeringen in functionaliteit laat in dit Investeringsplan een latere en meer geleidelijke afname zien dan in het KCD 2013. De meer geleidelijke afname wordt veroorzaakt doordat in het huidige risicoprofiel een afname van het risico als gevolg van het rekening houden met het voortschrijdend oplossen van knelpunten in grootschalige programma's (zie paragraaf 2.3.2) ook in ogenschouw wordt genomen. Dit levert een meer realistisch verloop op van het daadwerkelijke risicoprofiel. Daarnaast is het

Netto stijging in de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten

Sinds het KCD 2013 zijn er enkele kleine aanpassingen van risico-inschattingen geweest. Deze hebben echter nauwelijks effect op het risicoprofiel gehad.



Figuur 9-2 Investeringsvolume functionaliteitsuitbreidingen

Netto vertraging in de mitigatie van eerder geïdentificeerde knelpunten.

De projecten die zijn gedefinieerd om eerder geïdentificeerde knelpunten te mitigeren kennen gemiddeld een lichte vertraging. Daarmee leiden ze tot een netto stijging van het risicoprofiel in de periode 2019 – 2021. De belangrijkste aanleiding is de latere oplevering van de projecten ten behoeve van de fysieke beveiliging van stations (zie paragraaf 9.3.2).

9.3 Investerings

9.3.1 Algemeen

Het investeringsportfolio 2016-2020 neemt flink toe ten opzichte van het KCD 2013. Deze

toename wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door vertraging in bestaande projecten en initiatie van nieuwe projecten. Door wijziging van de Netcode⁴⁴ wordt het programma 'Realiseren comptabele meting' nu gefaseerd uitgevoerd tot eind 2029 en schuiven de kosten naar latere jaren door. De oorspronkelijke einddatum lag op eind 2021. De vertraging van dit programma heeft nauwelijks invloed op het risicoprofiel.

De nieuwe projecten zijn een gevolg van scope-uitbreidingen van de bestaande projecten TenSec 2.0 en Koperslag, die onderdeel zijn van het technisch cluster Bescherming tegen invloeden van buitenaf

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 wordt strategische herstelcapaciteit aangehouden.

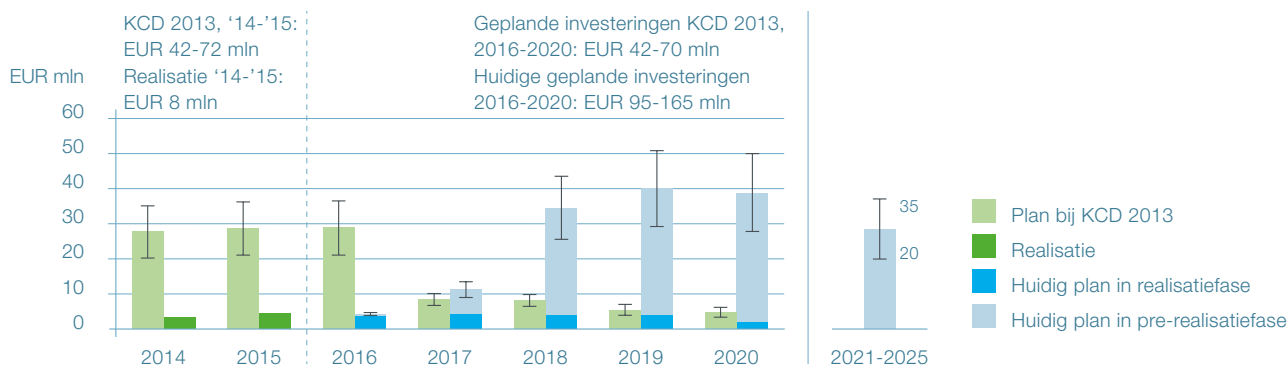
De scope van dit cluster is:

- beveiligingsmaatregelen in het kader van goed huisvaderschap (TenSec en Koperslag);
- beveiligingsmaatregelen tegen terrorisme (TenTer), waaronder het aanhouden van een strategische herstelcapaciteit.

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	24	2020
TenSec 2.0 Fase 2	25	2022
Koperslag	10	2022
TenTer (ballistische bescherming en aanrijbeveiliging)	33	2024
TenTer (strategische herstelcapaciteit)	80	2020
Totaal cluster Breukelen	176	

⁴⁴ Wijziging van artikel 7.3.6 van de Netcode op 22 januari 2013



Figuur 9-3 Investeringsvolume technisch cluster Bescherming tegen invloeden van buitenaf

De realisatie in 2014 en 2015 omvat slechts 10% van de geplande investeringen. Het plaatsen van nieuwe hekwerken rond 13 stations is afgerond en de pilots voor het project TenSec 2.0 zijn begonnen. Als gevolg van (tijdelijke) onduidelijkheid over de vergoedingsregeling voor maatregelen ter bescherming tegen invloeden van buitenaf (die nu lijkt te zijn weggenomen), zijn de investeringsbesluiten enigszins verschoven in de tijd. De bestaande projecten zijn hierdoor vertraagd, waarbij het project Strategische herstelcapaciteit (EUR 80 m) de grootste financiële impact heeft: van EUR 5 mln in 2014 en EUR 25 mln per jaar in 2014 tot en met 2016, naar nu EUR 5 mln in 2017 en EUR 25 mln per jaar in 2018 tot en met 2020. TenTer schuift twee jaar, waardoor EUR 13 mln verdwijnt uit 2015 en 2016 en terugkomt in 2020 en 2021.

Het door EZ opgestelde pakket van eisen bevatte ook een gedetailleerde (STG-geclassificeerde) lijst met digitale beveiligingsmaatregelen van IT-systemen. Deze lijst is onder te verdelen in organisatorische, personele, netwerk-technische, softwarematige, operationele, autoriserende, fysieke, redundante, reactieve, aan derden op te leggen en controlerende maatregelen. Enkele van deze maatregelen zijn nog niet (volledig) ingevoerd, de redenen hiervoor zijn onder andere:

- Veranderingen zijn meegenomen in bestaande upgradetrajecten met een langere doorloop;

- Er is gekozen voor andere mitigerende maatregelen;
- Bewuste keuze, bijvoorbeeld omdat TenneT een maatregel wettelijk niet mag uitvoeren.

Sinds het KCD 2013 heeft een verfijningsslag plaatsgevonden om een betere inschatting te kunnen maken van de omvang van het maatschappelijk belang van een station. Op basis van deze uitkomsten is het bestaande TenSec-programma met een aantal locaties uitgebreid (+ EUR 10 mln per jaar in 2018 en 2019). Tevens is de maatregel tegen koperdiefstallen aangepast (andersoortige camera-bewaking) en is de scope van dit project (Koperslag) noodzakelijkerwijs uitgebreid van een aantal stations in district Zuid naar alle soortgelijke stations in Nederland. Dit leidt tot een beoogde toename van het investeringsvolume van EUR 9 mln per jaar in 2016 tot en met 2019.

9.3.3 Opgeleverde projecten

Het project SCADA-metingen is in 2015 opgeleverd binnen het in KCD 2013 geraamde budget van circa EUR 1 mln, maar wel met een vertraging van een jaar. Deze vertraging is een gevolg van de vertraging van het project Aanleg Multifunctionele Fiber Infrastructuren (AMFI), dat de infrastructuur verzorgt waar de SCADA-apparatuur op aangesloten moest worden.

9.3.4 Bestaande projecten in de realisatiefase

De volgende projecten bestonden al in KCD 2013 en zullen in 2016 afgerond worden:

- Delft, plaatsen noodstroomaggregaat⁴⁵
- Buitenlandmetingen
- Meten spanningskwaliteit
- Aanleg Multifunctionele Fiber Infrastructuren (AMFI)

De volgende projecten worden in 2017 afgerond:

- Diverse stations, uitbreiding met veiligheidsaarding
- Realiseren comptabele meting DNWB (GS Zuid)
- Datacommunicatie klantaansluitingen

De gezamenlijke begroting voor deze projecten bedroeg EUR 52 mln in KCD 2013 en EUR 70 mln nu. De toename qua investeringsvolume met EUR 18 mln betreft de projecten AMFI (+ EUR 13 m), Meten Spanningskwaliteit (+ EUR 3 m) en Diverse stations, uitbreiding met veiligheidsaarding (+ EUR 2 m).

Het programma AMFI heeft tot doel knelpunten met betrekking tot 'Schade door koppeling met SCADA-systemen RNB's' en 'Uitvallen datacommunicatie'⁴⁶ te mitigeren. AMFI behelst het creëren van redundante glasvezelringen naar de 110/150kV-stations, die gekoppeld worden aan de bestaande glasvezel-backbone in het 220/380kV-net. Het grootste deel van de infrastructuur wordt meerjarig gehuurd van marktpartijen op basis van zogenoemde 'dark fiber'. De tracés van de stations naar het dichtstbijzijnde kabeltracé van de betreffende marktpartij wordt door TenneT zelf aangelegd.

In het KCD 2013 was het AMFI-programma begroot op EUR 43 mln en voorzien eind 2014 afgerond te zijn. De beheersbaarheid van de planning is echter zeer complex gebleken. Bij onvoorziene vertraging in één van de processtappen, bijvoorbeeld het verkrijgen van

grondzakelijke rechten en vergunningen, ontstond veelal effect op de andere processtappen, waardoor herplanning noodzakelijk was. Uiteindelijk heeft dit geleid tot een vertraging van drie kwartalen. Tevens zijn de kosten met EUR 13 mln gestegen tot een totaal van EUR 56 mln. Deze stijging is op hoofdlijnen veroorzaakt door:

- + EUR 3 m: extra kosten door projectverlenging, voornamelijk projectmanagement en de langere huur van verbindingen;
- + EUR 3 m: extra kosten door scope-uitbreiding, onder meer het amoveren van oude telecomapparatuur binnen dit project en het aansluiten van het nieuwe station Waarderpolder;
- + EUR 4 m: toename als gevolg van extra aanpassingen van de op stations aanwezige apparatuur, die bij inrichting niet voldeed aan de gestelde eisen om overname mogelijk te maken;
- + EUR 3 m: hogere kosten bij nacalculatie. De vooraf ingeschatte eenheidsprijzen bleken te laag, onder meer vanwege de hogere direct doorbelaste kosten voor degeneratie, leges en gebruik van grond. Tevens bleek de gemiddelde verbinding circa 10% langer te zijn, vooral doordat er op last van bevoegd gezag andere tracés gevolgd moesten worden.

Voor het project Meten Spanningskwaliteit was ten tijde van het KCD 2013 de inbedrijfnamedatum gesteld op Q3 2015. De gewenste datum van de ACM waarbij alle meters geplaatst moeten zijn was Q1 2015, echter in een brief⁴⁷ aan ACM in 2014 werd al aangegeven dat deze datum niet haalbaar bleek. Er is wel toegezegd dat in Q3 2015 nagenoeg alle meters geplaatst en in bedrijf konden zijn – op meters na die geplaatst worden bij speciale projecten en meters waarbij een nieuwe meetvormer geplaatst moet worden. Later is de inschatting (nu inclusief het plaatsen van de gewenste meetvormers) bijgesteld naar 2016, waarbij

⁴⁵ Deze maatregel staat niet in Tabel 9-1, omdat dit project niet risico-gedreven is, maar uitgevoerd is conform interne beleidsrichtlijn.

⁴⁶ Dit knelpunt wordt ook gedeeltelijk gemitigeerd door het vervangingsproject Telecom Klantaansluitingen.

⁴⁷ Brief met kenmerk CR NL 14-084 d.d. 23-12-2014.

de afhankelijkheid van het verkrijgen van voorziene niet-beschikbaarheid (VNB) meegenomen is.

Wat betreft de kostenraming is er ook een verschil tussen de huidige situatie en het KCD 2013. In lijn met de verschuiving van de inbedrijfnamedatum is circa EUR 1 mln doorgeschoven naar 2016. Verder zijn de kosten met circa EUR 3 mln gestegen doordat in het huidige investeringsvolume de meters voor de speciale projecten, een extra aantal meters als gevolg van de opdracht van de ACM, en de RC-delers zijn meegenomen, terwijl dit in 2013 nog niet het geval was.

De toename van EUR 2 mln in het project Veiligheidsaarding is een gevolg van minder hergebruik van bestaande aardnetten en uitbreiding van de scope als gevolg van aanvullende veiligheidseisen.

9.3.5 Bestaande projecten in de pre-realisatiefase

Het programma Realiseren Comptabel meten bevindt zich in de pre-realisatiefase. De totale kostenraming is onveranderd gebleven (EUR 50 mln, inclusief EUR 2 mln voor het project Comptabele meting DNWB dat al in realisatie is), maar als gevolg van een gefaseerde aanpak (zie ook paragraaf 9.3.1) zijn de kosten verschoven naar 2018-2028.

9.3.6 Stopgezette projecten

Het project Aanpassen veiligheidsborden hoogspanningsmasten Liander, Enexis en Enduris is vervallen. Het knelpunt is gemitigeerd door de op de borden vermelde telefoonnummers door te schakelen naar de meldkamer van TenneT. Aanpassing en vervanging van de betreffende borden zal verder in het reguliere onderhouds- en vervangingsproces opgepakt worden.

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 conform de Health Index-methode (zie paragraaf 2.3). Aangezien de belangrijkste inspecties eens per zes jaar plaatsvinden, is er nu meer inzicht in de toestand van de componenten dan tijdens het opstellen van het KCD 2013 en zal dit inzicht de komende jaren verder toenemen.

De belangrijkste conclusie is dat meer componenten zich in een matige of onvoldoende toestand bevinden dan op basis van eerdere aannames was geschat, waardoor het noodzakelijk is om de snelheid van vervangingen te verhogen. Dit geldt in het 220/380V-net vooral voor vermogenstransformatoren en instrumentatietransformatoren, en in het 110/150kV-net voor instrumentatietransformatoren, scheiders, aarders, uitwendige gasdruk kabels en oliegevulde kabels.

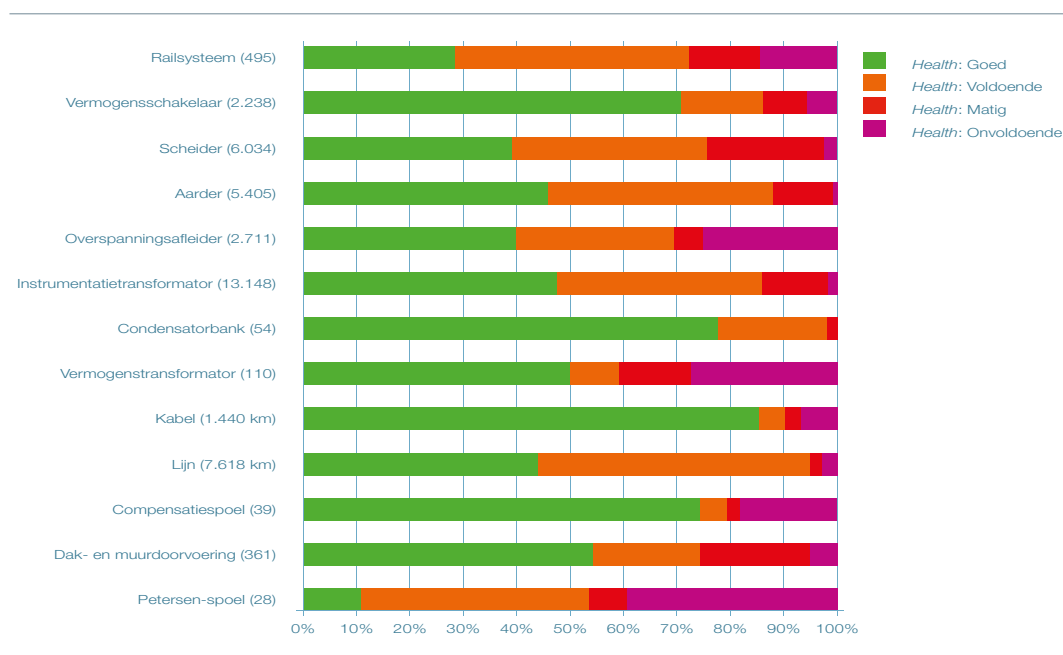
Momenteel zijn secundaire en tertiaire componenten niet opgenomen in de Health Index. Bronnen voor het beoordelen van de toestand van deze componenten zijn het analyseren van informatie uit storingsdata, uitkomsten van onderzoeken aan specifieke componenten en

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).

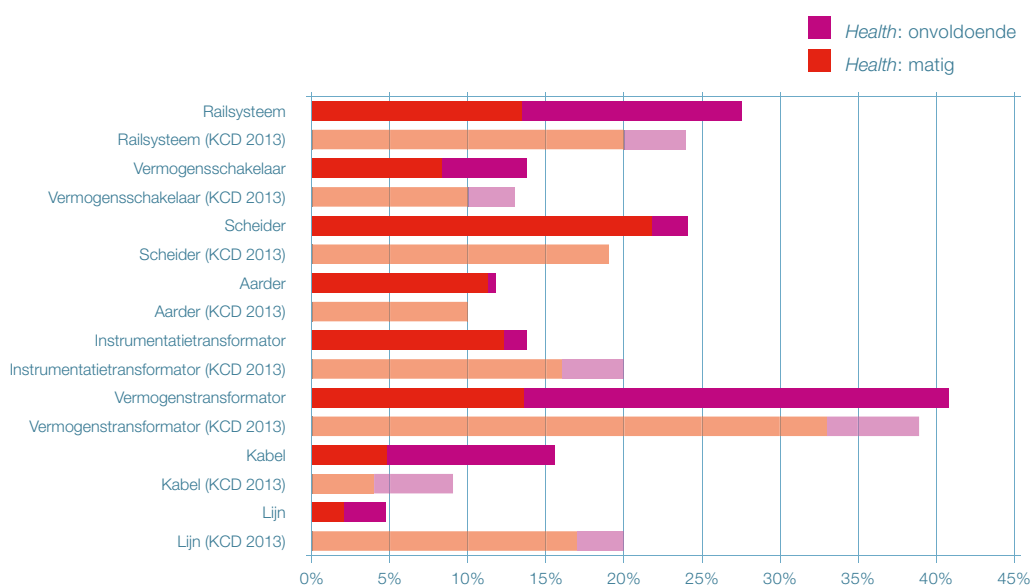
10.1 Nut en noodzaak van vervangingsinvesteringen

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).



Figuur 10-1 Conditie van de primaire componenten op basis van de Health Index (met tussen haakjes het totaal aantal componenten, en voor kabels en lijnen, het totaal aantal kilometers)



Figuur 10.2 Vergelijking van de componenten met matige en onvoldoende conditie met KCD 2013 ^{48,49}

Bij de vergelijking van de scores van de huidige Health Index met de scores in het KCD 2013 (Figuur 10-2) dient rekening gehouden te worden met het toenemende inzicht in de conditie van de componenten en de voortgang van vervangingsprojecten. In het algemeen geldt dat een verslechterde conditie het gevolg is van het toenemende inzicht in de werkelijke status van een component en een verbeterde conditie het gevolg is van de vervanging van componenten. Het aantal instrumentatietransformatoren met onvoldoende conditie neemt bijvoorbeeld af door het in realisatie zijnde vervangingsprogramma. Bij vermogenstransformatoren is aan de hand van uitgebreide inspectie meer inzicht ontstaan in de werkelijke status, waardoor er een verschuiving plaatsvindt van matige naar onvoldoende conditie. Betere analyses moeten op deze manier leiden tot gericht ingrijpen (ofwel risicogebaseerd assetmanagement), met als doel een bepaalde performance van het net te kunnen garanderen.

Railsystemen

Recente conditiebepalingen leiden tot een toename van het percentage railsystemen met

een onvoldoende conditie. De railsystemen met een matige of onvoldoende conditie bevinden zich allemaal in het 110/150kV-net. Door veroudering is de mechanische sterkte van de steunisatoren afgenomen, waardoor de kortsluitvastheid in gevaar komt. Steunisatoren 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. Als railscheiding niet mogelijk is, dient een provisorium gebouwd te worden.

Vermogensschakelaars

Als gevolg van veroudering heeft een deel van de populatie vermogensschakelaars een matige of onvoldoende conditie. Dit uit zich onder andere in een verhoogde contactovergangsweerstand, waardoor oververhitting kan ontstaan bij het afschakelen van kortsluitstromen. Een ander mogelijk gevolg van veroudering is lekkage, waardoor onterechte uitschakeling door drukverlies kan ontstaan. Voor de vermogensschakelaars met een hoge leeftijd en een verhoogde faalkans zijn vervangingsprojecten geïnitieerd. De vervangingsprojecten voor de in

⁴⁸ Overspanningsafleiders, condensatorbanken, compensatiespoelen, dak- en muurdoorvoeringen en Petersen-spoelen waren niet opgenomen in de Health Index in het KCD 2013, waardoor een vergelijking niet mogelijk is.

⁴⁹ De getallen uit het KCD 2013 bevatten ook de componenten die onderdeel zijn van het CBL Liander. Deze zijn verwijderd uit de getallen voor dit Investeringsplan. Het effect op de Health Index scores is beperkt.

het KCD 2013 weergegeven vermogensschakelaars met onvoldoende conditie zijn op dit moment in realisatie.

Scheiders en aarders

Vanwege veroudering van contacten, aandrijvingen en signaleringen is de toestand van scheiders en aarders verslechterd, wat tot veiligheidsissues leidt. Om de toestand van scheiders en aarders te verbeteren zijn verschillende projecten gestart, waarbij de nadruk de komende vijf jaar ligt op het vervangen van de slechtste deelpopulaties.

Overspanningsafleiders

(niet in Health Index KCD 2013)

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 meest kritische populatie overspanningsafleiders (type BBC) met een onvoldoende conditie hebben een verhoogde faalkans en worden daarom uiterlijk 2016 vervangen.

Instrumentatietransformatoren

Instrumentatietransformatoren die in het KCD 2013 een onvoldoende conditie hadden, zijn grotendeels vervangen. Voor de resterende populatie is uit een intensief meetprogramma gebleken dat er nog verschillende verouderde instrumentatietransformatoren zijn met een verhoogde kans op doorslag als gevolg van een hoger vochtgehalte in de olie door lekkage. Er is een landelijk programma om deze verouderde instrumentatietransformatoren met voorrang te vervangen.

Condensatorbanken

(niet in Health Index KCD 2013)

De huidige toestand van condensatorbanken geeft geen aanleiding voor spoedige vervangingen. Het vervangen van condensatorbanken is alleen in de prognose voor 2021-2025 meegenomen.

Vermogenstransformatoren

Bij vermogenstransformatoren is aan de hand van uitgebreide inspectie meer inzicht ontstaan in de werkelijke status, waardoor er een verschuiving plaatsvindt van matige naar onvoldoende conditie. De veroudering van belangrijke onderdelen in transformatoren zoals doorvoeringen en regelschakelaars kan leiden tot faalgedrag. Meest kritisch zijn 30 vermogens-transformatoren in het 220/380kV-net die de komende vijf jaar worden vervangen. Bij de afweging om transformatoren te vervangen wordt ook rekening gehouden met de eisen van lokale regelgeving (zoals omgevingsvergunningen met betrekking tot geluid).

Kabels

Een verhoogde faalkans van uitwendige-gasdruk-(UGD-)kabels en oliedrukkabels leidt tot een groter percentage kabels met onvoldoende conditie. Deze faalkans is bepaald op basis van kennis over het isolatiemateriaal, de productiewijze en de leeftijd, en door middel van storingsanalyses. UGD kabels zijn zeer compacte kabels, gebaseerd op een uitwendig gasdruksysteem en een inwendige papier-olie-isolatie. Door 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 dubbele storing toe bij uitlopers die bestaan uit twee kabels. Bij vervanging wordt altijd rekening gehouden met toekomstige capaciteitsbehoeftes.

Lijnen en masten

Het aantal lijnen en masten met matige conditie is afgenomen ten opzichte van het KCD 2013 doordat een aantal mastfunderingen is gerenoveerd. De huidige fractie met matige conditie betreft masten met een bouwjaar rond 1950, waarvoor eveneens renovatie van de mastfundatie vereist is. 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. Hier versterkt TenneT de fundatie en vindt frequentere inspectie plaats om de stabiliteit van de bodem te controleren.

Bij een aantal lijnen moeten de isolatoren en trillingsdempers vervangen worden om te borgen 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.

Compensatiespoelen

(niet in Health Index KCD 2013)

Er is sprake van veroudering van compensatiespoelen, waardoor vooral in het 220/380kV-net een deel van de populatie een onvoldoende conditie heeft. Bij het niet-functioneren van compensatiespoelen kan de blindstroombalans en daarmee de netspanning in delen van het net niet gehandhaafd worden. Het vervangingsprogramma dat in het KCD 2013 was benoemd, wordt opgeschaald op basis van de aanvullende informatie uit de Health Index. Bij vervanging wordt rekening gehouden met toekomstige behoefte aan blindstroomcompensatie.

Dak- en muurdoorvoeringen

(niet in Health Index KCD 2013)

Een deel van de dak- en muurdoorvoeringen in het 110/150kV-net heeft een matige of onvoldoende conditie. Door veroudering kunnen hier één-fase-aardsluitingen ontstaan. De komende jaren gaat TenneT door met vervangingen om de toestand van deze dak- en muurdoorvoeringen verder te verbeteren.

Petersen-spoelen

(niet in Health Index KCD 2013)

In het 150kV-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. Bij destructief falen kan de éénfasekortsluitstroom te hoog oplopen, met als gevolg beschadiging van primaire componenten die hier niet voor zijn uitgelegd. Door de geografische verspreiding van Petersen-spoelen en de aard van een mogelijke

storing zijn de gevolgen niet exact te voorspellen. Aangezien regio Zuid overgaat op een star geaard net (zie paragraaf 7.5.2), zullen de Petersen-spoelen uiteindelijk overbodig worden. In de tussentijd vervangen we indien noodzakelijk enkele Petersen-spoelen met onvoldoende conditie.

10.1.2 Overige componenten: knelpunten en maatregelen

Voor de overige onderdelen van het hoogspanningsnet, waaronder secundaire en tertiaire componenten, zijn geen Health Index-scores beschikbaar. De conditie van deze componenten wordt bepaald uit bijvoorbeeld reguliere inspecties, specifieke vervolgininspecties, storingsdata en/of nieuwe informatie van leveranciers.

Secundair (besturing en beveiliging)

TenneT staat de komende jaren voor de uitvoering van een grootschalige vervangingsgolf van de besturing en beveiliging van primaire componenten. 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 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).

Tertiair (telecommunicatie, gebouwen en aardsystemen)

Het telecommunicatienetwerk van TenneT wordt gebruikt voor het transporteren van data tussen hoogspanningsstations en het Landelijk Besturingscentrum (LBC), en tussen hoogspanningsstations onderling. Het netwerk wordt gebruikt voor beveiliging van het hoogspanningsnet en de overdracht van meetinformatie, maar ook voor telefoniediensten en camerabewaking. Op het moment is de bandbreedte van het telecommunicatienetwerk toereikend, onder meer door het uitleggen van een glasvezelinfrastructuur voor het 110/150kV-

net (project AMFI, zie hoofdstuk 9). TenneT verwacht een toename van de benodigde brandbreedte in de nabije toekomst, in het bijzonder in het telecommunicatienetwerk van het 380kV-net, door onder andere het aansluiten van windparken op zee.

De conditie van een deel van de gebouwen en terreinen is verslechterd door ouderdom en weers- en grondinvloeden. Voor de komende jaren worden diverse projecten geïnitieerd om gevaarlijke situaties voor mens en apparatuur te voorkomen.

Een aardsysteem van een station heeft als functie het voorkomen van te hoge stap- en aanraakspanningen, het voorkomen van schade tijdens kortsluiting of blikseminslag, en het laten functioneren van (de beveiliging van) het hoogspanningsnetwerk. Een onvoldoende doelmatig aardsysteem kan ontstaan door veroudering of door een toename van kortsluitvermogen. Dit leidt vooral tot een risico met betrekking tot de veiligheid van het personeel op het station en de leveringszekerheid.

GIS-installaties

Door veroudering lekken de GIS -installaties in de 150kV-stations Velsen en Rijswijk 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. Vanwege de ouderdom van de installatie is het vervangen van individuele componenten geen toekomstbestendige oplossing en dient de gehele installatie vervangen te worden.

Storingsvoorraad

Het doel van het aanleggen van een strategische storingsvoorraad is het verkorten van de hersteltijd van storingen waarbij de component niet meer gerepareerd kan worden. Dit bereiken we door een selectie van primaire en secundaire componenten op voorraad te houden, wat bijdraagt aan het verhogen van de leveringszekerheid.

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).

⁵⁰ Gas Insulated Substation (gas-geïsoleerde installatie)

⁵¹ Uitzonderingen zijn: 'Veroudering bliksemdraad TL-ZMB150' (categorie: overspanningsafleider, actueeldatum: 2019), 'Onvoldoende bandbreedte' (tertiair, 2017), en 'Veroudering VS deelpopulatie 220/380 kV' (vermogensschakelaar, 2020).

Tabel 10-1

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013	Oplappingsrichting	IBN-datum	Fase
Compensatiespoelen	Veroudering compensatiespoelen 380 kV	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen compensatiespoelen	2023	Pre-realiseratie
Dak- en Muurdoorvoeringen	Veroudering muur-doorvoeringen Dordrecht-Noord, Delft en Voorburg	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen muurdoorvoeringen	2023	Pre-realiseratie
GIS installaties	Veroudering BISEP installatie Amstelveen	1 - 10	Bestaand	Renoveren BISEP inclusief secundaire apparatuur	2017	Realisatie
GIS installaties	Veroudering BISEP installatie Venserweg	1 - 10	Bestaand	Venserweg, retrofit BISEP en renovatie secundair	2016	Realisatie
GIS installaties	Veroudering O-ringen BISEP installatie Sassenheim	1 - 10	Bestaand	Renovatie BISEP	2026	Pre-realiseratie
GIS installaties	Veroudering GIS Velsen	10 - 100	Nieuw	Vervangen GIS	2022	Pre-realiseratie
GIS installaties	Veroudering TRISEP installaties	1 - 10	Nieuw	Vervangen TRISEP	2020	Pre-realiseratie
GIS installaties	Lekkage TRISEP installatie Langerak	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen TRISEP	2020	Pre-realiseratie
Instrumentatie-transformatoren	Veroudering	10 - 100	Bestaand	Vervangen instrumentatie-transformatoren	2019	Realisatie
Kabels	Dubbele fout UGD uitloper Tilburg Noord - Tilburg Zuid	1 - 10	Bestaand	Uitbreiden met derde circuit	2019	(Pre)-realiseratie
Kabels	Dubbele fout UGD uitloper Woensdrecht - Bergen op Zoom	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2020	Pre-realiseratie
Kabels	Dubbele fout Enschede Vechtstraat - Enschede Wesselerbrink	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
Lijnen en masten	Veroudering verbinding Maasbracht - Born - Lutterade	1 - 10	Bestaand	Reviseren van de verbinding	2018	Pre-realiseratie
Lijnen en masten	Laaghangende geleiders Friesland, Flevoland en Gelderland	1 - 10	Bestaand	Herstel lage lijnen	2017	Realisatie
Lijnen en masten	Kwaliteit mastfundatie	1 - 10	Bestaand	Herstelwerkzaamheden	2021	Realisatie
Lijnen en masten	Laaghangende geleiders regio Noord	10 - 100	Bestaand	Verhogen geïdentificeerde geleiders	2017	Realisatie
Lijnen en masten	Laaghangende geleiders regio Zuid	1 - 10	Bestaand	Verhogen geïdentificeerde geleiders	2017	Realisatie
Lijnen en masten	Onvoldoende capaciteit door veroudering Alblasserdam - Arkel	0,1 - 1	Nieuw	Renovatie	2023	Pre-realiseratie
Lijnen en masten	Verzakking nabij Terwindselen-Schoonbron-Limmel	10 - 100	Nieuw	Caverne dichtmaken	2016	Pre-realiseratie
Lijnen en masten	Veroudering bliksemdraad Tiel-Zaltbommel	0,1 - 1	Nieuw	Lijnrenovatie	2023	Pre-realiseratie
Lijnen en masten	Veroudering mastfundaties Groningen Hunze - Gasselte Kraanlanden	0,1 - 1	Nieuw	Renovatie	2023	Pre-realiseratie
Lijnen en masten	Veroudering Tilburg Noord-Tilburg	0,1 - 1	Nieuw	Lijnrenovatie	2023	Pre-realiseratie

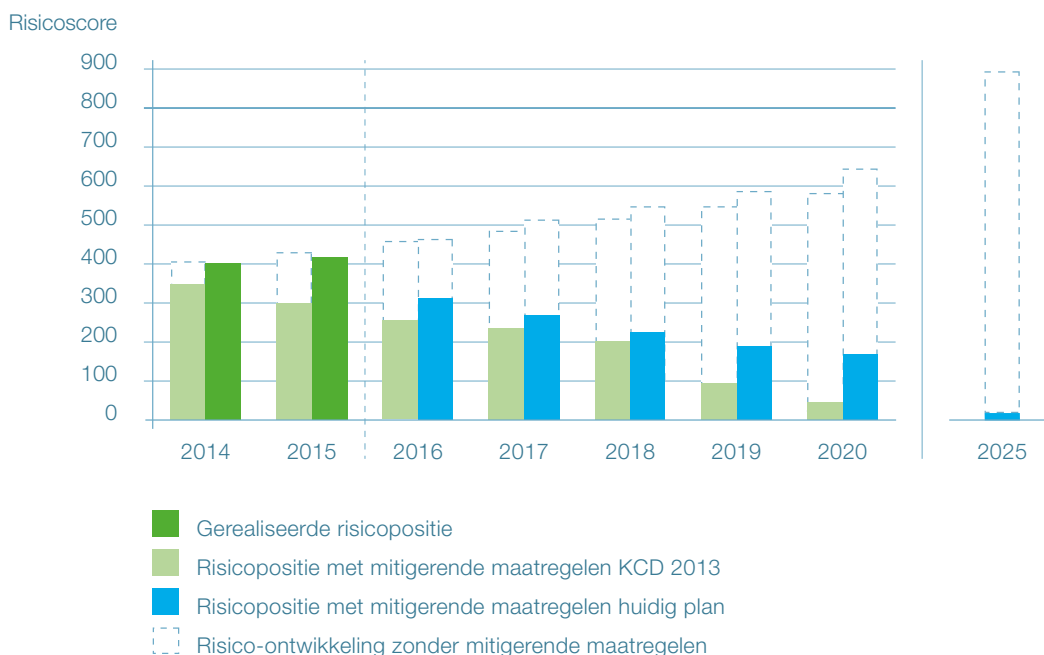
Tabel 10-1 (vervolg)

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Lijnen en masten	Kwaliteit mastfundatie door zoutcaverne Twente	1 - 10	Nieuw	In onderzoek	-	-*
Overspanningsafleiders	Veroudering BBC	1 - 10	Bestaand	Vervangen overspanningsafleiders	2016	Realisatie
Overspanningsafleiders	Veroudering 193 overspanningsafleiders	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen overspanningsafleiders	2023	Pre-realiseratie
Petersen-spoelen	Veroudering Petersen-spoelen 150 kV	10 - 100	Nieuw	Vervangen verouderde Peterspoelen	2021	Pre-realiseratie
Railsystemen	Veroudering steunisolatoren Krimpen	10 - 100	Bestaand	Vervangen dubbelrail GIS	2019	Realisatie
Scheiders en aarders	Kortsluitvastheid scheider en aarder	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2017	Realisatie
Scheiders en aarders	Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
Scheiders en aarders	Veroudering handbediende scheider-aarders 110 kV	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2017	Realisatie
Scheiders en aarders	Veroudering Hapam	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2021	(Pre)-realiseratie
Scheiders en aarders	Veroudering 110-150 kV	10 - 100	Nieuw	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
Scheiders en aarders	Veroudering 220-380 kV	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
Scheiders en aarders	Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders 150 kV	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2027	Pre-realiseratie
Secundair	Veroudering Eemshaven	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2016	Realisatie
Secundair	Veroudering besturing 220/380 kV	1 - 10	Bestaand	RenSec	2019	Realisatie
Secundair	Veroudering stations Zuid-Holland 150 kV	1 - 10	Bestaand	RenSec	2017	Realisatie
Secundair	Veroudering Eindhoven Zuid	0,1 - 1	Bestaand	RenSec	2016	Realisatie
Secundair	Veroudering prioriteit 1	1 - 10	Bestaand	RenSec	2022	Realisatie
Secundair	Veroudering prioriteit 2	10 - 100	Bestaand	RenSec	2026	Pre-realiseratie
Secundair	Veroudering prioriteit 3	10 - 100	Bestaand	RenSec	2026	(Pre)-realiseratie
Secundair	Veroudering prioriteit 4	10 - 100	Bestaand	RenSec	2025	(Pre)-realiseratie
Secundair	Veroudering prioriteit 5 en 6	1 - 10	Bestaand	RenSec	2026	Pre-realiseratie
Secundair	Vertraagde afschakeling	10 - 100	Bestaand	RenSec	2026	(Pre)-realiseratie
Secundair	Veroudering prioriteit 0	1 - 10	Bestaand	RenSec	2019	Realisatie
Secundair	Veroudering en brandschade Enschede Vechtstraat	1 - 10	Bestaand	RenSec	2016	Realisatie
Secundair	Veroudering Utrecht Lage weide	0,1 - 1	Bestaand	RenSec	2021	Pre-realiseratie
Secundair	Kwaliteit meetsystemen	1 - 10	Nieuw	Vervangen meetinrichtingen	2023	Pre-realiseratie
Storingsvoorraad	Onvoldoende storingsvoorraad	10 - 100	Bestaand	Aanschaf strategische voorraad	2016	Realisatie

Tabel 10-1 (vervolg)

Samenvatting knelpunten, risico's, maatregelen en mitigatie						
Categorie	Risico	Risico-categorie	Status t.o.v. KCD 2013	Oplossingsrichting	IBN-datum	Fase
Tertiair	Verzakking grond Krimpen	0,1 - 1	Bestaand	Reconstructie en zettingsvrij maken verharding	2016	Realisatie
Tertiair	Lekkage daken stations	1 - 10	Bestaand	Vervangen dakbedekking	2016	Realisatie
Tertiair	Veroudering gelijkstroominrichting	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2016	Realisatie
Tertiair	Ontbreken (calamiteiten)telefonie	1 - 10	Bestaand	Vervangen en aanleggen van bedrijfstelefonie	2016	Realisatie
Tertiair	Civiele inrichting diverse stations	1 - 10	Nieuw	Bouwkundige aanpassingen	2023	Pre-realiseratie
Tertiair	Onvoldoende bandbreedte	10 - 100	Nieuw	Vervangen telecommunicatiesystemen	2023	Pre-realiseratie
Tertiair	Onvoldoende doelmatige aardsystemen	1 - 10	Nieuw	Vervangen aardsystemen	2023	Pre-realiseratie
Vermogensschakelaar en secundair	Dubbele fout bij Eemshaven en Eemshaven Oudeschip	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2016	Realisatie
Vermogensschakelaars	Veroudering type Merlin Gerin FA1	1 - 10	Bestaand	Reviseren	2017	Realisatie
Vermogensschakelaars	Veroudering type oliegebluste VS Oerlikon en Delle	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2030	(Pre)-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering luchtgebluste VS	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering oliegebluste of pneumatisch gedreven VS	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2020	Realisatie
Vermogensschakelaars	Veroudering deelpopulatie Delle PK2B ketel 1 uitvoering	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	(Pre)-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering deelpopulatie Merlin Gerin PPT87MH	0,1 - 1	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering deelpopulatie oliegebluste VS	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2021	(Pre)-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering GIS Rijswijk	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen GIS-installatie	2023	Pre-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering Merlin Gerin FA2	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2028	Pre-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering VS deelpopulatie 220/380 kV	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen	2026	Pre-realiseratie
Vermogensschakelaars	Veroudering Oerlikon	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen	2023	Pre-realiseratie
Vermogenstransformatoren	Veroudering 7 stuks vermogenstransformatoren	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2023	Pre-realiseratie
Vermogenstransformatoren	Veroudering Geertruidenberg	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
Vermogenstransformatoren	Veroudering Crayestein	1 - 10	Bestaand	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
Vermogenstransformatoren	Veroudering Krimpen	1 - 10	Nieuw	Vervangen	2021	Pre-realiseratie
Vermogenstransformatoren	Veroudering Zeijerveen en Louwsmeer	0,1 - 1	Nieuw	Vervangen	2023	Pre-realiseratie

* Op basis van wettelijke regelingen is de veroorzaker van bodembewegingen verantwoordelijk voor eventuele gevolgen hiervan. Gelet op het feit dat TenneT hier infrastructuur heeft, zal TenneT dit in overleg met de betreffende partij monitoren, en maatregelen nemen indien noodzakelijk.



Figuur 10-3 Ontwikkeling van de risicopositie voor vervangingen

Het risicoprofiel is gestegen ten opzichte van het risicoprofiel van het KCD 2013. Deze stijging is door drie factoren te verklaren, namelijk de netto toevoeging van knelpunten, een netto stijging van de risico-inschatting van eerder geïdentificeerde knelpunten en een netto vertraging in de mitigatie van eerder geïdentificeerde knelpunten.

Netto toevoeging van knelpunten

De netto stijging van het risicoprofiel in de periode 2016-2021 wordt grotendeels veroorzaakt door toevoeging van nieuwe knelpunten. De knelpunten die het meest bijdragen aan de risicoscore zijn de verouderde GIS-installatie te Velsen, veroudering van een subpopulatie van scheiders en aarders in het 110/150kV-net, en veroudering van Petersen-spoelen. De GIS-installatie geeft vooral een risico voor kwaliteit van levering, de scheiders en aarders voor veiligheid van personeel en de Petersen-spoelen hebben zowel impact op de kwaliteit van levering als op de veiligheid.

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 2013.

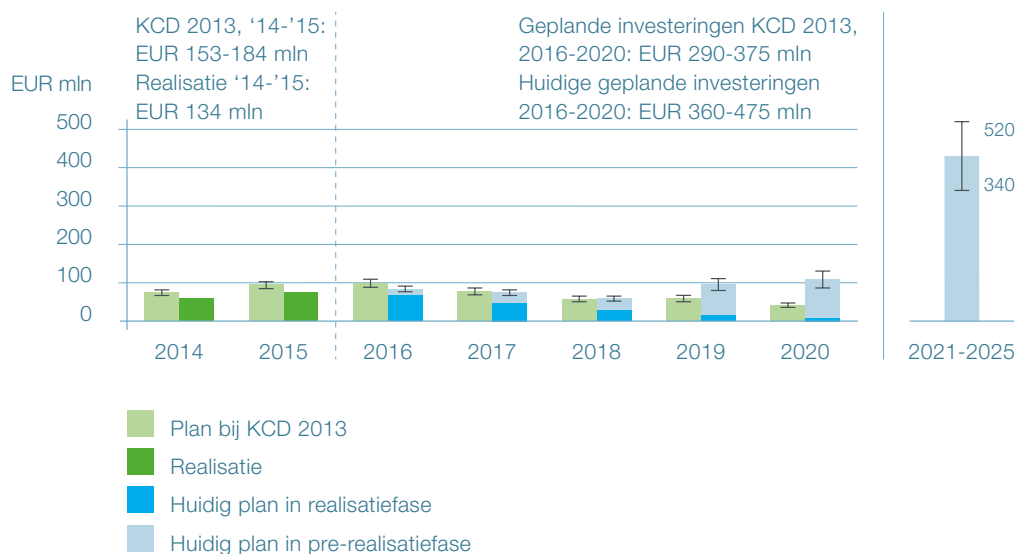
Netto vertraging in de mitigatie van de eerder geïdentificeerde knelpunten

In de periode tot en met 2018 worden sommige projecten eerder en andere later opgeleverd dan gepland in het KCD 2013, maar blijft de totale risicopositie identiek. De relatief grote verandering in risicopositie in 2019 wordt vooral verklaard door vertraging van projecten binnen het vervangingsprogramma voor secundaire installaties (RenSec), zie paragraaf 10.3.2.

10.3 Investeringsplan

10.3.1 Algemeen

De gerealiseerde uitgaven in 2014 en 2015 zijn 20% lager dan de geplande uitgaven voor die jaren. De belangrijkste reden hiervoor is de vertraging van de investeringen voor RenSec (paragraaf 10.3.2). Een andere belangrijke oorzaak is de verschuiving van de investeringen in de vervanging van het 150kV-station Krimpen door een dubbelrail GIS. Deze investeringen zijn verschoven van 2014 en 2015 naar 2017 en 2018, zie paragraaf 10.3.4.



Figuur 10-4 Investeringsvolume vervangingen

Het investeringsbudget neemt vanaf 2019 sterk toe. Voor het overgrote deel wordt deze toename veroorzaakt door nieuwe vervangingen die in pre-realisatie zijn. Deze nieuwe vervangingsprojecten bieden oplossingen voor knelpunten uit de nieuwe inzichten die de Health Index-systematiek biedt. Het belangrijkste nieuwe inzicht is dat de componenten in een slechtere conditie verkeren dan voorheen gedacht, waardoor het noodzakelijk is om de snelheid van vervanging te verhogen. Dit geldt in het 220/380kV-net vooral voor vermogens-transformatoren, instrumentatietransformatoren en overspanningsbeveiligingen, en in het 110/150kV-net voor instrumentatie-transformatoren, scheiders, aarders, uitwendige-gasdrukkeblen en oliegevlde kabelen. Naast de nieuwe vervangingsprojecten is er ook een verhogend effect op het investeringsvolume door vertragingen in bestaende vervangingsprojecten.

De vervangingsinvesteringen met de belangrijkste bijdrage aan de gewijzigde investeringsvolumes worden hierna toegelicht.

10.3.2 Renovaties Secundair (RenSec)

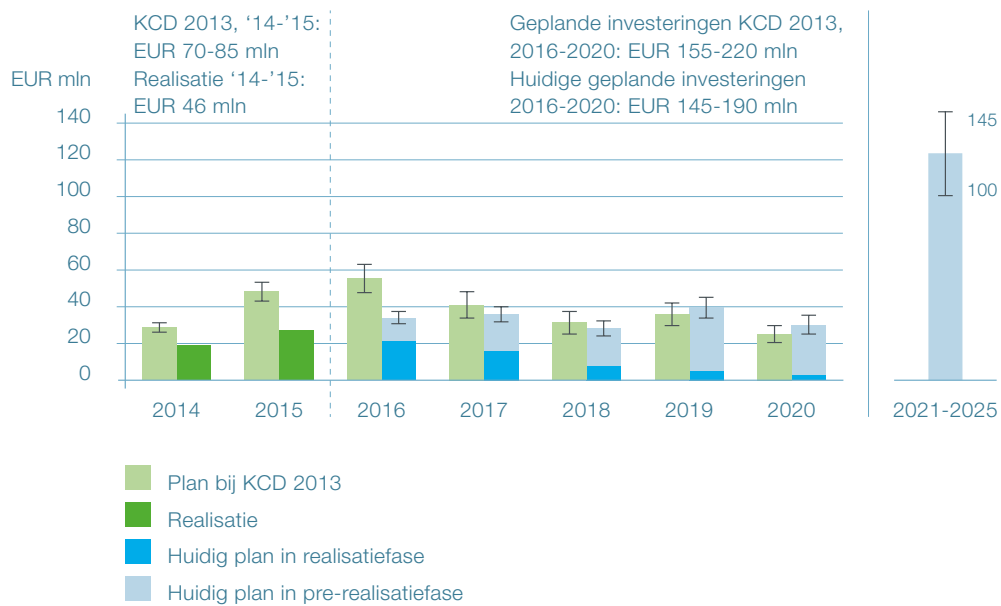
Inleiding

TenneT staat voor een 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.

Het programma RenSec is onderverdeeld naar de netvlakken 380 kV, 220 kV en 110/150 kV. Voor alle netvlakken is oorspronkelijk uitgegaan van het één-op-één vervangen van de secundaire componenten 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 naar beneden bijstellen van de verwachting voor de komende 3 jaar en het naar boven bijstellen van de verwachtingen vanaf 2019 (Figuur 10-5).



Figuur 10-5 Investeringsvolume RenSec

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 110/150kV-netvlak en, voor zover nog niet aanbesteed, voor stations op het 220kV- en 380kV-netvlak. Om deze nieuwe aanpak in de praktijk te testen, wordt eerst een pilot uitgevoerd op een aantal 110/150kV-stations. 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.

Voortgang en realisatie RenSec 220/380 kV

Van de 26 op te leveren stations in het 220/380kV-netvlak zijn de 380kV-stations

Meeden (2013) en Eemshaven 4 (2014) opgeleverd (Tabel 10-2). Oplevering van Eemshaven 2 wordt verwacht in 2016. De verwachte inbedrijfname van de overige 220/380kV-stations (Programma 220 kV en Programma 380 kV) is met 2 jaar vertraagd, doordat de engineering complexer is gebleken dan verwacht. Dit heeft voor de 380kV-stations onder andere geleid tot het aangaan van een nieuw aanbestedingstraject.

Voortgang en realisatie RenSec 110/150 kV

Voor de 110/150kV-stations is in eerste instantie gekeken op welke stations de secundaire componenten met voorrang vervangen dienen te worden, om risico's met betrekking tot kwaliteit van levering te mitigeren. Op basis van een aantal criteria (bijvoorbeeld leeftijd, aantal storingen en plaats in het net) zijn vervolgens projecten gedefinieerd met een prioriteit van 0 tot 6. Tijdens de voorbereiding van de uitvoering van deze projecten is echter geconstateerd dat een aantal stations een hogere faalkans heeft dan op basis van de prioriteit mag worden verwacht. Deze stations zijn vervolgens als aparte projecten gedefinieerd. Een aantal van deze stations is intussen opgeleverd (Kropswolde en Haarlemmermeer), terwijl 3 stations in realisatie zijn (Eindhoven Zuid, Enschede-Vechtstraat en Merum).

De resultaten van de pilot en het onderzoek naar gecombineerde vervangingen, zoals genoemd in de inleiding, kunnen gevolgen hebben voor de kosten en planning van het Programma 110/150 kV prioriteit 0 t/m prioriteit 6. De huidige gegevens voor deze circa 250 stations zijn nog gebaseerd op het één-op-één en separaat vervangen van besturing en beveiliging. De kosten en doorlooptijden voor deze stations kunnen pas voldoende goed geschat worden als de resultaten van de pilot op ca. 25 stations met gestandaardiseerde componentvervanging en het onderzoek naar het gecombineerd vervangen van de secundaire componenten en de bijbehorende primaire componenten bekend zijn. De huidige gegevens voor deze projecten dienen dus met het nodige voorbehoud bekeken te worden.

Een aparte categorie vormen de 150kV-stations in het deelgebied Zuid-Holland (Programma 150 kV voormalig TZH⁵³). Hier zijn 2 van de 6 stations gerealiseerd en zullen de resterende 4 stations verspreid tot 2017 opgeleverd worden.

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 10 mln voor 2014 en EUR 8 mln voor 2015. De gerealiseerde en verwachte uitgaven in 2014 en 2015 zijn respectievelijk EUR 12 mln en EUR 9 mln. Daarnaast zijn in 2014 en 2015 verschillende vervangingsinvesteringen afgerond. De afgeronde vervangingsinvesteringen groter dan EUR 0,5 mln zijn:

- Herstel van lage lijnen in regio Noord en regio Zuid
- Modificatie van geleiders op verbinding Harculo – Raalte
- Vervangen van Datwyler-eindsluitingen
- Vervangen van BBC-overspanningsafleiders
- Vervangen van kunststofisolatoren te Oudehaske-Gorredijk-Oosterwolde (110 kV)
- Vervangen van Delle PK2B-vermogensschakelaars op 150kV-station te Lelystad 150 kV

Tabel 10-2

Kostenraming en IBN voor 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	21	2017
Programma 380 kV	23	2019
RenSec 110/150 kV		
Reddyn 110/150 kV prioriteit 0	6	2017
Programma 110/150 kV prioriteit 0	9	2019
Programma 110/150 kV prioriteit 1	19	2022
Programma 110/150 kV prioriteit 2	46	2019
Programma 110/150 kV prioriteit 3	36	2020
Programma 110/150 kV prioriteit 4	118	2025
Programma 110/150 kV prioriteit 5-6	6	2026
Kropswolde 110 kV	2	2014
Haarlemmermeer 150 kV	2	2014
Eindhoven Zuid	4	2016
Enschede-Vechtstraat 110 kV	2	2016
Merum 150 kV	2	2017
Utrecht Lage Weide 150 kV	4	2021
Programma 150 kV voormalig TZH	17	2017
Programma 150 kV Stedin	18	2026
Totaal RenSec	343	

- Vervangen van dakbedekkingen op diverse 150kV-stations
- Diverse stations, vervangen beveiligingen
- Diverse stations, vervangen 110kV doorverbonden scheiders
- Strategische voorraad ten behoeve van correctieve vervangingen

⁵³ Transportnet Zuid-Holland

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. Vier van deze vervangingen, met een totaalbudget van EUR 14 mln, worden uiterlijk in 2016 gerealiseerd, één project met een totaalbudget van EUR 4 mln is medio 2017 klaar. De belangrijkste wijziging zit in de vervanging van het 150kV-station te Krimpen, die op EUR 32 mln begroot is. Deze vervanging had een beoogde inbedrijfname medio 2016, terwijl de huidige planning oplevering verwacht in het eerste kwartaal van 2019. De voornaamste oorzaak is dat de oplossingsrichting is veranderd van het bouwen van een nieuwe GIS-installatie naar het veld-voor-velde vervangen. Gezien het voedend vermogen op dit station is een kostbare GIS-installatie met 63 kA kortsluitvermogen namelijk noodzakelijk. Een goedkopere oplossing is de huidige installatie veld-voor-velde te vervangen, wat echter vanwege veiligheidsmaatregelen tot een complexere planning leidt. Dit leidt tot het langer bestaan van het knelpunt van verouderde steunisolatoren op het 150kV-station te Krimpen en een vertraagd uitgavenpatroon.

De eerste fase van het lange-termijnvervangingsprogramma voor instrumentatietransformatoren loopt achter op het vorige plan, vooral door het toevoegen van instrumentatietransformatoren op basis van voortschrijdend inzicht uit de Health Index. Het vervangingsprogramma is nu structureel ingeregeld, waardoor volgens de huidige planning alle instrumentatietransformatoren nog steeds medio 2019 vervangen zijn.

10.4.5 Bestaande projecten -in pre-realisatiefase

Acht projecten die al waren voorzien in het KCD 2013 bevinden zich op dit moment in pre-realisatiefase. De huidige planning laat zien dat deze projecten allemaal later worden opgeleverd dan voorzien in het KCD 2013. 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. Volgens de laatste inzichten zijn de totale geraamde kosten voor deze projecten zijn toegenomen.

Twee projecten met betrekking tot de mitigatie van UGD-uitlopers die nog in pre-realisatie zijn, worden later afgerond dan voorzien in het KCD 2013. Deze UGD-uitlopers zullen wel versneld worden opgelost⁵⁴. Daarnaast is het aantal noodzakelijke vervangingen van transformatoren toegenomen van 3 (KCD 2013) naar 9, op basis van (aanvullend) onderzoek naar de conditie van transformatoren.

10.3.6 Stopgezette projecten

Er zijn twee vervangingsprojecten stopgezet ten opzichte van het KCD 2013, namelijk de projecten om de risico's van de UGD-uitlopers in Bargermeer en Ommen te mitigeren. Aangezien de kwaliteitsnorm voor enkelvoudige storingsreserve niet van toepassing is op uitlopers waarop een private klant aangesloten is, stonden deze projecten ten onrechte in het plan.

10.3.7 Nieuwe projecten in realisatiefase

Het grootste deel van de nieuwe vervangingsinvesteringen die reeds gerealiseerd worden is gerelateerd aan het mitigeren van het knelpunt van verouderende oliegebluste of pneumatisch gedreven vermogensschakelaars in de 110kV- en 220kV-netvlakken. Uiterlijk medio 2020 moeten de 168 vermogensschakelaars met een totaalbudget van EUR 17 mln vervangen zijn.

Daarnaast is er een nieuw project geïnitieerd voor het vervangen van scheiders, aarders en schakelaars op de 150kV-stations in 's Hertogenbosch-Noord en Haps. De geplande inbedrijfname is medio 2018.

Het aanhouden van een strategische voorraad componenten mitigeert het knelpunt dat er uitval ontstaat bij storingen. Het project uit het KCD

⁵⁴ Als aanbevolen in "Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet" (Ministerie van Economische Zaken, augustus 2013).

2013 is conform planning gerealiseerd. De focus lag hierbij op stationscomponenten, die circa 80% van de strategische voorraad vormen. In de huidige portfolio is een nieuw project voor de aanschaf van noodverbindingen (noodlijnen en -kabels) opgenomen. Daarmee is de strategische voorraad in 2016 op het gewenste peil.

10.3.8 Nieuwe projecten in pre-realisatiefase

Er vinden veel nieuwe vervangingsinvesteringen plaats in pre-realisatiefase. Ze zijn gerelateerd aan de vernieuwde en verbeterde inzichten die uit de inspecties naar voren zijn gekomen. Een aantal grote vervangingsprogramma's is daardoor aan de portfolio toegevoegd. Zo zijn er zeven vervangingsprojecten gedefinieerd voor verouderde scheiders en aarders. Het totaalbudget voor het vervangen van scheiders en aarders is geraamd op EUR 184 mln en de totale looptijd is langer dan 10 jaar.

Daarnaast zijn er vier projecten toegevoegd aan de portfolio voor het uitvoeren van groot onderhoud aan diverse lijnen, met een totaalbudget van EUR 109 mln. Ook vinden twee vervangingen plaats van GIS-installaties in Velsen en Rijswijk (150 kV) voor EUR 39 mln. Verder zijn er nieuwe vervangingsinvesteringen in de portfolio opgenomen voor aardssystemen, verouderde 380kV-compensatiespoelen, vermogens-transformatoren, telecommunicatiesystemen, Trisep-installaties en diverse verouderde vermogensschakelaars, voor een totaalbudget van EUR 80 mln. Een andere nieuwe vervangingsinvestering betreft diverse bouwkundige aanpassingen aan 220/380kV-stations. De geraamde kosten daarvoor bedragen EUR 15 mln.

Het knelpunt van verouderde Petersen-spoelen is actueel zolang de migratie naar een ander aardingsconcept in de regio Zuid (zie paragraaf 7.5.2) nog niet voltooid is. Zodoende is er een post van EUR 2 mln opgenomen om eventuele noodzakelijke tussentijdse vervangingen mogelijk te maken.

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 voeren⁵⁵. 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 110kV- tot 380kV-station en eventueel ook om de verbinding van de klantlocatie tot het station. 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 opdracht. 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 vrijwel 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 aan bestaande infrastructuur is de rechtspositie dus bepalend voor de mate waarin de kosten vergoed worden aan TenneT.

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;
- 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.

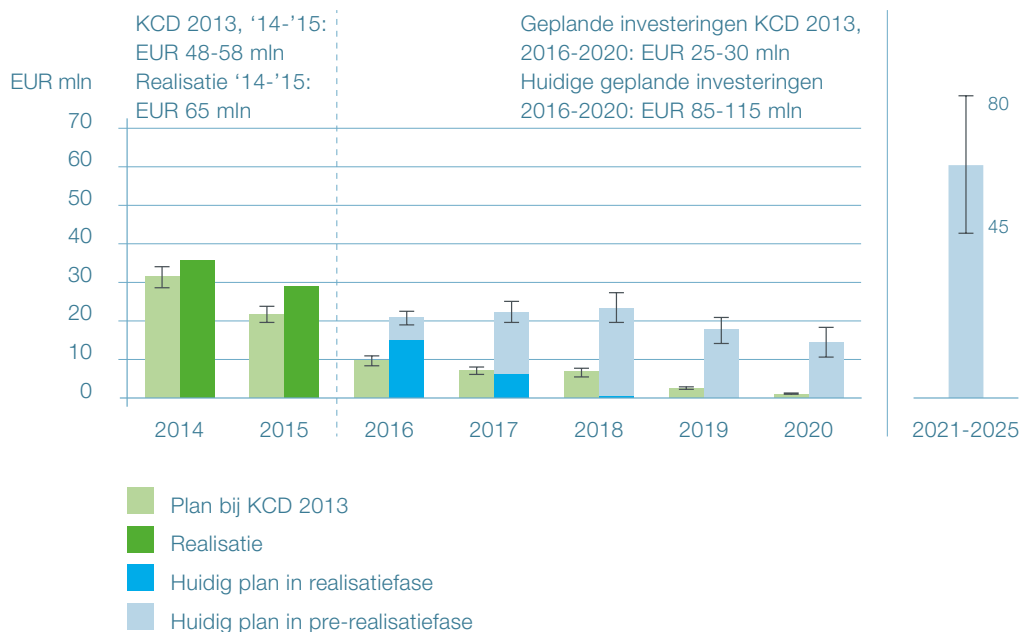
11.1 Investeringsplan

11.1.1 Algemeen

Voor klantaansluitingen zijn de gerealiseerde kosten in 2015 ruim twee keer hoger dan gepland (EUR 22 mln versus EUR 10 m). Dit wordt niet veroorzaakt door hogere kosten per project maar door een te lage inschatting van de kans dat een verzoek van de klant daadwerkelijk tot een opdracht leidt. In het huidige plan is daarom deze kans van doorgang naar boven bijgesteld, wat leidt tot een hogere kosteninschatting voor de komende 5 jaar.

Voor reconstructies komt de realisatie in 2014 en 2015 in zijn totaliteit overeen met het plan uit 2013 (circa EUR 32 m), maar zijn de kosten eerder gevallen dan gepland. Het aantal reconstructies en de daarmee gemoeide kosten lijkt flink terug te lopen, maar dit beeld is vertekend

⁵⁵ 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

omdat het Programma Verkabeling er niet in meegenomen is. De voorlopige inschatting voor het Programma Verkabeling is ruim EUR 8 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 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 mogelijk in aanmerking komende trajecten in even zoveel gemeenten. In totaal bedraagt de lengte van deze trajecten 140 km. Op basis van een kilometerprijs van ongeveer 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 30%, waardoor de huidige inschatting EUR 125 mln bedraagt (ruim EUR 8 mln per jaar).

11.1.2 Opgeleverde projecten

In de afgelopen twee jaar zijn 18 klantaansluitingen afgerond en 20 reconstructies. 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 7,5 mln heeft gekost, doordat naast de aansluiting op een veld ook een kabel-tracé aangelegd werd tussen de klantlocatie en het 150kV-station.

Bij de reconstructies liggen de kosten van de verschillende projecten veel verder uit elkaar. Het grootste project dat in de afgelopen twee jaar is afgerond was de reconstructie Bloemendaler

polder in verband met de verlegging van de A1. Dit project heeft EUR 17 mln gekost, waarvan EUR 16 mln is vergoed door de aanvrager.

11.1.3 Bestaande projecten in realisatiefase

Er zijn 13 klantprojecten in realisatie die al bekend waren in 2013. Deze projecten vertegenwoordigen een totale kostenraming van EUR 26 mln en zullen naar verwachting vóór 2017 afgerond zijn.

Er zijn 6 reconstructies in realisatie die al bekend waren in 2013. Deze projecten vertegenwoordigen een totale kostenraming van bijna EUR 10 mln.

11.1.4 Bestaande projecten in pre-realisatiefase

Er zijn 6 klantprojecten in pre-realisatie die al bekend waren in 2013. Deze projecten vertegenwoordigen een totale kostenraming van bijna EUR 15 mln.

Er zijn 2 reconstructies in pre-realisatie die al bekend waren in 2013. Deze projecten vertegenwoordigen gezamenlijk een totale kostenraming van ruim EUR 3 mln. Daarnaast bevindt het Programma Verkabeling zich in de pre-realisatiefase. De kostenraming daarvan bedraagt bijna EUR 418 mln.

11.1.5 Stopgezette projecten

Er zijn 27 projecten uit de portfolio verwijderd ten opzichte van 2013 (24 klantaansluitingen en 3 reconstructies) omdat de klanten hebben afgezien van uitvoering.

11.1.6 Nieuwe projecten

Sinds 2013 zijn er 19 nieuwe klantprojecten in de portfolio opgenomen voor EUR 69 mln en 7 reconstructies met een gezamenlijke kostenraming van ruim EUR 7 mln. De hoge gemiddelde kosten per nieuw klantproject (circa EUR 3,5 m) worden veroorzaakt door vier projecten waarbij, naast het veld en de aansluiting op het veld, ook een kabelverbinding gevraagd wordt.

Gezien het aantal stopgezette en nieuwe projecten in afgelopen twee jaar, kan geconcludeerd worden dat het totale aantal klantprojecten en reconstructies redelijk stabiel blijft. Toch is ook het dynamische profiel van nieuwe en vervallen aanvragen kenmerkend, waardoor de totale kostenraming een aanzienlijke onzekerheid kent.