

1 oktober 2020

Definitief Investeringsplan 150 kV-net Randmeren 2020



Liander

werkt aan het energienet van vandaag en morgen.

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
1.1	Wettelijk kader	3
1.2	Afstemming met andere netbeheerders	3
1.3	Zichtperiode	4
1.4	Gehanteerd aggregatieniveau	4
1.5	150 kV-net Randmeren binnen het landelijk hoogspanningsnet	4
1.6	Leeswijzer	5
2	Totaaloverzicht	6
3	Methodiek	7
3.1	Overzicht	7
3.2	Stap 1/capaciteit: In kaart brengen ontwikkelingen en scenario's	7
3.3	Stap 2/capaciteit: Bepalen capaciteitsknelpunten	9
3.4	Stap 2/kwaliteit: Bepalen kwaliteitsknelpunten	11
3.5	Stap 3/capaciteit en kwaliteit: Vaststellen risicoscore van knelpunten	12
3.6	Stap 4/capaciteit en kwaliteit: Investeringsportfolio	14
3.7	Prioritering van projecten	16
4	Ontwikkelingen en scenario's	17
4.1	Overzicht van scenario's	17
4.2	Ontwikkelingen	19
4.3	Bronnen	26
5	Capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen	27
6	Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen	31
7	Klantaansluitingen en reconstructies	34
7.1	Overzicht en samenvatting	34
7.2	Klantaansluitingen	34
7.3	Koppelingen met netten van regionale netbeheerders	35
7.4	Reconstructies	35
8	Wijzigingen ten opzichte van eerdere versies	36

1 Inleiding

Met het, op 1 januari 2008, in werking treden van de Wet Onafhankelijk Netbeheer (WON) is de verantwoordelijkheid voor het beheer van de 110 kV- en 150 kV-hoogspanningsnetten van de regionale netbeheerders overgegaan naar TenneT TSO B.V. (TenneT). Op grond van een overgangsbepaling in de WON is het beheer van met zogeheten Cross Border Leases (CBL) belaste netten niet van rechtswege naar TenneT overgegaan. Hierdoor is het beheer van het 150 kV-netdeel CBL Randmeren onveranderd bij Liander gebleven.

Liander heeft de 110 kV- en 150 kV-hoogspanningsnetdelen die niet met een CBL zijn belast, per 1 juni 2009 in eigendom overgedragen aan TenneT. Voor het met CBL belaste 150 kV-netdeel (het net Randmeren), waarvan Liander eigenaar en formele netbeheerder is gebleven, is een onderbeheerovereenkomst (sub-management agreement) tussen TenneT en Liander afgesloten.

Op grond van deze onderbeheerovereenkomst voert TenneT voor Liander alle taken opgenomen in artikel 16, lid 1 van de Elektriciteitswet 1998 uit. Zo wordt enerzijds in hoogst mogelijke mate tegemoetgekomen aan het doel van de wet, terwijl anderzijds de rechten en verplichtingen uit hoofde van de CBL-overeenkomst worden gerespecteerd.

Tot de in de onderbeheerovereenkomst genoemde taken behoort onder andere het opstellen van het Investeringsplan (IP) voor het 150 kV-net Randmeren. Het IP voor het met CBL belaste netdeel zoals dat nu voorligt, is door Liander goedgekeurd en wordt door Liander, als de formele netbeheerder, aangeboden. TenneT volgt voor het uitvoeren van de in de onderbeheerovereenkomst bedoelde taken dezelfde procedures en werkwijzen zoals die gehanteerd worden voor het beheren van de netdelen waarvoor TenneT zelf de netbeheerder is. Om die reden zijn de teksten in dit IP grotendeels overgenomen van het IP dat TenneT voor de eigen netdelen heeft opgesteld. Daarom komt regelmatig de naam 'TenneT' terug in de tekst. Met het begrip 'Asset Owner' wordt in het IP 150 kV-net Randmeren echter Liander bedoeld.

1.1 Wettelijk kader

De grondslag voor het IP is artikel 21 van de Elektriciteitswet 1998 (E-wet). Dit artikel schrijft voor dat Liander tweejaarlijks een IP dient op te stellen waarin alle noodzakelijke uitbreidings- en vervangingsinvesteringen worden beschreven en onderbouwd.

Het IP is opgesteld met inachtneming van de wettelijke eisen zoals opgenomen in het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas¹ en de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas².

Op grond van de E-wet is de Netcode elektriciteit van toepassing ten aanzien van de netontwerpcriteria. Omdat er ten aanzien van de netontwerpcriteria sprake is van discrepantie tussen de E-wet en de Netcode elektriciteit, heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat vervangende regelgeving voorbereid in de vorm van een concept AMvB. In deze AMvB zijn uitzonderingen opgenomen op de wettelijke norm van de enkelvoudige storingsreserve als bedoeld in artikel 31, twaalfde lid, van de E-wet (zie uitleg in paragraaf 3.3).

1.2 Afstemming met andere netbeheerders

Voor het IP van TenneT en het IP 150kV-net Randmeren hebben Gasunie Transport Services (GTS) en TenneT gezamenlijk een set van scenario's ontwikkeld. Hierdoor ontstaat in de IP's van GTS en TenneT/Randmeren een consistent beeld over de ontwikkelingen in het Nederlandse energiemarkt. Ook werkt TenneT samen met buitenlandse netbeheerders in onder andere ENTSO-E verband. De resultaten van deze samenwerking worden in dit IP gebruikt (zie uitleg in hoofdstuk 4).

Daarnaast is TenneT voortdurend in gesprek met de regionale netbeheerders bij het vaststellen en het oplossen van knelpunten in de aansluiting van de regionale elektriciteitsnetten op het landelijk hoogspanningsnet. In de scenarioanalyse gebruiken alle netbeheerders sowieso het Klimaatakkoord. Tussen het IP van TenneT/Randmeren en dat van de regionale netbeheerders zijn echter verschillen waar te nemen. De reden hiervoor is met name gerelateerd aan de doorlooptijden die TenneT en de regionale netbeheerders nodig hebben om te komen tot een Investeringsplan. De sterk vermaasde netstructuur van TenneT maakt dat de analyses en berekeningen die TenneT moet maken complex zijn en veel tijd in beslag nemen. Dit heeft onder meer als consequentie dat TenneT in mindere mate dan de regionale netbeheerders heeft kunnen anticiperen op de laatste ontwikkelingen binnen de regionale energiestrategieën. Het is echter zonder twijfel dat TenneT nauw blijft samenwerken met de regionale netbeheerders om de uitdagingen zoals die uit de verschillende IP's naar voren komen gezamenlijk aan te pakken.

¹ *Besluit van 16 oktober 2018, houdende regels over investeringsplannen voor elektriciteitsnetten en gastransportnetten en enkele andere onderwerpen (Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas) Stb. 2018, 375.*

² *Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 7 november 2018, houdende nadere regels over het investeringsplan en het kwaliteitsborgingssysteem van beheerders van elektriciteitsnetten en gastransportnetten en enkele andere onderwerpen (Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas) Stc 2018, 63138.*

1.3 Zichtperiode

Conform artikel 2.1 sub 3 van het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas is de zichtperiode van dit IP de komende tien jaar (2020-2029). De eerste vijf jaar van de zichtperiode (2020-2024) zijn naast kwalitatief ook kwantitatief beschreven.

1.4 Gehanteerd aggregatieniveau

In dit IP worden investeringen op geaggregeerd niveau gekwantificeerd. Als aggregatieniveau is gekozen voor het per type investering samennemen van alle investeringen in het 150 kV-net Randmeren, waarbij de volgende typen worden onderscheiden³: Capaciteitsuitbreidingen (hoofdstuk 5), Vervangingen (hoofdstuk 6), en Klantaansluitingen en reconstructies (hoofdstuk 7).

1.5 150 kV-net Randmeren binnen het landelijk hoogspanningsnet

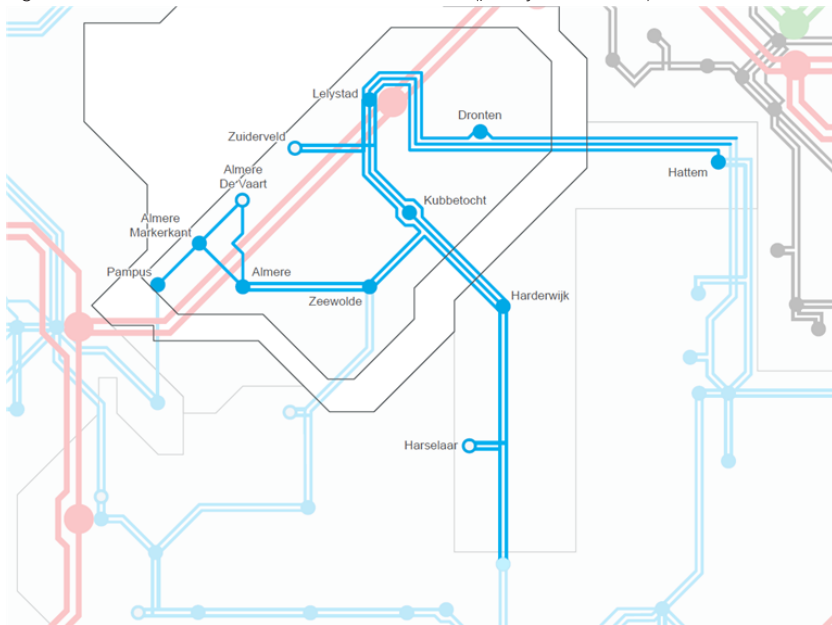
Het landelijk hoogspanningsnet bestaat uit een 220/380 kV-net en een aantal 110/150 kV-deelnetten. Het 380 kV-net is de ruggengraat van het landelijk hoogspanningsnet en zorgt voor het transport van grootschalig opgewekt vermogen door heel Nederland én van en naar het buitenland. Het bestaat uit een landelijke ringstructuur met verbindingen naar kustlocaties waar grootschalig productievermogen is aangesloten. Daarnaast zijn er verbindingen met Duitsland, België, Noorwegen, Groot-Brittannië en Denemarken. Het 220 kV-net is kleiner van omvang en gelegen in het noorden van Nederland, met een ringstructuur tussen Ens en Vierverlaten.

De Nederlandse 150 kV- en 110 kV-netten vormen de provinciale wegen voor elektriciteit. Deze netten zorgen voor de koppeling van het landelijke 380 kV- en 220 kV-net met de distributienetten die beheerd worden door de regionale netbeheerders. Ook zijn op deze netten elektriciteitscentrales en grotere afnemers aangesloten. TenneT onderscheidt negen deelnetten op 150 kV- en op 110 kV-niveau. Deze deelnetten zijn vanuit de historie ontstaan en bestrijken een of meerdere provincies.

Het netdeel Randmeren is onderdeel van één van deze negen deelnetten, te weten het deelnet Flevoland, Gelderland en Utrecht (FGU) en vormt hier één geheel mee. Het FGU-net wordt door TenneT voor wat betreft netberekeningen en het bepalen van knelpunten dan ook integraal beschouwd (zie hiervoor het Investeringsplan van TenneT). Doordat het Randmeren-net onlosmakelijk is verbonden met de andere 110/150 kV-netten en het 220/380 kV-net, hebben landelijke en zelfs Europese ontwikkelingen een invloed op de knelpunten in dit net.

Het 150 kV-net Randmeren is schematisch weergegeven in Figuur 1.1.

Figuur 1.1: Netkaart van het 150 kV-net Randmeren (per 1 januari 2020)



3 Een vierde type investering is 'functionaliteitsuitbreiding'. Deze komt op het moment echter niet voor in het Randmerengebied.

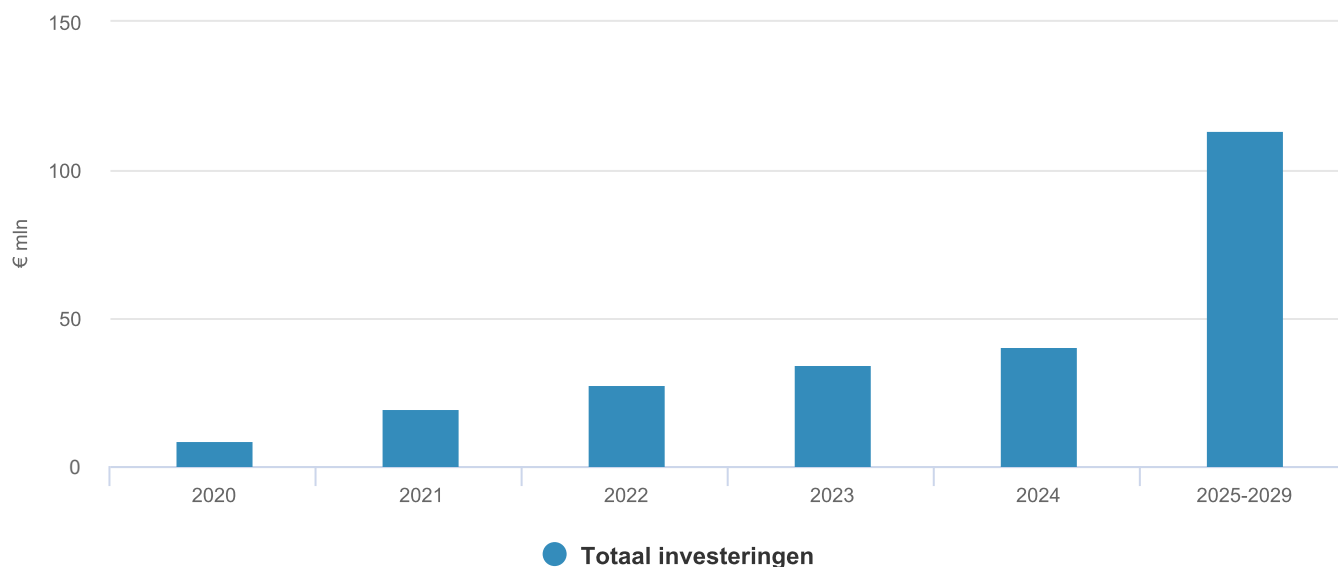
1.6 Leeswijzer

Dit IP begint in hoofdstuk 2 met een totaaloverzicht van de door Liander in het 150kV-net Randmeren voorgenomen investeringen en de knelpunten die door deze investeringen worden gemitigeerd. Het totaaloverzicht wordt in dit hoofdstuk opgesplitst in onderdelen die in hoofdstukken 5 tot en met 7 verder worden gedetailleerd (zie paragraaf 1.3). In hoofdstuk 4 worden de ontwikkelingen in de energiemarkt en het overheidsbeleid beschreven, samen met de gehanteerde scenario's voor het bepalen van capaciteitsknelpunten. De methodiek waarmee hoofdstukken 4 tot en met 7 tot stand zijn gekomen is beschreven in hoofdstuk 3. Ten slotte wordt in hoofdstuk 8 kort toegelicht welke wijzigingen in deze versie van het IP zijn aangebracht ten opzichte van de consultatieversie.

2 Totaaloverzicht

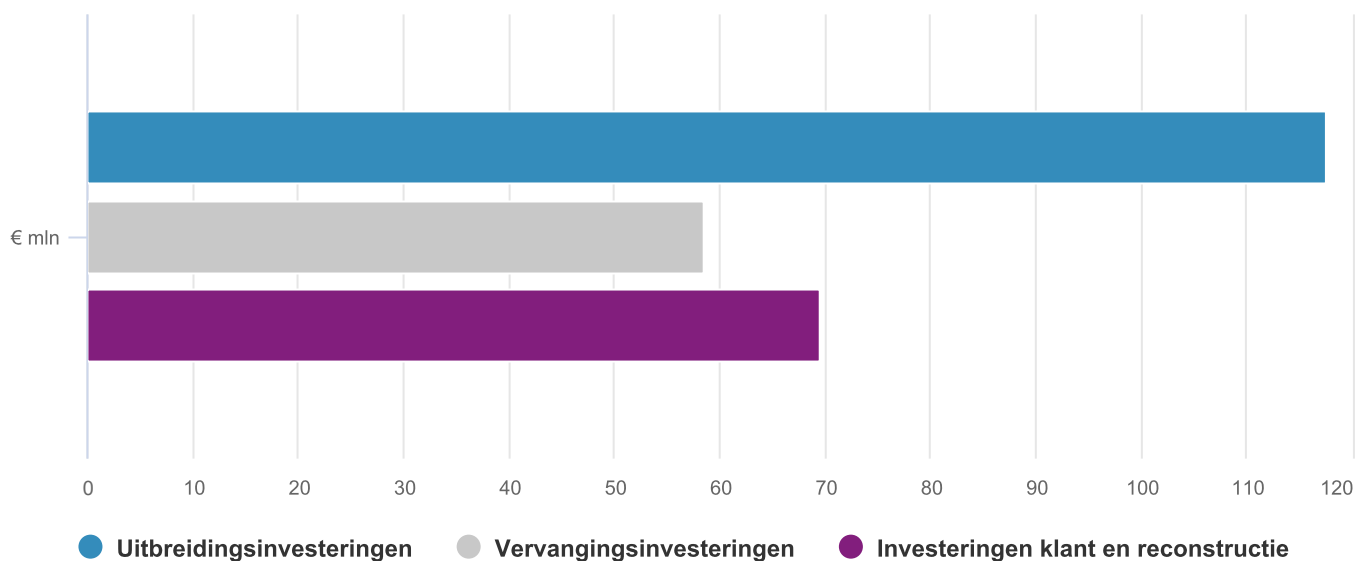
Dit IP beschrijft de door Liander voorgenomen investeringen voor de periode 2020-2029. Liander investeert in deze periode naar verwachting EUR 245 mln in het 150kV-net Randmeren. Grotendeels worden deze investeringen gedaan ter mitigatie van de in dit IP gerapporteerde knelpunten. De verdeling per jaar in de periode 2020-2024 is weergegeven in Figuur 2.1, evenals het totale investeringsvolume in de periode 2025-2029.

Figuur 2.1: Totaaloverzicht investeringen 2020-2029



Figuur 2.2 splitst het investeringsvolume voor de periode 2020-2029 in categorieën die worden behandeld in hoofdstukken 5, 6 en 7. Hieruit blijkt dat iets minder dan de helft van de investeringen in het 150 kV-net bedoeld is voor uitbreidingen, met name nieuw te bouwen 150 kV-stations door toenemende productie van wind op land en zon-PV, en belasting door datacenters. Dit verklaart ook het investeringsvolume voor klantaansluitingen en reconstructies, samen met een reconstructie (verkabeling) in Hattem. De vervangingsinvesteringen zijn ongeveer gelijk verdeeld over het vervangen van primaire en van secundaire componenten.

Figuur 2.2: Totaaloverzicht investeringen uitgesplitst naar categorie, 2020-2029 (H5, H6, H7)



3 Methodiek

3.1 Overzicht

Dit hoofdstuk beschrijft de methodiek die wordt gehanteerd om te komen tot de resultaten die in hoofdstuk 4 tot en met 7 van dit IP worden beschreven. Deze methode houdt in dat risicoanalyses op de capaciteit en de kwaliteit van het net bepalen waar investeringen vereist zijn. Figuur 3.1 toont het proces dat TenneT toepast om deze risico's te identificeren en daarvoor investeringsprojecten te definiëren.

Figuur 3.1: Hoofdstappen in proces voor bepaling investeringsportfolio

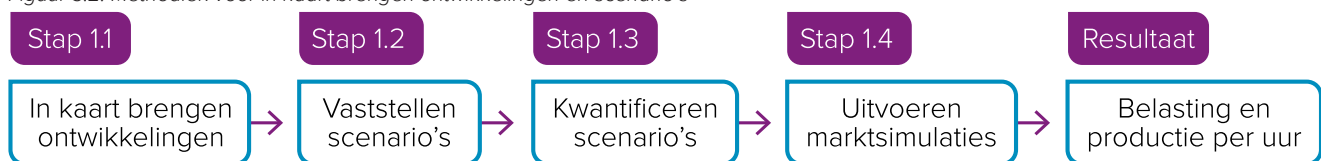


Stap 1 en 2 zijn verschillend voor risico's met betrekking tot respectievelijk capaciteit en kwaliteit van het net; stap 3 en 4 zijn voor alle risico's gelijk. Paragraaf 3.2 en 3.3 beschrijven stap 1 en 2 voor risico's met betrekking tot capaciteit van het net die uiteindelijk resulteren in de portfolio voor uitbreidingsinvesteringen. Paragraaf 3.4 beschrijft deze stappen voor risico's met betrekking tot kwaliteit die resulteren in de portfolio vervangingsinvesteringen. Paragraaf 3.5 beschrijft stap 3 en paragraaf 3.6 beschrijft stap 4 voor beide processen. De investeringen in kantaansluitingen en reconstructies worden uitgevoerd op initiatie van derden en zijn daardoor niet risicodreven.

3.2 Stap 1/capaciteit: In kaart brengen ontwikkelingen en scenario's

Om een betrouwbare raming van de capaciteitsbehoefte voor het landelijk hoogspanningsnet op te stellen, is het van belang een goed inzicht te hebben in de toekomstige inzet van productievermogen en de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en het belastingpatroon, zowel in Nederland als in de ons omringende landen. Op basis hiervan kunnen de toekomstige elektriciteitsstromen over het net worden gesimuleerd, waarmee mogelijke knelpunten in het net worden vastgesteld. De toekomstige inzet van productievermogen wordt berekend met behulp van marktsimulaties, die op basis van een gegeven scenario de meest kosteneffectieve inzet van productievermogen berekenen. De scenario's bevatten een set data die een beeld vormen van de elektriciteitsmarkt in een toekomstig jaar. Figuur 3.2 laat de stappen zien die nodig zijn om te komen deze scenario's. Deze stappen worden hieronder verder gedetailleerd.

Figuur 3.2: Methodiek voor in kaart brengen ontwikkelingen en scenario's



Stap 1.1: In kaart brengen van ontwikkelingen

De ontwikkelingen ten aanzien van de Nederlandse energievoorziening spelen een belangrijke rol bij de vaststelling van de toekomstige capaciteitsbehoefte voor de elektriciteitsvoorziening. Tevens is het van belang om goed te kijken naar de ontwikkelingen in andere Europese landen, omdat de Nederlandse elektriciteitsmarkt niet los van ontwikkelingen in Europese (buur)landen kan worden beschouwd. Bij het in kaart brengen van deze ontwikkelingen maakt TenneT gebruik van zowel interne als externe bronnen van informatie. Tabel 4.2 (paragraaf 4.3) beschrijft de bronnen die voor dit IP zijn gehanteerd.

Het resultaat van deze stap 1.1 is een overzicht van de mogelijke ontwikkelingen die van belang zijn voor de ontwikkeling van het net, uitgesplitst in verschillende categorieën elektriciteitsvraag en categorieën productie, import en export van elektriciteit, elektriciteitsopslag, brandstof- en CO₂-prijzen. Waar van mogelijk belang voor de ontwikkeling van het net, worden verschillende toekomstige ontwikkelingen onderscheiden. Het resultaat van deze stap wordt in stap 1.2 gebruikt bij het vaststellen van de scenario's.

Stap 1.2: Vaststellen scenario's

TenneT hanteert voor het IP drie toekomstscenario's die in samenwerking met Gasunie tot stand gekomen zijn. De scenario's dienen om de onzekerheid te vangen die inherent is aan toekomstige ontwikkelingen en zijn op basis van de in stap 1.1 in kaart gebrachte ontwikkelingen gedefinieerd. Elk scenario is representatief voor een mogelijke, toekomstige trend ten aanzien van de ontwikkelingen in de energiemarkt en overige ontwikkelingen. Tezamen omsluiten de scenario's de ontwikkelingen die TenneT van mogelijke invloed acht op de inrichting van het landelijk hoogspanningsnet.

Het resultaat van deze stap is een kwalitatieve beschrijving van de vastgestelde scenario's.

Tekstbox 3.1: Gebruik van steekjaren

Om het aantal berekeningen in de modellen beheersbaar te houden worden de scenario's voor een drietal steekjaren gekwantificeerd en doorgerekend. Hiermee wordt een goed inzicht verkregen in de mogelijke ontwikkelpaden die zich binnen de zichtperiode van dit IP kunnen afspelen in de elektriciteitsmarkt. De gehanteerde steekjaren voor dit IP zijn 2020, 2025 en 2030. Deze steekjaren sluiten aan bij de door het kabinet gestelde lange-termijndoelen (2030) en de door European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E) in het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) gehanteerde steekjaren (2025, 2030), wat de kwantificatie van scenario's op punten vereenvoudigt. De resultaten van de berekeningen in de drie steekjaren leveren knelpunten op en daarbij behorende investeringen. De zichtperiode van dit IP is tot en met 2029, waardoor de (financiële) informatie na 2029 buiten de scope van dit IP valt.

Tekstbox 3.2: Gebruik van weerjaren

Een weerjaar bestaat uit vooraf opgestelde profielen die op basis van historische meteorologische gegevens zijn gemaakt en die per uur de beschikbaarheid van wind- en zonne-energie bevatten. De beschikbaarheid van wind- en zonne-energie verschilt per jaar. Dit kan invloed hebben op de gevonden capaciteitsknelpunten en de ernst daarvan. Voor zowel elektriciteitsvraag als –productie is de weersafhankelijkheid meegenomen. TenneT voert de simulaties op het 220/380 kV-netvlak onder drie verschillende weerjaren uit. De in dit IP gehanteerde weerjaren zijn 1983, 2011 en 2012. Voor het 110/150 kV-netvlak is weerjaar 2011 gebruikt, omdat dit als een gemiddeld weerjaar is en daarom het meest representatief wordt geacht als het gaat om de benodigde netwerkinvesteringen.

Stap 1.3: Kwantificeren scenario's

Voor een drietal jaren (zie Tekstbox 3.1 en paragraaf 4.2) worden de scenario's gekwantificeerd op basis van verschillende publieke bronnen en op basis van gegevens die direct zijn verstrekt door aangeslotenen en regionale netbeheerders op basis van de verplichting in de Netcode. TenneT toetst deze cijfers met behulp van historische data. Voor het buitenland worden scenarioparameters gebruikt die in ENTSO-E-verband zijn gedefinieerd. Tabel 4.2 (paragraaf 4.3) beschrijft welke bronnen voor dit IP zijn gehanteerd.

Het resultaat van deze stap 1.3 zijn kwantitatieve overzichten per scenario en steekjaar van:

- Elektriciteitsvraag per uur in MW;
- Opgesteld productievermogen per (brandstof)categorie in GW;
- Interconnectiecapaciteit per grens in MW;
- Opslagcapaciteit en -vermogen in GWh en MW;
- Brandstof- en CO₂-prijzen.

Stap 1.4: Uitvoeren marktsimulaties

TenneT gebruikt marktsimulaties om de inzet van elektriciteitscentrales voor elk uur van een scenario en steekjaar te bepalen. In de gehanteerde modellen vormt Nederland een deel van de onderling verbonden Europese elektriciteitsmarkt. Hierdoor is de inzet van Nederlandse centrales mede afhankelijk van de karakteristieken van de rest van het systeem.

Elektriciteitsvraag

De elektriciteitsvraag per land vormt een input voor het model, waarbij voor elk land met behulp van een belastingprofiel⁴ de elektriciteitsvraag per jaar wordt omgezet in de elektriciteitsvraag per uur. Het belastingprofiel voor Nederland is gebaseerd op eigen analyses van TenneT. De belastingprofielen voor de rest van Europa zijn afkomstig van ENTSO-E.

Productie wind op land, wind op zee en zon PV

De productie voor elk uur uit weersafhankelijke bronnen (wind en zon PV) wordt bepaald door een vooraf opgesteld profiel dat de beschikbaarheid van deze bron op basis van historische meteorologische data op uurbasis weergeeft (zie ook Tekstbox 3.2). Voor elk land en elke bron wordt een afzonderlijk profiel gebruikt dat afkomstig is van ENTSO-E.

Productie van conventionele centrales

De productiecapaciteit wordt per categorie gemodelleerd op basis van een onderverdeling in brandstof, technologie en rendement. Afhankelijk van de elektriciteitsvraag en de productie uit weersafhankelijke bronnen wordt met behulp van simulatie de meest kosteneffectieve inzet van de conventionele centrales vastgesteld op basis van techno-economische eigenschappen van centrales. Deze optimalisatie wordt uitgevoerd met een tijdstap van één uur, waarbij ook rekening wordt gehouden met technische limieten en kosten die gepaard gaan met het op- en afregelen van centrales in verschillende uren.

Geografische afbakening

De geografische afbakening van het gemodelleerde systeem bestaat uit de Europese Unie, Noorwegen, Zwitserland en de Balkanlanden. Ieder land wordt in de marktsimulaties gemodelleerd als 'koperen plaat'. Dat wil zeggen dat het model binnen een land geen rekening houdt met interne transportbeperkingen.

4 Een belastingprofiel geeft voor elk uur van het jaar aan welk deel van de jaarlijkse elektriciteitsvraag in dat uur plaatsvindt.

Tussen landen bestaat echter wel een grens aan de hoeveelheid voor de markt beschikbare transportcapaciteit, waardoor de door de markt gewenste uitwisseling van elektriciteit beperkt wordt (de interconnectiecapaciteit). In de marktsimulaties wordt hiermee rekening gehouden door de uitwisseling te beperken tot de zogenaamde 'lange termijn netto transportcapaciteiten'⁵, vastgesteld op basis van bepalingen uit het Clean Energy Package (zie ook paragraaf 4.2, Tekstbox 4.1).

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

Resultaat stap 1: Belasting en productie per uur

Het resultaat van de marktanalyses zijn tijdseries voor productie, vraag en handel. Voor ieder scenario en steekjaar bestaan deze uit een set van uurwaarden van:

- De elektriciteitsvraag in Nederland en het buitenland;
- De productie in Nederland en het buitenland, uitgesplitst in (brandstof)categorieën (zie hoofdstuk 4);
- Import en export per grens;

Dit resultaat vormt een belangrijke input voor de analyse voor de capaciteitsknelpunten (stap 2).

3.3 Stap 2/capaciteit: Bepalen capaciteitsknelpunten

Stap 2 heeft als doel de capaciteitsknelpunten te bepalen. Figuur 3.3 toont de verschillende stappen die hieronder worden uitgelegd.

Figuur 3.3: Stappen voor de analyse voor de capaciteitsknelpunten



Stap 2.1 Opstellen netmodel

Een netmodel berekent de vermogensstromen en kortsluitstromen in het net afhankelijk van de topologie, de inzet van elektriciteitsproductie-eenheden en de verdeling van elektriciteitsvraag over de hoogspanningsstations. Voor dit IP hanteert TenneT hiervoor de onderstaande uitgangspunten.

Het netmodel dat voor dit IP wordt gehanteerd is gebaseerd op de netsituatie per 1 mei 2019. Voor de verschillende steekjaren wordt het netmodel aangevuld met de tussentijds gerealiseerde uitbreidingen, mits die projecten zich in april 2019 in de realisatiefase bevonden.

Het netmodel representeert naast het Nederlandse net ook relevante delen van netten in andere landen. Hierdoor wordt rekening gehouden met de invloed van grensoverschrijdende vermogensstromen op de vermogensstromen in Nederland.

Het startpunt voor de analyses met het netmodel is dat alle netschakels beschikbaar zijn voor bedrijfsvoering, de n-0 situatie (geen uitval). In stap 2.2 worden uitvalsituaties beschouwd door stapsgewijs netschakels te deactiveren (n-1, n-2).

De set van uurwaarden van de geraamde productie per categorie (zie hoofdstuk 4) wordt gebruikt voor de inzet van de elektriciteitsproductie-eenheden in het model. Deze uurwaarden worden gealloceerd aan de productie-eenheden van een specifieke soort (zon, wind, gas, kolen, etc.) op basis van hun marginale productiekosten.

Om de gevoeligheid van de vermogensstroomberekeningen voor maximale inzet van productie-eenheden in bepaalde regio's te onderzoeken, worden de netberekeningen voor het 380 kV- en 220 kV-net met twee excursies uitgevoerd waarbij productie-eenheden per specifieke soort eerst in een regio (Noord-Nederland en West-Nederland) maximaal ingezet worden (tot de merit order) en dan pas aangevuld worden met eenheden in de rest van Nederland.⁶

5 Lange termijn netto transportcapaciteiten, in het Engels long-term NTCs geheten, representeren de in de toekomst verwachte (voor de markt beschikbare) capaciteit tussen landen.

6 Scenario 'Fundament voor Systeem Integratie' (FSI), zie paragraaf 4.1.

In de reguliere doorrekeningen van scenario's is de inzet van zon PV gelimiteerd doordat niet alle panelen optimaal gericht zijn en weersomstandigheden niet altijd in het hele land tegelijkertijd optimaal zijn. Inzetpercentages waarmee gerekend wordt zijn 67% in Noord, 72% in Zuid, 58% in Oost en 86% in West. Dit leidt in de reguliere doorrekeningen tot een onderschatting op lokaal niveau, waar productiepieken die afwijken van het landelijk gemiddelde wel degelijk voor kunnen komen. Om de impact van maximale inzet van zon PV op lokaal niveau te onderzoeken, worden in het FSI -scenario ook vier regionale netberekeningen voor het 150 kV- en 110 kV-net uitgevoerd waarin per regio (Noord, Oost, Zuid, West) de maximale inzet van zon PV in die regio op 100% gesteld wordt. Per berekening wordt in de andere drie regio's de inzet van zon PV naar beneden geschaald, zodat de totale invoeding in Nederland consistent is met het scenario. Deze extra berekeningen op het HS-netvlak in de regio's leiden tot knelpunten in het 'FSI - Zon' scenario (zie hoofdstuk 5).

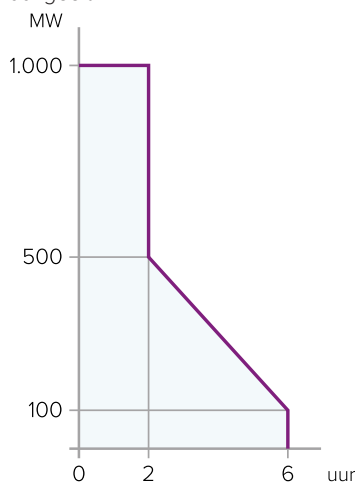
De verdeling van de elektriciteitsvraag in Nederland die bepaald is in Stap 1, vindt plaats op basis van historie en gegevens van regionale netbeheerders en direct aangesloten.

Stap 2.2: Toetsen van het net /Berekening van vermogensstromen en kortsluitstromen

Met behulp van het netmodel worden de vermogensstromen in alle verbindingen bepaald voor elk uur van elk steekjaar en voor elk scenario (inclusief alle excursies en weerjaren). In het netmodel zijn alle netschakels gespecificeerd met een maximale (stroom)belastbaarheid, zowel in de zomer (april t/m oktober) als in de winter (november t/m maart). Indien de berekende belasting op een circuit of een transformator groter is dan de maximale belastbaarheid, dan wordt dit aangemerkt als een capaciteitsknelpunt. De vermogensstromen worden bepaald voor de situaties die dienen te worden getoetst (zie Tekstbox 3.3 voor het bijbehorende wettelijk kader):

- *n-1 criterium*: Enkelvoudige storing aan circuits, transformatoren of productie-eenheden bij normaal bedrijf
- *rail-criterium*: Enkelvoudige storing aan railsystemen bij normaal bedrijf
- *n-2 criterium*: Onderhoud aan één willekeurig circuit, transformator of productie-eenheid in combinatie met een (ongeplande) storing aan één willekeurig circuit, transformator of productie-eenheid. Bij de beoordeling van een eventueel gesignaleerd capaciteitsknelpunt wordt rekening gehouden met de mogelijkheid om onderhoud te plannen ten tijde van gunstige productie en belasting situaties. Dat wil zeggen dat er slechts sprake is van een capaciteitsknelpunt als onderhoud niet meer gepland kan worden zonder dat de enkelvoudige storingsreserve kan worden gegarandeerd. Een uitzondering wordt gehanteerd voor de momenten 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 geduid als een 100 MW/6h-knelpunt.
- *n-2 criterium voor railsystemen*: Railsystemen worden voor onderhoudssituaties getoetst op enkelvoudige storingsreserve indien een enkelvoudige storing kan leiden tot:
 - Een onderbreking van meer dan 1.500 MW productievermogen;
 - Onderbreking van de elektriciteitsvraag in het onderliggende net die qua omvang en hersteltijd groter is dan de gedefinieerde maximale vermogens-tijdcurve (zie Figuur 3.4).

Figuur 3.4: Maximale vermogens-tijdcurve die de toegestane onderbreking van de elektriciteitsvraag als gevolg van een railstoring bij onderhoud aangeeft ⁷



De kortsluitvastheid wordt getoetst om de netveiligheid en persoonlijke veiligheid in de nabijheid van installaties vast te stellen. Met behulp van kortsluitstroomberekeningen wordt getoetst of de maximaal optredende stromen tijdens een kortsluiting de kortsluitvastheid van de installaties niet overstijgt.

⁷ Uit 'Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet' (Ministerie van Economische Zaken, augustus 2013): Een enkelvoudige railstoring mag niet leiden tot een onderbreking van belasting hoger dan 1.000 MW. Twee uur na de railstoring zal de omvang van de onderbreking, door bijvoorbeeld bedrijfsvoeringmaatregelen, teruggebracht moeten zijn naar 500 MW of minder. Verder herstel van de onderbreking vindt plaats binnen de maximale vermogen-tijd lijn die loopt van 500 MW, 2 uur naar 100 MW, 6 uur. Na uiterlijk 6 uur moet de gehele onderbreking hersteld zijn.

Tekstbox 3.3: Wettelijk kader van de in dit IP gehanteerde criteria

De criteria voor enkelvoudige storingsreserve zijn vastgelegd in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998. De Elektriciteitswet 1998 laat op de enkelvoudige storingsreserve onder voorwaarden beperkte uitzonderingen toe, die zijn opgenomen in een AMvB. Het strikt naleven van de wettelijke bepalingen van de Elektriciteitswet 1998 leidt tot ondoelmatige investeringen, zoals geconcludeerd in 'Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet' (Ministerie van Economische Zaken, augustus 2013). De aanbevelingen uit dit document voor wat betreft de criteria voor enkelvoudige storingsreserve zijn vastgelegd in een concept Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB) als onderdeel van de Wetgevingsagenda STROOM. Vanwege het verwerpen van de nieuwe Elektriciteits- en Gaswet door de Eerste Kamer op 22 december 2015 is deze AMvB nog niet in werking getreden. Op dit moment werkt het ministerie van EZK aan een herziene AMvB behorende bij het inmiddels aangenomen wetsvoorstel (Wet Vet). Aangezien de AMvB nog niet is afgerond en daarmee het wetsartikel nog niet in werking is getreden, is voor dit IP de ontwerp AMvB uit 2014 als toetsingskader gebruikt.

Bij de kortsluitstroomberekeningen wordt uitgegaan van een volledig beschikbaar net vanaf 110 kV. Alle productie-eenheden met een aansluitovereenkomst op dit net zijn daarbij 'in bedrijf' verondersteld, ook de productie-eenheden die geconserveerd zijn. Zowel de éénfase- als de driefasenkortsluitstroom wordt berekend. Een kortsluitkneelpunt wordt als zodanig geïdentificeerd als de berekende éénfase- en/of de driefasenkortsluitstroom groter is dan de kortsluitvastheid van de betreffende installatie. Omdat dit type knelpunt met name ontstaat ten gevolge van nieuwe netuitbreidingen wordt deze analyse uitgevoerd met een netmodel waarin in het laatste steekjaar ook projecten zijn opgenomen waarvan de realisatie nog niet definitief zeker is.

Stap 2.3: Bepalen van de ernst van het capaciteitskneelpunt

Voor een juiste analyse van de capaciteitskneelpunten is het van belang dat de gekozen scenario's aansluiten bij regionale ontwikkelingen. Hierbij wordt bijvoorbeeld de inzet van productie-eenheden en de grootte van de elektriciteitsvraag binnen de regio specifiek bekeken, binnen de kaders van de algehele, op landelijk niveau geformuleerde scenario's.

Om de ernst van de capaciteitskneelpunten inzichtelijk te maken, wordt een jaarrond-rekenmethode gebruikt. Hierbij wordt voor elk uur van het jaar het effect op het elektriciteitsnet getoetst van de combinatie van productie- en elektriciteitsvraag uit de marktanalyses.

Het risico op overbelasting van een netschakel is een resultante van de hoogte van de (mediaan) overbelasting en het aantal uren dat deze optreedt. 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 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.

Het resultaat van deze analyses levert het overzicht met capaciteitskneelpunten op, zie Tabel 5.1 en Tabel 5.2 in hoofdstuk 5.

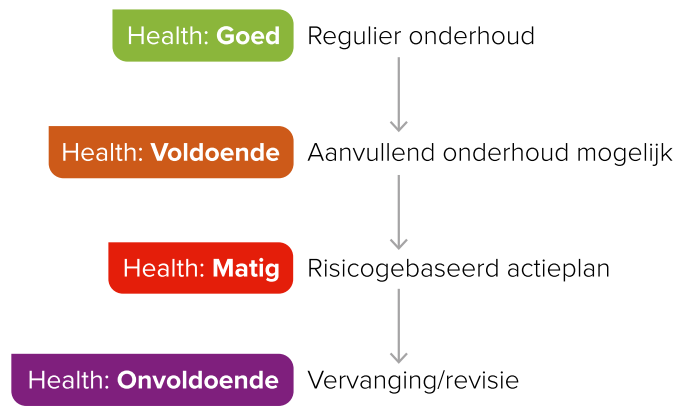
3.4 Stap 2/kwaliteit: Bepalen kwaliteitskneelpunten

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 en anderzijds door componenten te reviseren of te vervangen. De status van de componenten wordt in kaart gebracht door het uitvoeren van inspecties, zoals omschreven in de TOR (TenneT Onderhoudsrichtlijn). Onder andere die inspecties kunnen leiden tot de definitie van een kwaliteitskneelpunt en uiteindelijk tot een investering om componenten of populaties van componenten te vervangen. Het onderhoud aan het landelijk hoogspanningsnet maakt op grond van artikel 21 van de E-wet geen onderdeel uit van het investeringsplan. In dit IP staan alleen de vervangingsinvesteringen vermeld.

TenneT heeft de Health Index ontwikkeld om de conditie van haar componenten te bewaken. De conditie ('health') van de componenten wordt vastgesteld aan de hand van de verwachte rest-levensduur, gebaseerd op faalstatistieken van een populatie, het bouwjaar en de door inspecties vastgestelde staat van componenten. Componenten krijgen op grond van conditie-indicatoren een gewogen score (Health Index).

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 3.5:

- Goed (groen): de verwachte technische conditie blijft binnen zes jaar voldoen aan de technische uitgangspunten;
- 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 indicatie in de 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.



Figuur 3.5

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. Voor componenten met een rode en paarse score wordt een risicobeoordeling gemaakt. Op basis daarvan wordt vastgesteld welke van de componenten met welke prioriteit vervangen moeten worden.

De risico's op falen van de componenten worden gecombineerd op stationsniveau, waarbij stations met gesommeerd een hoog risico een hogere prioritering krijgen in het CAPEX-programma "CBL - Replacement primary components 150kV substations". De Health Index vormt een eerste inschatting van de risico's die aanwezig zijn op het station en vormt de aanleiding om te starten met vervangingen. Na een verdere inspectie van het station ('schouw') wordt de definitieve scope van de problematiek vastgesteld. Het grootste deel van de vervangingsinvesteringen maakt onderdeel uit van het CAPEX programma⁸.

3.5 Stap 3/capaciteit en kwaliteit: Vaststellen risicoscore van knelpunten

Risicoscore

Het risicoprofiel wordt bepaald door de risicoscore van alle actuele knelpunten in het net. Knelpunten komen enerzijds voort uit netberekeningen en anderzijds uit de Health Index en andere indicatoren die informatie verstrekken over de conditie van componenten. Ieder knelpunt heeft een actueeldatum, de datum vanaf wanneer het risico kan optreden, en ieder gerelateerd project heeft een inbedrijfname (IBN) datum, de datum waarop TenneT voorziet dat het knelpunt is opgelost. Ligt de IBN datum van het gerelateerde project voorbij de actueeldatum van een knelpunt dan is een knelpunt gedurende deze periode actueel en telt de risicoscore van het knelpunt mee in het risicoprofiel. Het risicoprofiel wordt gedefinieerd als de som van de risicoscores van alle actuele knelpunten in het risicoregister.

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

De risicoscore voor een knelpunt wordt bepaald door een beoordeling op zes resultaatgebieden. Dit leidt na weging van de resultaatgebieden tot een kwantitatieve risicoscore per knelpunt, uitgedrukt in een logaritmische schaal en verdeeld in zes risicocategorieën: 0-0,01; 0,01-0,1; 0,1-1; 1-10; 10-100; >100. Een overzicht van de resultaatgebieden en de weging is weergegeven in Tabel 3.1. De wegingswaarden staan voor de strategie en het beleid van TenneT. Veiligheid en Kwaliteit van levering zijn de belangrijkste resultaatgebieden. Financieel, Compliance, Milieu en Belanghebbenden hebben een lagere weging dan Veiligheid en Kwaliteit van levering.

⁸ Aangezien dit programma zich nog in het goedkeuringsproces bevindt, zijn de benodigde investeringen opgenomen in de stelpost Preventieve Vervangingen, zie Hoofdstuk 6 voor een toelichting.

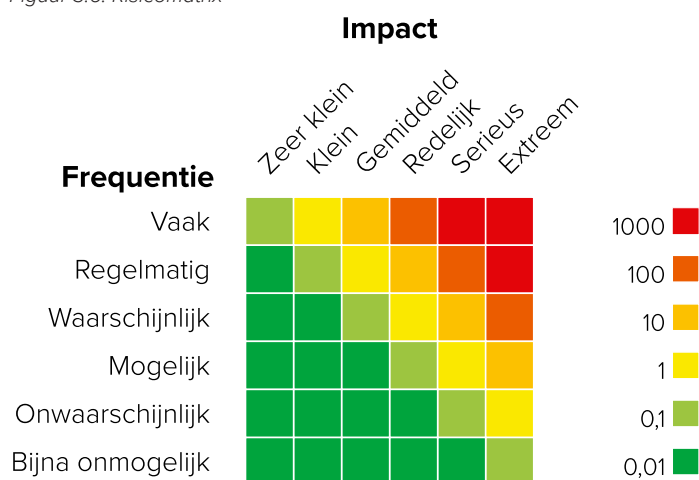
Tabel 3.1: Overzicht en weging van de resultaatgebieden ter bepaling van de risicoscore

Overzicht resultaatgebieden en weging		
Resultaatgebied	Omschrijving	Weging
Veiligheid	Aantal en zwaarte van ongevallen	26%
Kwaliteit van levering	Beschikbaarheid van het net en spaningskwaliteit	26%
Financieel	Verwachte (maatschappelijke) kosten	12%
Compliance	Straffen en boetes bij niet voldoen aan eisen	12%
Milieu	Herstelbaarheid aangebrachte schade	12%
Belanghebbenden	Beschadigde relaties met belanghebbenden	12%

Bepalen risicoscore per resultaatgebied

Voor de risicoscore per resultaatgebied worden de impact en frequentie gecombineerd. De risicomatrix (Figuur 3.6) geeft schematisch de totstandkoming van de risicoscore per resultaatgebied weer. De frequentie van de gebeurtenis varieert in zes gradaties van vaak (meer dan 1 keer per jaar) tot bijna onmogelijk (minder dan eens per 10.000 jaar) voor ieder resultaatgebied. De impact op de zes resultaatgebieden wordt voor ieder resultaatgebied in zes categorieën geïnclassificeerd. De impact op veiligheid wordt bepaald aan de hand van het aantal en de zwaarte van ongevallen waarbij TenneT personeel, voor TenneT werkende aannemers of derden betrokken zijn. De impact op kwaliteit van levering wordt uitgedrukt in de niet-beschikbaarheid van het net: de totale tijd van storingen en stroomonderbrekingen, in combinatie met de hoeveelheid vermogen dat mogelijk uitvalt of de hoeveelheid grootschalige redispatch om deze uitval te voorkomen. Financiële impact wordt gemeten in kosten die kunnen voortvloeien uit het bestaan van het betreffende knelpunt, zoals de kosten die volgen uit het herstellen van de energietoevoer, de wettelijke compensatiekosten bij overschrijding van een bepaalde uitvalduur en de kosten als gevolg van noodzakelijke redispatch. Het resultaatgebied compliance is een maat voor de impact die voortkomt uit het mogelijk niet voldoen aan wet- en regelgeving. De impact op milieu wordt gemeten in mate van herstelbaarheid van de potentiële schade aan het milieu, bijvoorbeeld door lekkage van SF6-gas en olie lekkage. Het resultaatgebied belanghebbenden omvat de impact op de betrekkingen met belanghebbenden.

Figuur 3.6: Risicomatrix



Risicoscore als functie van tijd

De risicoscore voor bepaalde knelpunten kan verschillen in de tijd. Zo houdt TenneT bij knelpunten die opgelost worden door grootschalige vervangingsprogramma's rekening met een aflopende risicoscore bij voortschrijdende realisatie. Dit betekent dat de risicoscore van een knelpunt, gerelateerd aan een vervangingsprogramma, evenredig zal dalen met het aantal vervangingen dat is uitgevoerd of gepland binnen dat programma. De risicoscore van bepaalde knelpunten ontwikkelen zich in de tijd, bijvoorbeeld wanneer n-2 knelpunten met de tijd toenemen tot n-1 knelpunten of wanneer knelpunten pas ontstaan in latere steekjaren.

Verwerken van scenario's in risicoscores

In het geval dat een capaciteitsknelpunt wordt geconstateerd dat niet optreedt in alle scenario's, wordt de waarschijnlijkheid van het knelpunt lager ingeschat dan 1 en wordt deze waarschijnlijkheid verwerkt in de risicobeoordeling.

Peildatum

Dit Investeringsplan geeft de stand van zaken weer op peildatum 1 maart 2020 en bevat de knelpunten met bijbehorende investeringen die op dat moment geïdentificeerd waren.

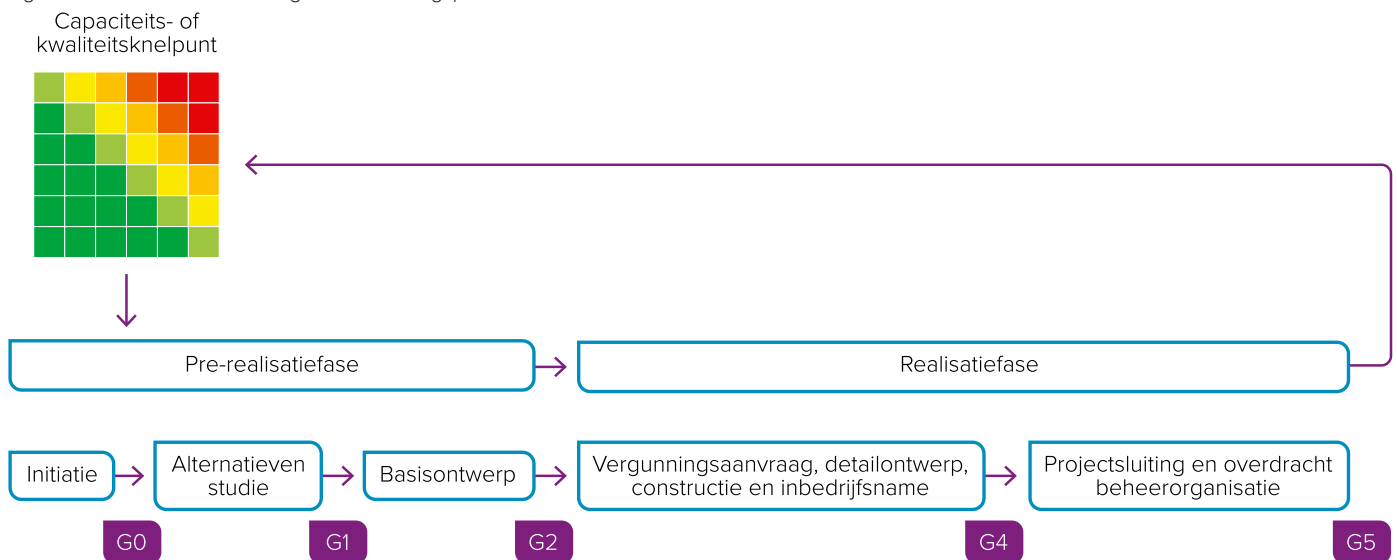
3.6 Stap 4/capaciteit en kwaliteit: Investeringsportfolio

Portfolio-governance proces

Wanneer de risicobeoordeling een waarde van 0,1 of hoger scoort⁹, wordt er een project aangemaakt in de investeringsportfolio door middel van een Study Initiation Form (SIF), eventueel met een Gate 0 document (Initial Alternatives) waarin een eerste verkenning van de oplossingsalternatieven wordt vastgelegd om de scope van de te onderzoeken alternatieven te bepalen. Alle geïdentificeerde knelpunten met een score vanaf 0,1 zijn in dit IP opgenomen. De afronding van de studiefase resulteert in een Gate 1 document (Decision on Alternatives), waarin diverse alternatieven om het betreffende knelpunt te mitigeren worden uiteengezet en een voorkeursalternatief wordt aangedragen. Het is een vereiste dat de oplossingsrichting het knelpunt volledig oplost. Na het Gate 1 besluit wordt het geselecteerde alternatief uitgewerkt tot een basisontwerp, waarna een Gate 2 document (Final Investment Decision) wordt ingediend. In deze aanvraag zijn scope, budget en planning in detail bepaald. Tijdens de looptijd van het project kan de op dat moment beschikbare informatie aanleiding zijn om een Project Exception Report (ER document) in te dienen om het projectmandaat te wijzigen. Een ER kan betrekking hebben op een technische scopewijziging, een overschrijding van het budgetmandaat of een vertraging (meer dan twee kwartalen) in de realisatie van het betreffende project. Daarnaast is een ER nodig om een project op te schorten (On hold). In Figuur 3.7 is het investeringsproces schematisch weergegeven.

De governance-structuur borgt dat het oplossen van knelpunten in een vroegtijdig stadium wordt opgepakt, er formele goedkeuring plaatsvindt van de oplossingsrichting en de voortgang van het oplossen van het knelpunt wordt gemonitord.

Figuur 3.7: Schematische weergave investeringsproces



Hierdoor is steeds de officiële documentatie beschikbaar die ten grondslag ligt aan de gegevens in de investeringsportfolio. De governance-structuur is geborgd in het investeringsproces en vastgelegd in de Corporate Investment Manual van TenneT.

Tekstbox 3.4: Projecttypen in investeringsportfolio

De investeringsportfolio omvat verschillende typen projecten:

- *Uitbreidingsprojecten* omvatten alle investeringen die zorgen voor een uitbreiding van de capaciteit van het net en komen voort uit de analyse voor capaciteitsknelpunten. Daarnaast is er een aantal projecten, bouw van nieuwe stations, om voorziene klantaansluitingen, gerelateerd aan de energietransitie, tijdig te kunnen faciliteren.
- *Vervangingsprojecten* omvatten investeringen die uitgevoerd worden wegens afnemende functionaliteit, betrouwbaarheid of veroudering van de componenten, en komen veelal voort uit de Health Index-score van componenten. Daarnaast kunnen aangescherpte regelingen vervangingen noodzakelijk maken.
- *Functionaliteitsprojecten* omvatten investeringen die een functionaliteit aan het net toevoegen maar de capaciteit van het net niet uitbreiden, zoals additionele fysieke beveiliging van stations of verbeteringen in de telecommunicatie.
- *Klantaansluitingen en reconstructieprojecten* worden geïnitieerd als klanten aangesloten willen worden op het net of als andere infrastructurele werkzaamheden een wijziging van het net noodzakelijk maken. Deze projecten liggen vaak buiten de beslissingsbevoegdheid van TenneT. Aan deze projecten zijn geen knelpunten en risicoscore verbonden, hoewel het al dan niet doorgaan van bepaalde aansluitingen kan leiden tot nieuwe knelpunten in het net ("diepere net-investeringen") of het wegvallen van eerder geïdentificeerde knelpunten

⁹ Een uitzondering wordt gemaakt voor het resultaatgebied Compliance. Voor alle Compliance knelpunten wordt een (operationele) oplossing beschouwd.

Omzetting van portfolio naar verwachting

De governance portfolio bevat de planning per individueel project en reflecteert dus verwachtingen van individuele projecten. De totale portfolio van alle projecten heeft echter een andere verwachting, omdat bij de planning van individuele projecten niet altijd direct de haalbaarheid van de parallelle uitvoering van andere projecten wordt overwogen.

De interne governance is op portfolioniveau daarom te optimistisch en houdt onvoldoende rekening met potentiële vertragingen en budgetaanpassingen als gevolg van de verscheidenheid aan projecten en overige activiteiten die moeten plaatsvinden. Om een realistische verwachting van het geheel aan investeringsprojecten te geven wordt daarom een zogenoemde portfoliocorrectie toegepast op de governance portfolio¹⁰.

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 de portfolio (projectfase: Studie, Basisontwerp, Realisatie) beschouwd. Verder is de kans van doorgang van een project van invloed op de totale portfolio. Zodoende worden in de portfoliocorrectie drie stappen onderscheiden: correctie voor waarschijnlijkheid, budget en planning.

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

De budgetcorrectie vergelijkt uiteindelijk gerealiseerde kosten per project met de ramingen in de portfolio. Tabel 3.2 geeft de factoren voor de budgetcorrectie voor iedere projectcategorie en per projectfase weer. De correctiefactoren geven aan met welke factor de schatting van het totale budget in een bepaalde fase vermenigvuldigd moet worden om te komen tot de uiteindelijk gerealiseerde kosten (een factor kleiner dan 1 betekent een overschatting van het budget ten opzichte van de uiteindelijk gerealiseerde kosten). In het algemeen is er dus sprake van een overschatting van het budget, met uitzondering van de vervangingsprojecten die in de beginfasen vaak onderschat worden. Dit komt doordat bij vervangingsprojecten tijdens de uitvoering vanuit efficiency-oogpunt soms aanvullende werkzaamheden worden uitgevoerd.

Tabel 3.2: Factoren voor budgetcorrectie

Projectcategorie	Projectfase Studie	Projectfase Basisontwerp	Projectfase Realisatie
Uitbreidingsprojecten	0,47	0,84	0,98
Vervangingsprojecten	0,74	1,01	0,92
Klantaansluitingen	0,95	0,79	1,01
Reconstructies	0,95	0,92	0,92

De budgetcorrectie wordt in het algemeen kleiner (factoren komen dichterbij 1) naarmate het project vordert, doordat dat de scope van een project duidelijker wordt.

Met betrekking tot de planningcorrectie zijn historisch geschatte IBN-datums vergeleken met daadwerkelijk gerealiseerde IBN-datums. De planningcorrecties zijn voor iedere projectcategorie en per projectfase weergegeven in Tabel 3.3. De planningcorrecties geven aan hoeveel kwartalen aan de schatting van de IBN-datum in een bepaalde fase toegevoegd dienen te worden om te komen tot de uiteindelijk gerealiseerde IBN-datum (een positieve correctie betekent een te optimistische planning ten opzichte van de uiteindelijke gerealiseerde IBN-datum).

Tabel 3.3: Factoren voor planningcorrectie

Projectcategorie	Projectfase Studie factor	Projectfase Basisontwerp factor	Projectfase Realisatie factor
Uitbreidingsprojecten	+6Q	+5Q	+2Q
Vervangingsprojecten	+4Q	+4Q	+2Q
Klantaansluitingen	+2Q	+3Q	+2Q
Reconstructies	+6Q	+3Q	+1Q

In het algemeen is er dus een vertraging van de projecten, wat verklaard kan worden doordat in de planning van individuele projecten niet altijd direct de haalbaarheid van de parallelle uitvoering van andere projecten wordt overwogen. De planningcorrecties worden kleiner naarmate het project vordert, doordat de planning zekerder wordt. Bij zowel klantaansluitingen als reconstructies heeft TenneT het tempo van de projectuitvoering doorgaans niet in eigen hand.

¹⁰ Uitzonderingen hierop zijn de stelposten voor preventieve en correctieve vervangingen (zie Hoofdstuk 6), omdat deze per definitie schattingen bevatten die niet dezelfde budgettaire onderbouwing hebben als projecten. Daarnaast is besloten voor dit Investeringsplan een uitzondering te maken voor nieuw te bouwen stations (zie Hoofdstuk 5) en aansluitingen met onderliggende netten (zie paragraaf 7.3, inclusief bijbehorende diepere netinvesteringen), zodat aangesloten wordt bij de planning van de RNB (Liander). Indien van deze stelregel wordt afgeweken, wordt dit expliciet aangegeven.

3.7 Prioritering van projecten

Prioriteiten worden gesteld tussen de verschillende werkpakketten: eerst storingen, dan onderhoudsactiviteiten en daarna investeringen. Voor investeringen geldt dat deze noodzakelijk worden geacht wanneer de bijbehorende risicobeoordeling ten minste een risicoscore heeft van medium op één van de bedrijfswaarden. Binnen de noodzakelijk geachte investeringen wordt op dit moment geen prioritering aangegeven: zij zijn allemaal noodzakelijk om te voldoen aan wettelijke verplichtingen. Om deze reden start TenneT voor alle knelpunten een project op middels een SIF of GO.

Aangezien niet alle oplossingen tegelijkertijd in uitvoering kunnen worden genomen, werkt TenneT wél met een prioritering in de uitvoering. TenneT optimaliseert het werk in uitvoering op basis van de risico's die de desbetreffende projecten mitigeren, de aanwezigheid van kritieke resources zoals specialisten (zowel intern als extern) en VNB - het spanningsvrij kunnen schakelen van assets.

In korte tijd is de omvang van het portfolio aanzienlijk gestegen. TenneT ontwikkelt momenteel een nieuwe prioriteringsaanpak. Daarbij wordt onderscheid gemaakt in korte termijn (tot 2 jaar), middellange termijn (2-5 jaar) en lange termijn (tot 10 jaar). Uitgangspunt voor deze prioriteringen is dat er zoveel mogelijk risico wordt gemitigeerd met de uitgevoerde projecten. Aangezien TenneT verwacht dat de risicopositie in de toekomst verder toeneemt ten gevolge van de stijging van zowel capaciteits- als kwaliteitsknelpunten, werkt TenneT tevens aan nieuwe manieren om de 'maakcapaciteit' te vergroten en meer ruimte voor VNB te creëren.

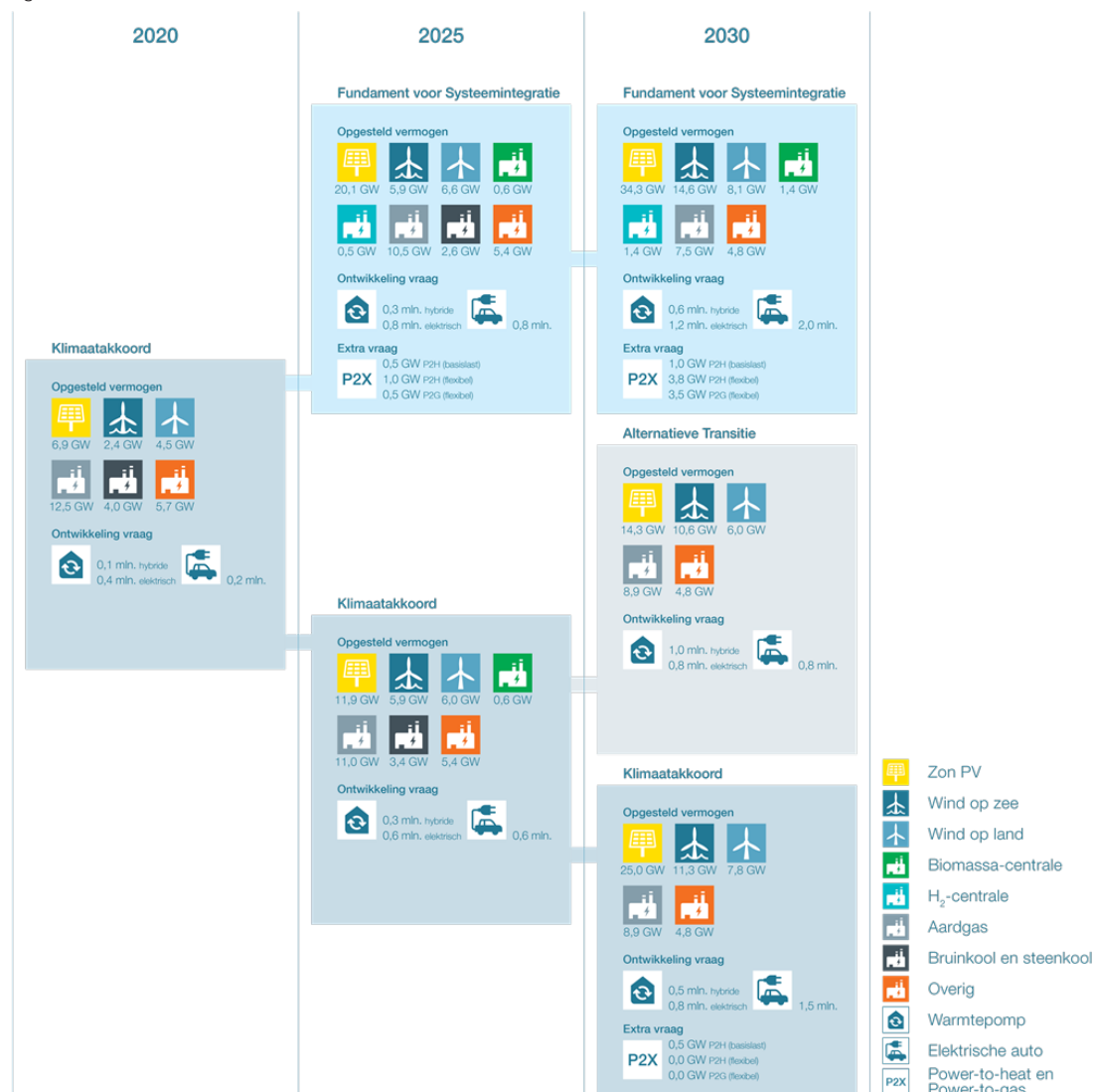
4 Ontwikkelingen en scenario's

Bij het opstellen van dit Investeringsplan gaat TenneT uit van ontwikkelingen in onder andere de energiemarkt en het overheidsbeleid. De ontwikkelingen worden beschreven en geanalyseerd aan de hand van drie scenario's. Hieronder worden de bedoelde ontwikkelingen en scenario's beschreven. Paragraaf 4.1 beschrijft de ontwikkelingen in het energielandschap voor de scenario's. Paragraaf 4.2 gaat kwantitatief in op de ontwikkelingen binnen deze scenario's en beschrijft de parameters waarmee TenneT voor dit Investeringsplan heeft gerekend. Paragraaf 4.3 bevat een overzicht van de bij de scenario-ontwikkeling en -kwantificering gebruikte bronnen.

4.1 Overzicht van scenario's

In dit Investeringsplan hanteert TenneT drie scenario's, zoals weergegeven in Figuur 4.1. Deze scenario's omvatten een realistische inschatting van de toekomst voor zover deze van invloed is op de inrichting van de elektriciteitsnetten die door TenneT worden beheerd.

Figuur 4.1: Overzicht van de scenario's die TenneT voor het IP2020 hanteert



Het scenario 'Klimaatakkoord' is gebaseerd op voorgenomen overheidsbeleid en verwachte ontwikkelingen in de energiemarkt op basis van het Ontwerp Klimaatakkoord (OKA), de doorrekening van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) van het OKA en de achterliggende Nationale Energieverkenning (NEV) 2017. De twee andere scenario's zijn gezamenlijk door Gasunie en TenneT opgesteld om de invloed van mogelijke ontwikkelingen op het landelijk gastransportnet en het landelijk hoogspanningsnet te kunnen analyseren. In het scenario 'Alternatieve Transitie (AT)' wordt gekeken naar een andere invulling van de klimaatdoelstelling dan als gesteld in het Klimaatakkoord, waarbij de nadruk meer ligt op groen gas, CCS en andere niet-elektrische invullingen van de energiebehoefte. In het scenario 'Fundament voor Systeemintegratie (FSI)' wordt de impact van een verdergaande ambitie met betrekking tot CO₂-emissiereductie in combinatie met systeemintegratie verkend. In dit scenario is er sprake van fors meer duurzame opwek en neemt ook de flexibele elektriciteitsvraag toe. Daarnaast wordt een start gemaakt met een transitie naar waterstof. Met deze drie scenario's worden zowel het afgesproken Klimaatakkoord verkend als ook twee realistische alternatieve paden.

Om de verhaallijnen een realistische grondslag te geven laten alle verhaallijnen ontwikkelingen zien waarover actief beleid geformuleerd wordt. Het meest expliciet is dit het geval voor het 'Klimaatakkoord'-scenario, waaraan uitvoerige beleidsvorming ten grondslag ligt. Het scenario 'Alternatieve Transitie' legt meer nadruk op (groen) gas en CCS als middelen om CO₂-uitstoot te reduceren, ambities die ook actief besproken zijn bij de ontwikkeling van het Klimaatakkoord. Het scenario 'Fundament voor Systeemintegratie' bevat veel elementen die in de voorstellen voor het Klimaatakkoord wel een plaats hebben, maar die door PBL niet zijn meegenomen in de doorrekening van het OKA door het ontbreken van concrete maatregelen. Hier is de aanname dus dat deze maatregelen wel ontwikkeld worden waardoor de verhoogde ambitie alsnog gerealiseerd wordt. Daarnaast bevat dit scenario meer duurzame elektriciteitsopwekking om de verhoogde doelstelling te kunnen behalen. Systeemtechnisch wordt dit mogelijk gemaakt door systeemintegratie.

Scenario 'Klimaatakkoord' (KA)

Met het akkoord van Parijs is in 2015 afgesproken dat de opwarming van de aarde beperkt moet worden tot minder dan twee graden Celsius ten opzichte van het pre-industriële tijdperk. Het streven is om de opwarming beperkt te houden tot anderhalve graad. In Nederland is deze ambitie vertaald in een klimaatakkoord, dat in juni 2019 door het kabinet is gepresenteerd. Dit omvat een omvangrijk pakket van afspraken, maatregelen en instrumenten dat de Nederlandse CO₂-uitstoot in 2030 met ten minste 49 procent moet terugdringen ten opzichte van 1990. Het Investeringsplan 2020-2030 Net op land is gebaseerd op het in december 2018 gepresenteerde Ontwerp Klimaatakkoord.

De plannen in het Klimaatakkoord hebben hun uitwerking in alle sectoren in Nederland. Nieuwe woningen zullen zonder aardgas aansluiting worden gebouwd. In totaal worden 2 miljoen woningen verduurzaamd. Deze woningen zullen niet meer met een traditionele CV-ketel, maar via een warmtenet of met een (hybride) warmtepomp worden verwarmd. Elektrisch rijden wordt fiscaal gestimuleerd. Dit moet leiden tot 1,5 miljoen elektrische personenauto's in 2030.

Daarnaast worden ook in de industrie maatregelen genomen om de CO₂-uitstoot te ver- minderen. Opslag van CO₂ (Carbon Capture and Storage; CCS) speelt hierbij een belangrijke rol en wordt gefinancierd vanuit de SDE++. Een beperkte bijdrage vanuit de industrie wordt geleverd door Power-to-Heat (P2H).

Ook het aanbod van energie wordt aanzienlijk verduurzaamd. Kolencentrales gaan versneld dicht. De optie om biomassa te verstoffen in kolencentrales wordt uiteindelijk in 2030 niet benut. Het opgestelde vermogen van zon PV en wind op zee wordt aanzienlijk uitgebreid.

Scenario 'Alternatieve Transitie' (AT)

De productie van groen gas maakt een technologische sprong waardoor groen gas een aantrekkelijk alternatief blijkt waarmee op alternatieve wijze aan de CO₂-reductie- doelstelling van het Klimaatakkoord kan worden voldaan. De uitrol van wind- en zonne-energie groeit, maar door het beschikbaar komen van deze alternatieve manier om CO₂- reductie te bereiken, blijven deze achter bij de ambitie uit het Klimaatakkoord. Zon PV kent een sterke groei tot 2025. Door een combinatie van de afbouw van de salderingsregeling en beperkte kostendaling voor opslagsystemen 'achter de meter' vlak de groei daarna af. Het vermogen van wind op zee groeit substantieel. Het blijkt echter moeilijk om capaciteit bovenop de vastgestelde 'Routekaart windenergie op zee 2030' te realiseren.

Door de ontwikkeling van vergassingstechnologie is groen gas in toenemende mate beschikbaar in Nederland. Potentieel kan in 2030 in Nederland tot 3 miljard kubieke meter (bcm¹¹) benut worden. Dit maakt de toepassing van hybride technologie aantrekkelijk om te verduurzamen. Vooral in de gebouwde omgeving neemt de hybride warmtepomp een aanzienlijk marktaandeel in. De voorziene plannen voor gasvrije nieuwbouw worden wel doorgezet.

Ook de industrie profiteert van de vergroening van de gasvoorziening. Daarnaast wordt in deze sector meer ingezet op het afvangen van CO₂ om aan de afgesproken emissie- doelstellingen te voldoen.

Elektriciteit en gas leveren een belangrijke bijdrage aan het realiseren van doelstellingen voor emissie-reductie in verkeer en vervoer. Door de relatief hoge aanschafprijs van elektrische auto's blijft de groei van elektrisch vervoer wel achter bij de doelstelling van het Klimaatakkoord. Daar staat tegenover dat de toepassing van (bio-)LNG zorgt voor emissiereductie in zwaar transport en scheepvaart.

¹¹ Een bcm ('billion cubic meter'; ofwel een miljard kubieke meter) is een in de gaswereld gehanteerde maateenheid voor een hoeveelheid gas en komt overeen met ongeveer 9,77 TWh aan energie.

Hoewel de ontwikkeling in verduurzaming op individuele onderdelen afwijkt van de doelstellingen uit het Klimaatakkoord, blijft Nederland wel op koers om de CO₂-uitstoot in 2030 met 49% terug te dringen.

Dit scenario gaat ervan uit dat voor de tussenliggende steekjaren 2020 en 2025 hetzelfde pad wordt gevolgd als in het scenario 'Klimaatakkoord'.

Scenario 'Fundament voor Systeemintegratie' (FSI)

Duurzame opwek in de vorm van zon PV en windenergie ontwikkelt zich sneller dan het Klimaatakkoord veronderstelt. Dit leidt tot de noodzaak om infrastructuur voor gas, warmte en elektriciteit te integreren. Deze zogenoemde systeemintegratie krijgt in 2030 al enige vorm en legt hiermee een fundament voor de toekomst.

Zowel zon PV als wind op zee nemen een hoge vlucht. Er worden grootschalige zonneweides ontwikkeld waardoor het totaal aan opgesteld vermogen van zon PV groeit tot ruim 34 GW. Wind op zee blijkt ook op de lange termijn competitief en telt op tot bijna 15 GW in 2030.

De noodzaak om regelbaar CO₂-vrij vermogen beschikbaar te hebben wordt deels ingevuld door biomassa als brandstof in voormalige kolencentrales en door blauwe waterstof als brandstof in een gascentrale in te zetten.

Zowel het aanbod van duurzame elektriciteit als de vraag naar elektriciteit neemt toe. Zo neemt het aantal elektrische auto's, bussen en vrachtwagens flink toe. In de industrie ontstaat een business case voor toepassingen van Power-to-Heat (P2H). In de gebouwde omgeving krijgen elektrische warmtepompen een groter aandeel. Al deze ontwikkelingen drukken het verbruik van aardgas.

Door de extra groei in zowel elektrificatie als duurzame opwek ten opzichte van de andere scenario's, ontstaat een toenemende behoefte aan flexibiliteit. Deze wordt door verschillende marktpartijen ingevuld, zowel door grootverbruikers in de industrie als door kleinverbruikers. Thuisaccu's en elektrische auto's worden bijvoorbeeld niet alleen ingezet voor eigen gebruik, maar worden ook in toenemende mate slim ingezet, onder andere om de elektriciteitsinfrastructuur te ontlasten.

Gedreven door overheidssubsidie ontstaat er een markt voor waterstof. De maatschappij investeert in groene waterstofproductie om daarmee de techniek klaar te maken om in de toekomst een centrale rol te kunnen vervullen in de energievoorziening. Tot 3,5 GW van de groei in de opwek van duurzame elektriciteit, met name van wind op zee, wordt omgezet en opgeslagen in de vorm van waterstof. Deze wordt vooral als grondstof in de industrie benut.

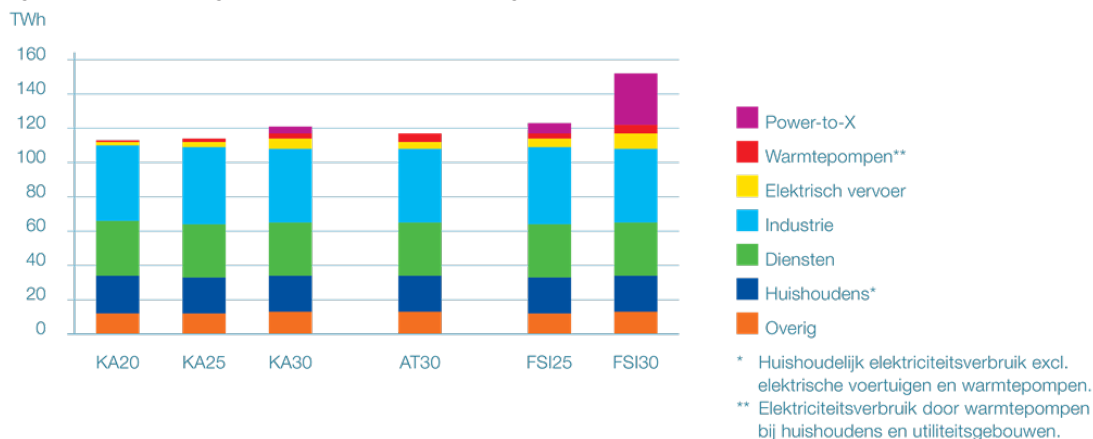
4.2 Ontwikkelingen

Hieronder worden de ontwikkelingen en (kwantitatieve) kenmerken van de scenario's beschreven ten aanzien van de elektriciteitsvraag, het productievermogen in Nederland, de interconnectiecapaciteit met omringende landen, trends die zich in deze landen voordoen, de brandstof- en CO₂-prijzen en elektriciteitsopslag.

Ontwikkelingen in elektriciteitsvraag

Figuur 4.2 laat de raming van de elektriciteitsvraag zien voor de drie gehanteerde scenario's. De aangenomen ontwikkeling in de sectoren Huishoudens en Diensten volgt direct uit de NEV'17. De verwachte ontwikkeling van de elektriciteitsvraag voor de sectoren Industrie, Elektrisch vervoer, Warmtepompen, Power-to-X¹² en Overig wordt hieronder verder toegelicht. Alle scenario's kennen een betrekkelijk stabiel verloop van de elektriciteitsvraag onder de traditionele categorieën (Huishoudens, Diensten, Industrie, Overig). De ontwikkelingen in de sectoren Elektrisch vervoer, Warmtepompen en Power-to-X leiden echter tot duidelijke verschillen.

Figuur 4.2: Ontwikkeling Nederlandse elektriciteitsvraag

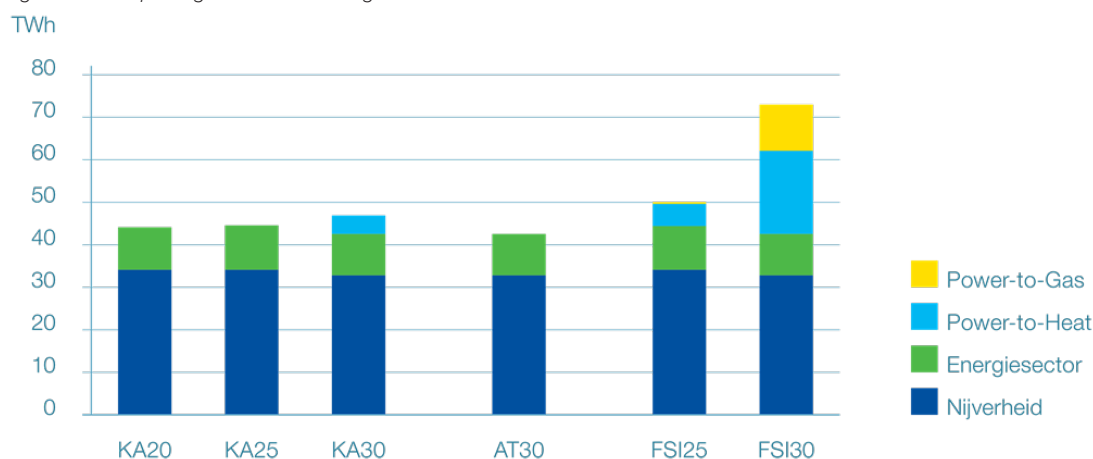


Het scenario 'Fundament voor Systeemintegratie' kent de grootste stijging van het elektriciteitsverbruik, met name als gevolg van industriële warmte Power-to-Heat en Power-to-Gas). Het scenario 'Alternatieve Transitie' resulteert in de laagste jaarvraag, vooral omdat het aantal elektrische voertuigen lager is en er geen (industriële) Power-to-Heat of Power-to-Gas wordt aangenomen. Wel is de elektriciteitsvraag van warmtepompen iets hoger dan in de andere scenario's, omdat er een relatief groot aantal hybride warmtepompen wordt aangenomen.

Sector Industrie

De elektriciteitsvraag van de sector Industrie omvat de NEV2017-categorieën 'Nijverheid' en 'Energiesector', alsmede elektriciteitsvraag ten behoeve van industriële warmte (Power-to-Heat) en productie van waterstof door elektrolyse (Power-to-Gas). In Figuur 4.3 is de ontwikkeling van deze onderliggende categorieën in de sector Industrie weergegeven voor de drie scenario's.

Figuur 4.3: Uitsplitsing elektriciteitsvraag sector Industrie



In Tabel 4.1 zijn de aangenomen vermogens aan Power-to-Heat en Power-to-Gas weer- gegeven voor de scenario's 'Klimaatakkoord' (steekjaar 2030) en 'Fundament voor Systeemintegratie' (steekjaren 2025 en 2030). Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen basislast en hybride vermogens. Basislast betreft Power-to-Heat-installaties die volcontinue worden ingezet, terwijl hybride vermogens alléén elektriciteit gebruiken als de elektriciteitsprijs voldoende laag is. Dit is doorgaans het geval in situaties dat wind-, zonne-, of kernenergie de elektriciteitsprijs bepalen.

Tabel 4.1 Opgesteld vermogen Power-to-X

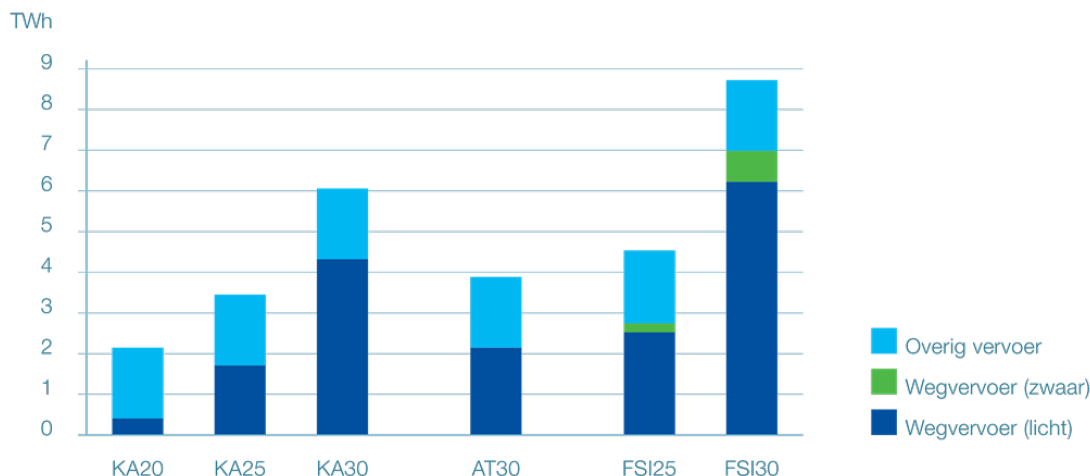
Opgesteld vermogen	KA2030	FSI2025	FSI2030
Power-to-Heat (baseload)	0,5 GW	0,5 GW	1,0 GW
Power-to-Heat (hybride)	0 GW	1,0 GW	3,8 GW
Power-to-Gas	0 GW	0,5 GW	3,5 GW

Sector Elektrisch vervoer

Het elektriciteitsverbruik binnen de sector Elektrisch vervoer verandert in de periode tot aan 2030 aanzienlijk. Dit komt hoofdzakelijk door elektrificatie van het wegvervoer.

Onder de afspraken uit het Klimaatakkoord wordt het aantal elektrische personenauto's gestimuleerd tot een aantal van 1,5 miljoen in 2030. In het scenario Alternatieve Transitie wordt ervan uitgegaan dat de groei achterblijft (750.000 voertuigen in 2030), terwijl in het scenario Fundament voor Systeemintegratie juist een sterkere toename wordt aangenomen (2 miljoen voertuigen in 2030), met daarbij tevens elektrificatie van 100.000 vrachtwagens en bussen. In Figuur 4.4 is de ontwikkeling van het jaarlijkse elektriciteitsverbruik binnen deze categorie weergegeven, uitgesplitst naar de categorieën 'Licht wegvervoer' (personenauto's en bestelwagens), 'Zwaar wegvervoer' (vrachtwagens en bussen), en 'Overig' (hoofdzakelijk treinen en ander railvervoer).

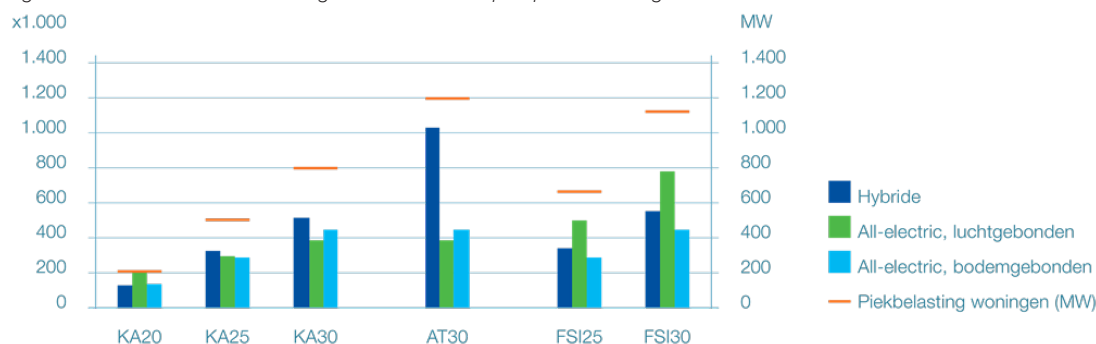
Figuur 4.4: Verwachte ontwikkelingen sector Elektrisch vervoer



Sector Warmtepompen in woningen

Figuur 4.5 toont de ontwikkeling van het aantal elektrische en hybride warmtepompen in woningen. De resulterende piekbelasting is ook in deze figuren opgenomen. Warmtepompen in utiliteitsgebouwen zijn gemodelleerd als 'warmtepomp in woning'-equivalenten. De piekbelasting van de categorie 'warmtepompen bij utiliteitsgebouwen' bedraagt onder alle scenario's in 2030 ongeveer 250 MW.

Figuur 4.5: Verwachte ontwikkelingen aantal warmtepompen in woningen



In het scenario 'Alternatieve Transitie' wordt uitgegaan van een relatief groot aandeel hybride warmtepompen in lijn met de scenarioverhaallijn waarin groen gas een belangrijke rol speelt in de verduurzaming. Hierdoor is het elektriciteitsverbruik in deze categorie hoger dan in het Klimaatakkoord. Het scenario 'Fundament voor Systeemintegratie' gaat uit van relatief veel elektrische, luchtgebonden warmtepompen, wat ook leidt tot een hogere elektriciteitsvraag dan in het Klimaatakkoordscenario. Hoewel elektrische luchtgebonden warmtepompen individueel meer elektriciteit gebruiken dan hybride warmtepompen, maakt het grote aantal hybride warmtepompen in het 'Alternatieve Transitie' scenario dat de elektriciteitsvraag vergelijkbaar is met het scenario 'Fundament voor Systeemintegratie'.

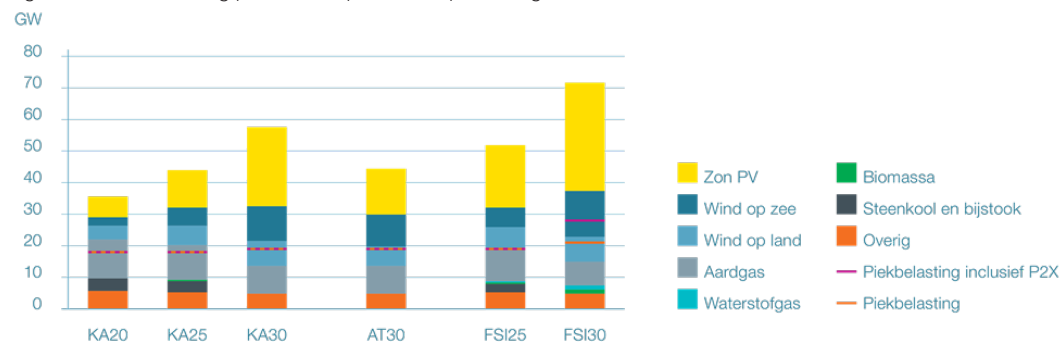
Overige sectoren

De categorie 'Overige sectoren' omvat de in de NEV'17 onderscheiden categorieën 'Vervoer' (exclusief elektrisch wegvervoer), 'Landbouw' en 'Waterbedrijven en afvalbeheer', aangevuld met een hogere aangenomen vraag van 1,3 TWh in de categorie Glastuinbouw in het steekjaar 2030 ten gevolge van een toename van de extra vraag voor belichting en warmte, alsmede minder opwek uit eigen WKK, zoals in lijn is met het Klimaatakkoord. In het scenario 'Fundament voor Systeemintegratie' bedraagt deze extra vraag 3,8 TWh.

Ontwikkelingen in productievermogen elektriciteit

Figuur 4.6 toont de ontwikkeling van de productiecapaciteit in Nederland. Het opgesteld vermogen groeit onder alle scenario's aanzienlijk, met name door de toename van zon PV, wind op zee en wind op land. Onder het scenario 'Alternatieve Transitie' groeit het opgesteld duurzaam vermogen minder dan in het 'Klimaatakkoord' scenario, terwijl het scenario 'Fundament voor Systeemintegratie' scenario juist een sterkere groei veronderstelt. In dit scenario ligt ook het verbruik van elektriciteit hoger, vooral door de aannahme omtrent Power-to-X. De elektriciteitsopwekking uit steenkool wordt in de periode tot 2030 stapsgewijs volledig afgebouwd. In 2025 zijn er nog vier kolencentrales waarvan er één volledig op biomassa draait. In 2030 zijn alle kolencentrales gesloten, met uitzondering van het 'Fundament voor Systeemintegratie' scenario waarin twee kolencentrales volledig op biomassa draaien. Het overige op fossiele brandstoffen gebaseerde productievermogen daalt door het uit bedrijf nemen van installaties. Figuur 4.7 toont de verwachte elektriciteitsproductie, resulterend uit de marktsimulaties.

Figuur 4.6: Ontwikkeling productiecapaciteit en piekvraag



KA

- Zon PV, wind op land en wind op zee groeien door op basis van de analyse van PBL van het OKA.
- Het opgestelde conventionele vermogen is gebaseerd op een uitvraag bij producenten, met uitzondering van steenkool en biomassa.
- Eén kolencentrale gaat uiterlijk vanaf 2025 volledig over op biomassa. Vóór 2030 gaat deze centrale volledig uit bedrijf.
- De overige vier kolencentrales worden voor 2030 allemaal uitgefaseerd, waarvan één reeds voor 2025.

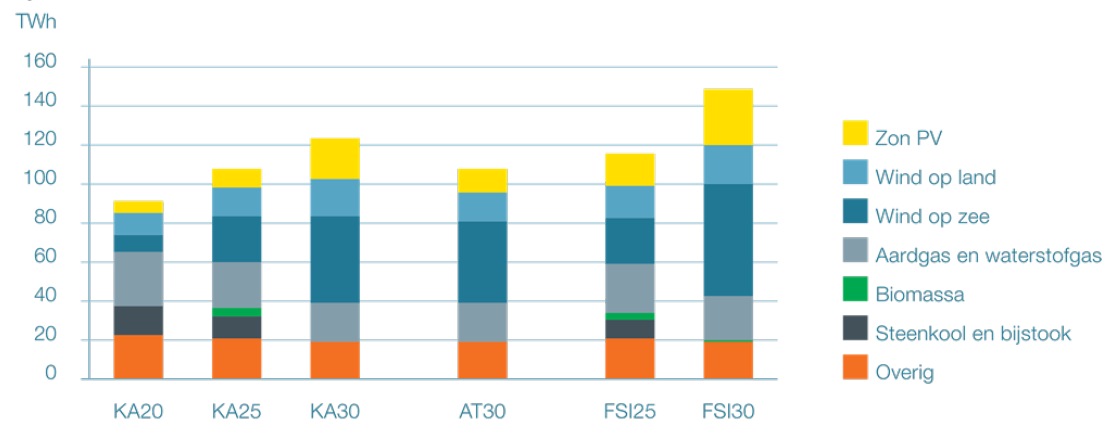
AT

- Zon PV groeit na 2025 beperkt verder tot de waarde van het NEV-basispad uit 2017.
- Wind op zee volgt de Routekaart windenergie op zee 2030.
- Wind op land groeit na 2025 niet verder.

FSI

- Zon PV groeit tot de bovengrens van het Voorstel Hoofdlijnen Klimaatakkoord (VHKA).
- Wind op zee groeit tot 2027 volgens de Routekaart windenergie op zee 2030 en daarna ambitieus verder met een groei van 2 GW per jaar.
- Wind op land stijgt tot 2030 tot de bovengrens van het VHKA.
- Eén kolencentrale gaat voor 2025 volledig over op 100% biomassa. Daarna volgt een tweede centrale.
- De overige drie kolencentrales worden voor 2030 uitgefaseerd, waarvan één al voor 2025.
- Eén aardgascentrale gaat in 2025 deels over op waterstof als brandstof. In 2030 draait deze volledig op waterstof.

Figuur 4.7: Elektriciteitsproductie onder de verschillende scenario's

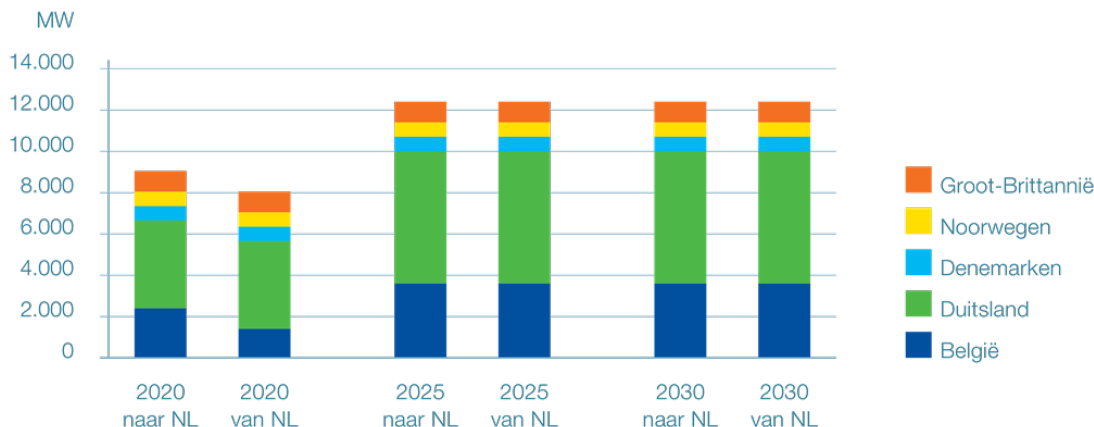


De categorie 'Biomassa' heeft enkel betrekking op de één of twee (afhankelijk van het scenario) in de tekst genoemde kolencentrales, die vanaf 2025 of 2030 verondersteld worden volledig op biomassa te worden gestookt. In het scenario KA20 worden deze centrales onder de categorie 'Steenkool en bijstook' gerapporteerd. Merk daarnaast op dat de categorie 'Overig' tevens kleinschalig vermogen bevat dat (deels) op bio-massa wordt gestookt. Deze categorie bevat verder kleinschalig WKK-vermogen (veelal gestookt op aardgas) en vermogen van afvalverbrandingsinstallaties.

Ontwikkelingen interconnectiecapaciteit

De elektriciteitsuitwisseling van Nederland met het buitenland wordt begrensd door de aan de markt beschikbaar gestelde interconnectiecapaciteit. De aangenomen uitwisselingscapaciteiten zijn weergegeven in Figuur 4.8. Voor de marktberoeeningen in het Investeringsplan 2020-2030 Net op land zijn deze uitwisselingscapaciteiten met omringende landen vastgesteld volgens de bepalingen van het recentelijk van kracht geworden Europese wetgevingsspakket 'Clean Energy Package' (CEP, zie Tekstbox 4.1). Het CEP stelt onder andere dat netbeheerders, na aftrek van veiligheidsmarges, ten minste 70% van de fysieke uitwisselingscapaciteit op een biedzonegrens aan de markt ter beschikking moeten stellen. Omdat in de eerste jaren een overgangs- regeling geldt, zijn deze bepalingen alleen toegepast bij de capaciteitsberekening voor de steekjaren 2025 en 2030. Voor het steekjaar 2020 worden de traditioneel gehanteerde waarden voor de NTC (Net Transfer Capacity) gebruikt.

Figuur 4.8: Ontwikkelingen interconnectiecapaciteit tussen Nederland en omringende landen



Tekstbox 4.1: Clean Energy Package

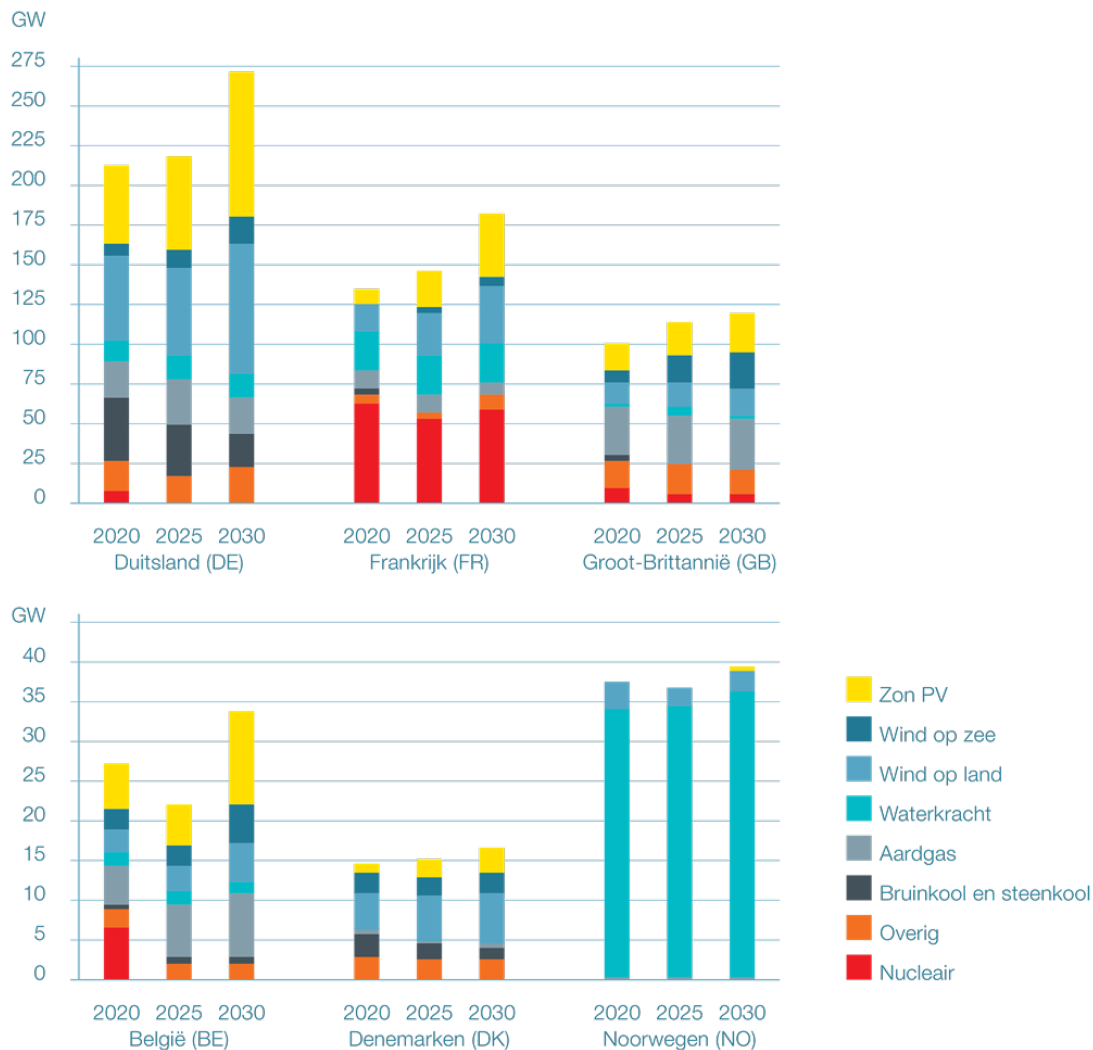
Per 5 juni 2019 is Verordening (EU) 2019/943 van kracht. In deze Europese Verordening worden onder andere eisen gesteld aan de minimale uitwisselingscapaciteit die op grenzen beschikbaar moet worden gemaakt voor de elektriciteitsmarkt. Alle hoogspanningsnetbeheerders die onder deze Verordening vallen moeten minimaal 70% van de thermische capaciteit van infrastructurele componenten beschikbaar stellen voor grensoverschrijdende uitwisseling. Hierbij mag wel rekening worden gehouden met uitvalsituaties.

Op dit moment is er nog geen eenduidige en afgestemde methodiek die voorschrijft hoe de aan de markt beschikbaar gestelde uitwisselingscapaciteit precies berekend moet worden ten behoeve van lange-termijnberekeningen. Voor het Investeringsplan 2020-2030 Net op land is daarom een eigen methodiek opgesteld, die zoveel mogelijk recht doet aan de inhoud van de Verordening en voor alle landen op een eenduidige manier is toe te passen. De gehanteerde methodiek resulteert in uitwisselingscapaciteiten die groter zijn dan in het KCD2017. Voor de uitwisselingscapaciteit tussen Nederland en België/Duitsland betekent dit bijvoorbeeld een stijging van respectievelijk 6% en 28%.

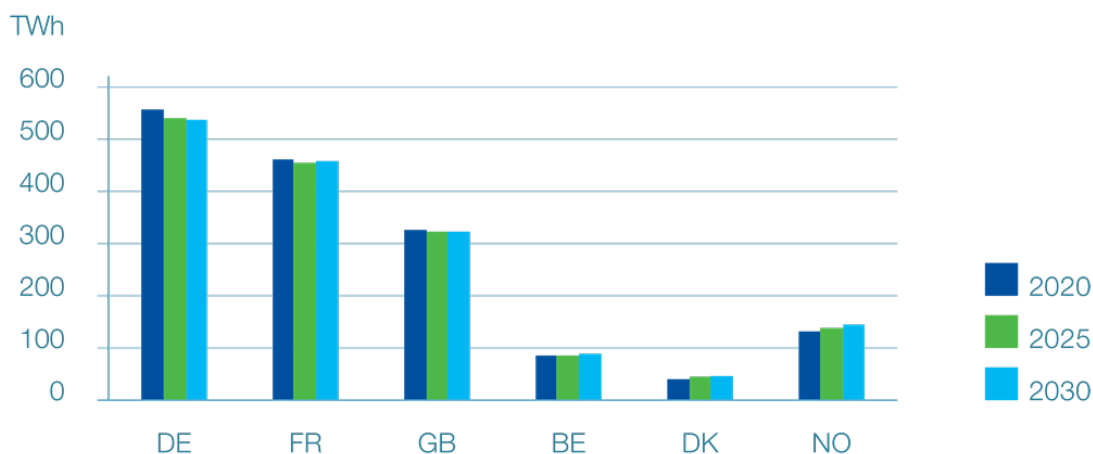
Ontwikkelingen in elektriciteitsvraag en productie in omringende landen

De ontwikkelingen in de elektriciteitsvraag en -productie in omringende landen zijn van invloed op de elektriciteitsuitwisseling van Nederland met het buitenland. Het TYNDP 2018 (Ten Year Network Development Plan 2018, ENTSO-E) is als basis gebruikt voor de aannamen voor 2030 ten aanzien van de ontwikkelingen van het productievermogen (Figuur 4.9) en de elektriciteitsvraag (Figuur 4.10). Daarnaast is de data voor 2030 geüpdatet voor een aantal omringende landen, op basis van recenter aangeleverde data in het kader van de TYNDP 2020, dat op het moment van schrijven in ontwikkeling is. Voor 2025 is de MAF 2019 (Mid-Term Adequacy Forecast 2019, ENTSO-E) als basis gebruikt. Het effect hiervan is dat in enkele gevallen de data niet uniform stijgt of daalt over de steekjaren.

Figuur 4.9: Ontwikkelingen in productievermogen in omliggende landen



Figuur 4.10: De ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van omliggende landen



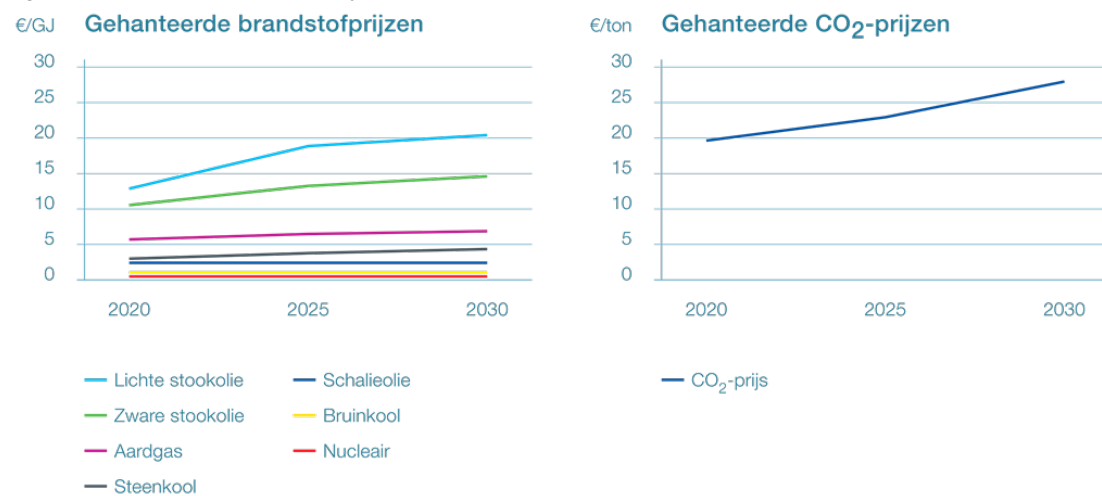
De belangrijkste ontwikkelingen in de omliggende landen binnen de zichtperiode zijn als volgt:

- Toename van zon PV, wind op land en wind op zee in alle omliggende landen;
- Sluiting van alle kerncentrales in Duitsland en België tot 2025;
- Afname van productiecapaciteit van kerncentrales in Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk (ondanks de nieuwe kerncentrale bij Hinkley Point);
- Daling van het opgesteld vermogen aan steen- en bruinkoolcentrales in Duitsland;
- Gedeeltelijke compensatie van afgenomen vermogen van kern-, bruinkool- en steenkoolcentrales door gasgestookt vermogen in België en het Verenigd Koninkrijk.

Ontwikkelingen in brandstof- en CO₂-prijzen

Brandstof- en CO₂-prijzen volgen de binnen ENTSO-E en ENTSO-G gehanteerde waarden en zijn onder alle scenario's gelijk.

Figuur 4.11: Gehanteerde brandstofprijzen voor alle scenario's



Ontwikkelingen in elektriciteitsopslag en flexibiliteit

Doordat de salderingsregeling pas vanaf 2023 geleidelijk wordt afgebouwd is de aanname dat er in het Klimaatakkoord-scenario weinig prikkels zijn om te investeren in opslag. Hierdoor zal de ontwikkeling van opslag ook na 2023 langzaam verlopen en is de in dit scenario aangenomen hoeveelheid in 2030 dus nog gering.

Elektrische auto's worden verondersteld voor een deel 'slim' te laden, door te laden wanneer de prijzen laag zijn. Hierdoor bieden ze flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem. In de marktberoeeningen is aangenomen dat gemiddeld 10% van de batterijcapaciteit van elektrische personenauto's beschikbaar is voor slim laden. Slim laden houdt in dat het laden van personenauto's kan worden uitgesteld ten behoeve van het systeem.

4.3 Bronnen

Tabel 4.2: Overzicht van gehanteerde bronnen

Overzicht van bronnen die zijn gehanteerd bij de ontwikkeling van scenario's

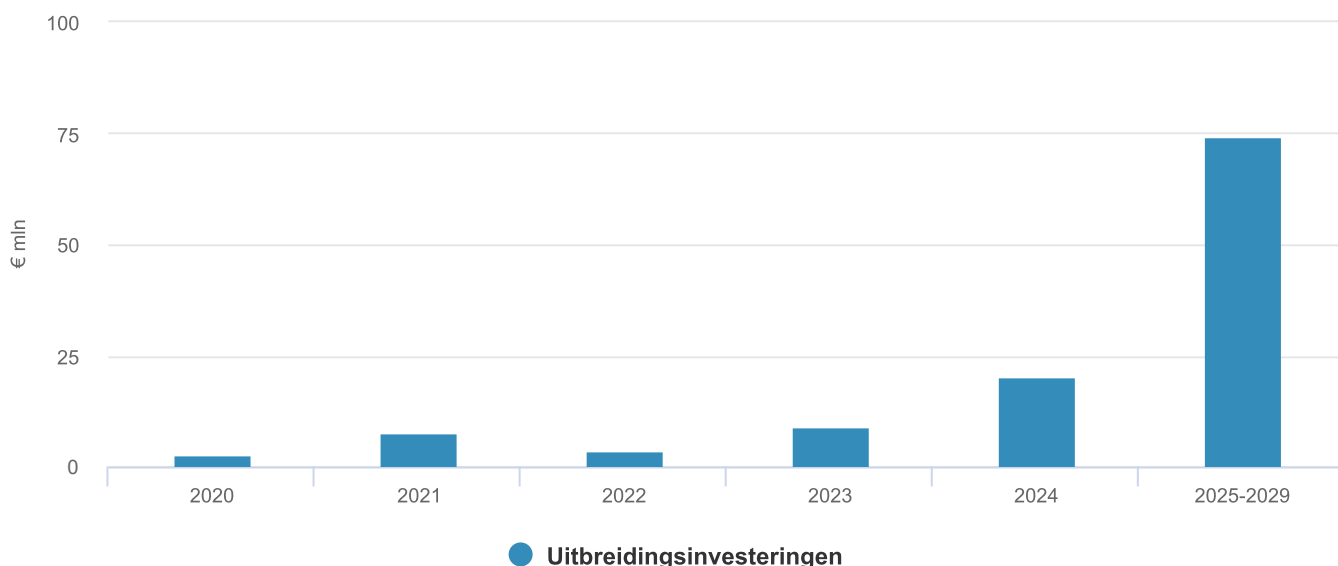
Bron	Gebruikte gegevens
1 1 ECN – 2017 – Nationale Energieverkenning 2017 (NEV2017)	Binnenlandse elektriciteitsvraag; Productie uit wind en zon
2 Klimaatberaad – 2018 – Ontwerp Klimaatakkoord	Afspraken en bandbreedtes over de gebouwde omgeving, industrie, landbouw, energiesector, ...
3 PBL – 2019 - Effecten Ontwerp Klimaatakkoord	Aannamen en bandbreedtes over de gebouwde omgeving, industrie, landbouw, energiesector, ...
4 PBL – 2019 - achtergrondrapport elektriciteit - effecten ontwerp klimaatakkoord	Aannamen en bandbreedtes voor opgestelde vermogens in de elektriciteitssector
5 Klimaatberaad – 2018 - Voorstel voor hoofdlijnen van het klimaatakkoord	Ambities en bandbreedtes over de gebouwde omgeving, industrie, landbouw, energiesector, ...
6 PBL – 2018 - analyse van het voorstel voor hoofdlijnen van het klimaatakkoord	Ambities en bandbreedtes over de gebouwde omgeving, industrie, landbouw, energiesector, ...
7 PBL – 2018 - achtergrondrapport analyse elektriciteit t.b.v. voorstel voor hoofdlijnen van het klimaatakkoord	Ambities voor opgestelde vermogens in de elektriciteitssector
8 Rijksoverheid – 2019 – Kolencentrale Hemweg volgend jaar dicht – https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2019/03/08/kolencentrale-hemweg-volgend-jaar-dicht	Voornemen voor sluiten van de Hemwegcentrale
9 Rijksoverheid – 2019 – Wetvoorstel: Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie - https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/plenaire_verslagen/kamer_in_het_kort/wet-verbod-op-kolen-bijelektriciteitsproductie	Aannamen voor verandering het opgesteld productievermogen in Nederland.
10 Rijksoverheid – 2019 – Kamerbrief Voortgang uitvoering routekaart windenergie op zee 2030	Aannamen voor ontwikkelingen wind op zee
11 DNV GL – 2017 - Biomassapotentieel in Nederland, Verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland	Biomassapotentieel in Nederland
12 Green Liaisons – 2018 - Hernieuwbare moleculen naast duurzame elektronen - https://groengas.nl/wp-content/uploads/2018/04/Green-Liaisons-Hernieuwbare-gassen-2018-April-2018.pdf	Biogas volume ontwikkelingen
13 Revnext – 2019 – Achtergrond Carbontax-model - https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/Revnext-Achtergrondrapport-Carbontax-model.pdf	Ontwikkeling potenties van elektrische auto's
14 TNO – 2018 - Inputs and considerations for estimating large scale uptake of electric vehicles in the Dutch passenger car fleet up to 2030 - https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/TNO-Inputsconsiderations-for-estimating-large-scale-uptake-electric-vehicles-in-Dutch-passenger-car-fleet-2030.pdf	Ontwikkeling potenties van elektrische auto's
15 RVO - Elektrisch rijden personenautos en laadpunten - RVO.nl - https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/01/Elektrisch%20Rijden%20%20Personenautos%20en%20laadpunten%20%20Analyse%20over%202018.pdf	Historische ontwikkeling van elektrische auto's
16 Rapportage Routeradar Brandstofvisie Duurzame energiedragers in mobiliteit, RWS (2019)	Ontwikkeling mobiliteit
17 PBL – 2019 - Achtergronddocument effecten ontwerp klimaatakkoord: gebouwde omgeving - https://www.pbl.nl/publicaties/achtergronddocument-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-gebouwdeomgeving	Aantallen, bandbreedten en ingroeipaden voor verschillende verwarmingstechnieken
18 Quintel – Energy Transition Model (ETM) - https://pro.energytransitionmodel.com/	Beschouwen van scenario aannamen
19 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 [in ontwikkeling, nog niet gepubliceerd];	Brandstofkosten Kosten van CO2-emissierechten
20 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), o.a. in publicaties: Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018; Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2019.	Data van buurlanden over verbruik, productie en interconnectiecapaciteit; Belastingprofielen voor Europa Profielen beschikbaarheid weersafhankelijke bronnen. Lange termijn netto transportcapaciteiten (long-term NTC's) Thermische capaciteiten van verbindingen tussen landen
21 Grootverbruikers	Vraagprognose grootverbruikers
22 Producenten > 2 MW	Productieprognose producenten met een installatiegrootte van meer dan 2 MW
23 Regionale netwerkbeheerders	Aannamen ontwikkeling vraag en productievermogen op regionaal niveau
24 Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS)	Historische verbruikscijfers Productievermogen (eenheden <2 MW)
25 CertiQ	Productieprognose voor met name eenheden met een vermogen <2 MW

5 Capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen

De paragrafen 3.3, 3.5 en 3.6 beschrijven de methodiek die TenneT gebruikt om capaciteitsknelpunten te bepalen, het risico van deze knelpunten vast te stellen en te komen tot een investeringsportfolio. Dit hoofdstuk geeft de resultaten weer van de toegepaste methodiek.

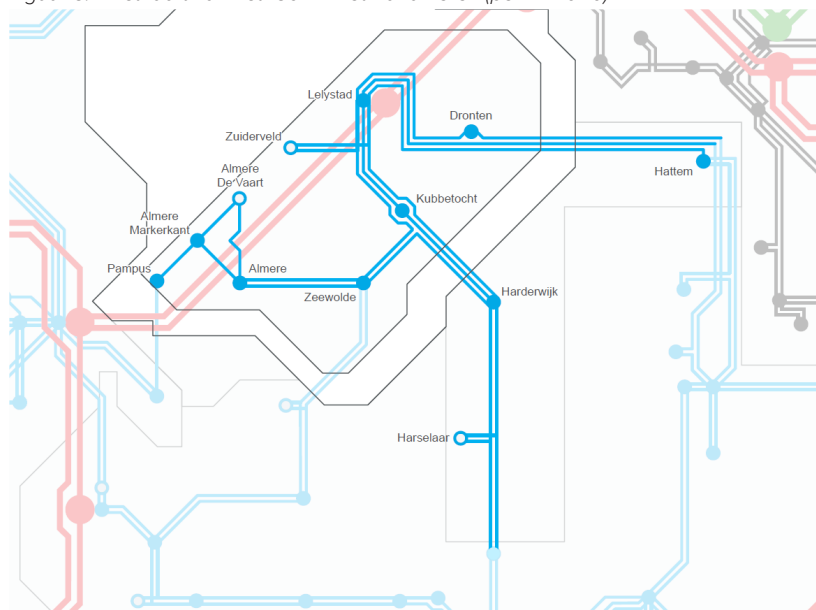
Figuur 5.1 geeft een samenvatting van de uitbreidingsinvesteringen in het 150 kV-net Randmeren. Het investeringsvolume wordt met name bepaald door twee nieuw te bouwen 150 kV-stations (Almere Oost 150 en Flevopolder Midden 150) en een nieuw kabelcircuit naar station Almere 150. In de periode tot en met 2024 heeft ook station Dronten Olsterpad 150 een significante bijdrage en in de periode 2025-2029 het nieuw te bouwen station Harselaar 150. De investeringen zijn nodig vanwege de sterke groei van wind op land en zon-PV, wat niet alleen aansluitcapaciteit vereist, maar ook exportcapaciteit naar het 220/380 kV-net van TenneT. Daarnaast zijn investeringen nodig voor het aansluiten van datacentra en om het kortsluitvermogen te vergroten.

Figuur 5.1: Investeringsvolume voor capaciteitsuitbreidingen



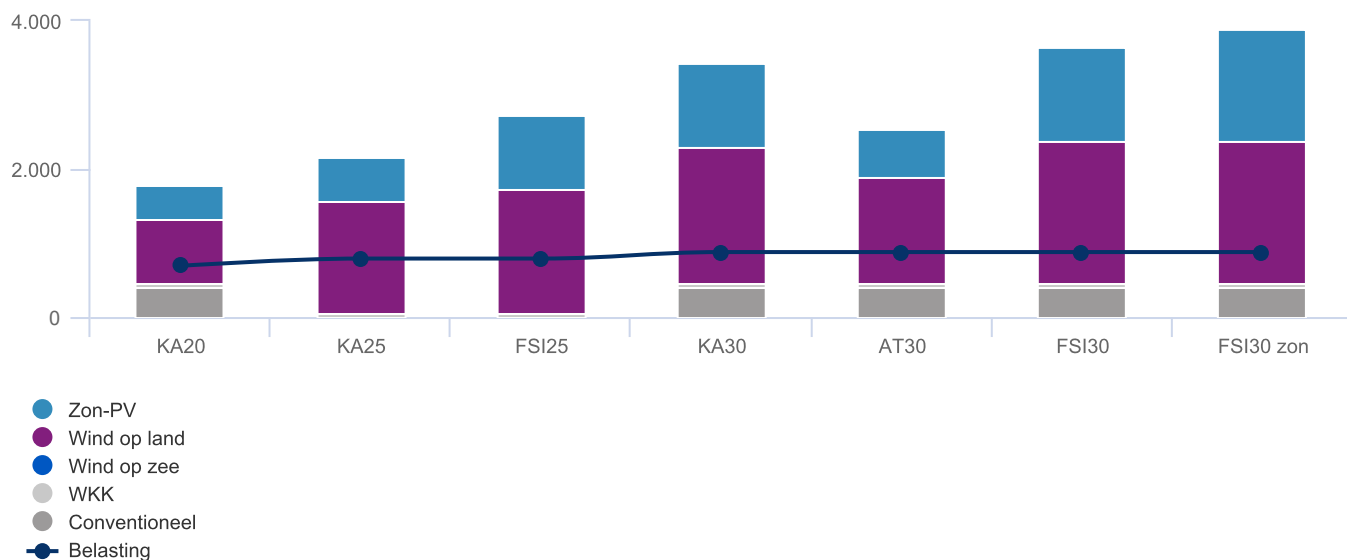
Het 150 kV-net Randmeren is schematisch weergegeven in Figuur 5.2.

Figuur 5.2 Netkaart van het 150 kV-net Randmeren (per 1-1-2020)



In Figuur 5.3 is de op basis van de scenario's verwachte ontwikkeling van het opgestelde productievermogen en de piekbelasting weergegeven. Het hoge aandeel wind op land komt voort uit het Regioplan Wind van de provincie Flevoland. De windplannen bij Zeewolde, Lelystad en Dronten zijn in de prognoses opgenomen. Windplan West is nog niet opgenomen, hierover vindt nog planvorming plaats. Het aandeel zon-PV komt voort uit de Structuurvisie Zon, waarin ruimte voor 1.000 hectare aan zonneparken in het landelijk gebied wordt geboden. De toename in de belastingvraag komt hoofdzakelijk door de beperkte stijging van de belasting in de onderliggende middenspanningsnetten, zoals opgegeven door de regionale netbeheerder Liander. De belastingvraag van de nieuwe datacenters is hierin nog niet opgenomen. Deze belasting is naar verwachting significant en kan leiden tot een verdubbeling van de piekbelasting. De benodigde investeringen hiervoor in het 150 kV-net Randmeren zijn opgenomen in dit Investeringsplan. Door het hoge aandeel duurzaam vermogen ten opzichte van de relatief lage belastingvraag zal een groot deel van het opgewekte vermogen het gebied uit getransporteerd moeten worden.

Figuur 5.3 Ontwikkeling opgestelde productievermogen en piekbelasting (in MW) in het 150 kV-net Randmeren volgens scenario's in de steekjaren 2020, 2025 en 2030



Tabel 5.1 bevat een overzicht van de voorgenomen uitbreidingsinvesteringen en capaciteitsknelpunten. In sommige gevallen treedt een knelpunt eerder op dan de (verwachte) IBN van het project dat het knelpunt moet mitigeren. Dit leidt niet direct in alle gevallen tot een probleem. De kans bestaat echter dat TenneT op de momenten waarop het knelpunt daadwerkelijk actueel wordt, tijdelijke mitigerende maatregelen zal moeten treffen, zoals bijvoorbeeld redispatch. De risico-categorie in de drie steekjaren geeft de situatie weer zonder mitigerende maatregelen. Dit betekent dat na het IBN-jaar van de benodigde projecten om het knelpunt op te lossen, het risico in dat jaar wordt gemitigeerd en het knelpunt niet optreedt in het eerstvolgende steekjaar.

Tabel 5.1 Voorgenomen uitbreidingsinvesteringen en capaciteitsknelpunten

Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2020		2025		2030		Status	
					Risico I _k	Risico-cat. 0,01-0,1	Risico I _k	Risico-cat. 0,01-0,1	Risico I _k	Risico-cat. 0,01-0,1		
Spplitsing FGU net CBL Liander fase 1 150kV	2022	Basisontwerp	station Lelystad 150 kV			rail n-1		rail n-1			Bestaand	
Station Dronten Oisterpad 150kV	2022	Basisontwerp	Dronten - Lelystad 150 kV	K, F, Z	-		n-1	10-100	n-0	100-1000	Nieuw	
			Dronten - Woudhuis 150 kV	K, F, Z	-		n-1	0,1-1	n-1	10-100	Nieuw	
Harselaar 150kV nieuw 150kV-station	2026 - 2029	Studie	Hardewijk - Harselaar - Ede 150 kV		-				100MW/6u	0,01-0,1	Nieuw	
			Ede - Harselaar - Hardewijk 150 kV	K, F, A, Z	-		n-1	0,1-1	n-1	10-100	Nieuw	
Spplitsing FGU net CBL Liander fase 2&3 150kV	2026 - 2029	Studie	Kubbetocht - Hardewijk 150 kV	F, Z	-				n-1	0,01-0,1	Nieuw	
			Zuiderveld - Lelystad 150 kV	F, Z	-				n-0	100-1000	Nieuw	
			Lelystad - Zuiderveld - Hardewijk 150 kV	K, F, Z	-				n-2	0,01-0,1	Nieuw	
			Zeewolde - Zuiderveld - Lelystad 150 kV	Z	-				n-1	0,1-1	Nieuw	
			Zwolle - Bunschoten - Zwolle 150 kV	K, F, Z	-				n-2	0,01-0,1	Nieuw	
Almere 150kV derde circuit 500 MVA	2026 - 2029	Studie	Almere - Zeewolde 150 kV			100MW/6u	0,01-0,1	100MW/6u	0,01-0,1	100MW/6u	0,01-0,1	Nieuw
			Zuiderveld - Lelystad 150 kV	F, Z	-				n-0	100-1000	Nieuw	
Almere Oost 150kV nieuw 150kV-station	2026 - 2029	Studie	Zeewolde - Zuiderveld - Lelystad 150 kV	Z	-				n-1	0,1-1	Nieuw	
			Zwolle - Bunschoten - Zwolle 150 kV	K, F, Z	-				n-2	0,01-0,1	Nieuw	
Harselaar 150kV, uitbreiding station tbv uitfasering 50kV-verbinding	2020	Realisatie										
Zeewolde 150kV, diepe netinvestering voor windpark	2020	Realisatie										
Lelystad 150kV, diepe netinvestering voor windpark	2022	Realisatie										
Dronten 150kV, diepe netinvestering voor railuitbreiding*	2022	Basisontwerp										
Almere 150kV, diepe netinvestering voor railuitbreiding	2023	Studie										
Zeewolde 150 kV, diepe netinvestering voor railuitbreiding	2023	Studie										
Lelystad 150 kV, diepe netinvestering voor railuitbreiding	2023	Studie										
Flevopolder Midden 150kV nieuw 150kV-station	2026 - 2029	Studie										

*Hiervoor is de verwachtingswaarde gehanteerd, in afwijking van de stelregel zoals genoemd in voetnoot 12 (paragraaf 3.6).

IBN

Inbedrijfname (naarmate de IBN verder in de toekomst ligt, neemt de betrouwbaarheid van de planning af)

Scenario's

K: Scenario 'Klimaatakkoord' (KA)

F: Scenario 'Fundament voor Systeemintegratie (FSI)

A: Scenario 'Alternatieve Transitie' (AT)

Z: Scenario 'FSI – Zon' (paragraaf 3.3)

Risicocategorie

n-2 / n-1 / n-0 / rail / 100MW/6u = vermogensstroom criteria

I_k = kortsluitvastheid 1- of 3-fase

pq = power quality (spanningskwaliteit)

- = nog geen knelpunt

x = knelpunt gemitigeerd

Binnen het project Splitsing FGU-net fase 2&3 wordt voor Lelystad een vierde 380/150 kV-transformator voorzien die op het 380 kV-station Lelystad wordt geplaatst en op het 150 kV-station Lelystad wordt aangesloten. De plaatsing van deze vierde 380/150 kV-transformator inclusief 380 kV-veld op Lelystad 380 kV is opgenomen in het IP van TenneT. De 150 kV-aansluitkabel en het 150 kV-veld op Lelystad 150 kV is opgenomen in dit IP (het IP Randmeren).

Het nieuw voorziene 150 kV-station Almere Oost wordt aangesloten op het nieuw voorziene 380 kV-station Almere. Het nieuwe 380 kV-station Almere inclusief vier 380/150 kV-transformatoren is opgenomen in het IP van TenneT. De vier 380/150 kV-transformatoren worden aangesloten op het nieuw geplande 150 kV-station Almere Oost. Beide stations zijn essentieel voor het kunnen creëren van een extra toekomstvaste loadpocket in Flevoland. Hiermee worden gesignaleerde knelpunten opgelost en ruimte gecreëerd voor datacenters en grootschalige duurzame initiatieven in de Flevopolder.

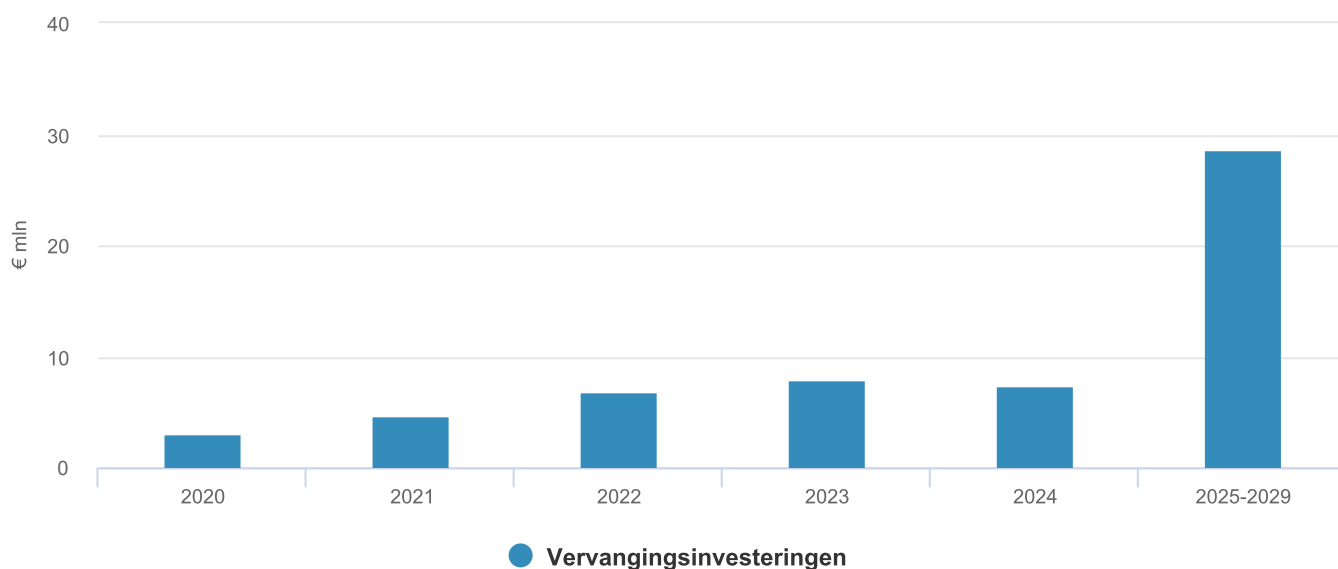
Er zijn geen capaciteitsuitbreidingen afgerond tussen 1-1-2018 en 31-12-2019.

6 Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen

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 vervangen. Dit hoofdstuk beschrijft de vervangingsinvesteringen in het 150 kV-net Randmeren die nodig zijn om kwaliteitsknelpunten te mitigeren.

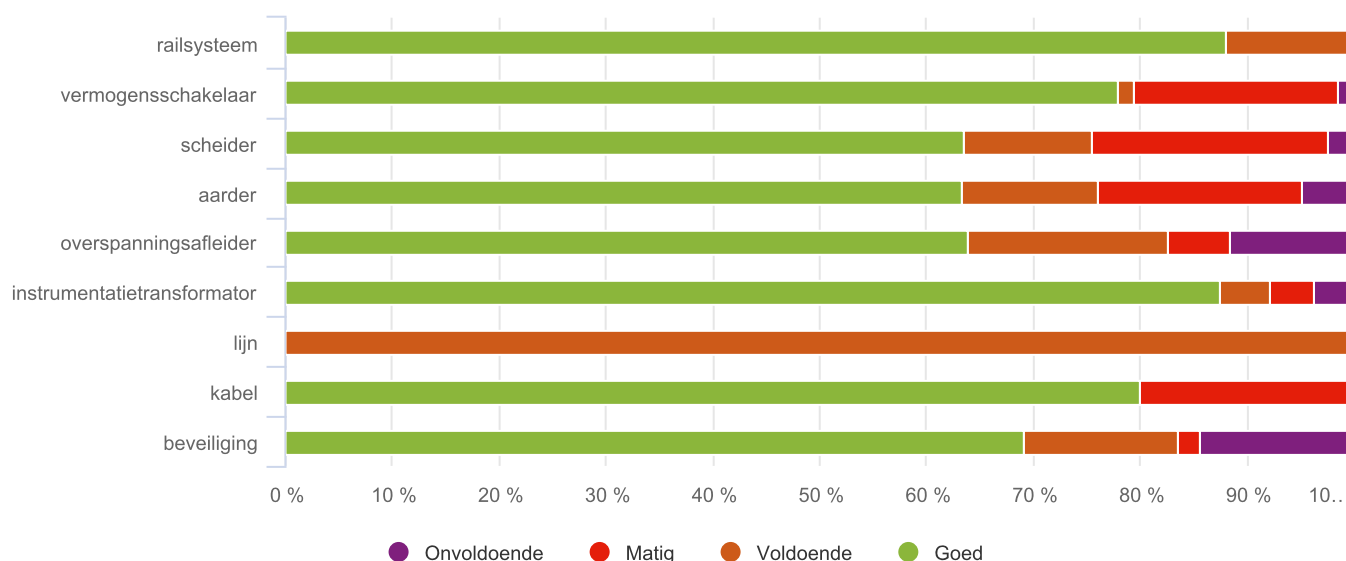
Figuur 6.1 geeft een samenvatting van de vervangingsinvesteringen in het 150 kV-net Randmeren. De investeringen zijn ongeveer gelijk verdeeld over het vervangen van primaire en van secundaire componenten.

Figuur 6.1: Investeringsvolume voor vervangingsinvesteringen



De paragrafen 3.4 tot en met 3.6 beschrijven de methodiek die TenneT gebruikt om kwaliteitsknelpunten te bepalen, het risico van deze knelpunten vast te stellen en te komen tot een investeringsportfolio. Figuur 6.2 toont de belangrijkste input voor de vaststelling van de kwaliteitsknelpunten voor de primaire componenten: de conditie van de componenten, gebaseerd op de Health Index.

Figuur 6.2: Conditie van componenten op basis van de Health Index per 1-1-2020



De meeste componenten die als toestand in de Health Index de kleuren rood en paars toegekend zijn, zijn gekoppeld aan een knelpunt. Hierop bestaan enkele uitzonderingen, waar middels nadere inspectie besloten is dat deze componenten, ondanks hun kleur toch in voldoende goede staat blijken te zijn.

Op basis van een vergelijking met de Health Index voor het hoogspanningsnet van TenneT¹³ kan geconcludeerd worden dat het 150 kV-net Randmeren een vergelijkbare kwaliteit heeft als het hoogspanningsnet dat in eigendom is van TenneT:

- In het Randmerengebied is het aandeel railsystemen met goede conditie (GROEN) groter dan in TenneT-gebied en zijn er, in tegenstelling tot in het TenneT-gebied, geen railsystemen met matige of onvoldoende conditie (ROOD of PAARS);
- In het Randmerengebied is het aandeel vermogensschakelaars met voldoende conditie (ORANJE) kleiner, terwijl het aandeel met matige conditie (ROOD) groter is dan in TenneT-gebied;
- Voor scheiders, aarders en overspanningsafleiders geldt dat in het Randmerengebied het aandeel met goede conditie (GROEN) groter is dan in TenneT-gebied en met matige en onvoldoende conditie (ROOD en PAARS) kleiner;
- Het aandeel instrumentatietransformatoren met een goede conditie (GROEN) is groter dan in TenneT-gebied, maar ook het aandeel met onvoldoende conditie (PAARS) is groter. Gevaarlijke instrumentatietransformatoren worden vervangen binnen LTVIT 2, dat in realisatie is.
- Alle lijnen in het Randmerengebied hebben voldoende conditie (ORANJE), terwijl in TenneT-gebied dit wel het grootste aandeel is, maar er ook lijnen zijn met goede, matige en onvoldoende conditie (GROEN, ROOD en PAARS);
- Het aandeel kabels met goede conditie (GROEN) is 80% in zowel Randmeren- als TenneT-gebied, terwijl de overige 20% een matige conditie (ROOD) heeft in Randmerengebied en een voldoende, matige of onvoldoende conditie (ORANJE, ROOD of PAARS) in TenneT-gebied;
- Het aandeel secundaire componenten met een goede conditie (GROEN) dat valt onder "beveiliging" (in het Randmerengebied zijn dit met name differentiaalbeveiligingen) is groter dan in TenneT-gebied en het aandeel met matige conditie (ROOD) is kleiner. Secundaire componenten worden vervangen binnen het project RenSec.

Tabel 6.1 toont de resulterende kwaliteitsknelpunten en voorgenomen vervangingsinvesteringen. LTVIT richt zich op het vervangen van verouderde meettransformatoren, met een focus op meettransformatoren die een veiligheidsrisico vormen. In de toekomst is het de bedoeling dat vervanging van meettransformatoren mee wordt genomen in het Programma Primair (zie hieronder). Voor het vervangen van secundaire installaties (RenSec) wordt vanwege synergievoordelen zoveel mogelijk aangesloten bij uitbreidingen op stations. De verwachting is dat binnen RenSec de stations Zeewolde, Almere en Harderwijk in de periode tot en met 2024 worden opgeleverd. RenSec mitigeert ook 2 capaciteitsknelpunten op de stations Zeewolde en Almere.

Tabel 6.1: Voorgenomen vervangingsinvesteringen en kwaliteitsknelpunten¹⁴

Projectnaam	IBN	Fase	Risico	Risico-cat.	Status
LTVIT 2 110/150 CBL Liander-Reddyn	2021	Realisatie	Veroudering meettransformatoren	1-10	Bestaand
			Kwaliteit meettransformatoren	1-10	Nieuw
			Veroudering meettransformatoren	10-100	Bestaand
RenSec 110/150kV Liander	≥ 2030	Studie	station Almere 150 kV: capaciteitsknelpunt rail n-1	0,1-1	Bestaand
			station Zeewolde 150 kV: capaciteitsknelpunt rail n-1	0,1-1	Bestaand
			Slecht functioneren railbeveiliging	1-10	Nieuw
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 2	10-100	Bestaand
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 3	1-10	Bestaand
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 4	1-10	Bestaand
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 5 en 6	0,1-1	Bestaand
			Vertraagde afschakeling	10-100	Bestaand

Naast deze vervangingsinvesteringen zijn er voor het 150 kV-net CBL Randmeren twee programma's gedefinieerd: Preventieve Vervangingsinvesteringen en Correctieve Vervangingsinvesteringen. Beide Programma's zijn stelposten voor het doen van (kleine) vervangingen naar aanleiding van inspecties. Daarnaast zijn in de stelpost voor preventieve vervangingsinvesteringen ook bedragen opgenomen voor het op station gecombineerd vervangen van primaire componenten, het Programma Primair (zie ook paragraaf 3.4).

¹³ Als gerapporteerd in het Investeringsplan TenneT 2020-2029, waarin de conditie van de componenten in het gehele hoogspanningsnet (110/150/220/380 kV) van TenneT wordt weergegeven.

¹⁴ Aangezien de kwaliteitsknelpunten zijn gebaseerd op een populatie van componenten in het 150 kV-net Randmeren en het hoogspanningsnet van TenneT samen, is de risico-categorie een overschatting van het risico in het 150 kV-net Randmeren, door het relatief klein aantal componenten in dit net.

Het Programma Primair vervangt in principe mogelijke toekomstige populatiegebaseerde vervangingen, zoals een mogelijke opvolging van het project LTVIT 2 in Tabel 6.1. Het idee achter het Programma Primair is dat het efficiënter is om per veld of station alle componenten met matige of onvoldoende conditie te vervangen, dan op meerdere stations één componentsoort per keer te vervangen. Gezien de veroudering van het 110/150 kV-net, waaronder het 150 kV-net Randmeren, is het van belang tijdig componenten te vervangen, waardoor een stationsgerichte aanpak op zijn plaats is. Het in zijn geheel vervangen van een veld of station, wat door TenneT onderzocht wordt voor zes Proof-of-Concept stations, wordt nog niet voor het 150 kV-net Randmeren overwogen, maar behoort in de toekomst wel tot de mogelijkheden.

In Tabel 6.2 staan de kwaliteitsknelpunten die binnen het Programma Primair worden opgelost.

Tabel 6.2 Programma Primair en kwaliteitsknelpunten¹⁴

Programma	Risico	Risico-cat.	Status
Programma Primair CBL Liander	Veroudering vermogensschakelaars type Merlin Gerin FA1	1-10	Bestaand
	Veroudering meettransformatoren	10-100	Bestaand
	Niet comptabel meten RNB's	0,1-1	Bestaand
	Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders	1-10	Bestaand
	Veroudering overspanningsafleiders	0,1-1	Bestaand
	Veroudering scheiders en aarders 110-150 kV	1-10	Bestaand
	Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders 150 kV	1-10	Bestaand
	Veroudering meettransformatoren	1-10	Bestaand
	Kwaliteit meettransformatoren	1-10	Nieuw

De reden dat bedragen voor het Programma Primair in de stelpost voor preventieve vervangingen zijn opgenomen is dat het Programma Primair op het moment in het goedkeuringsproces zit, maar nog niet in het portfolio is verwerkt. Grofweg de helft van het investeringsbedrag voor preventieve vervangingen is op het moment gereserveerd voor het Programma Primair. Dit betreft de stations Hattem 150, Harderwijk 150, Almere 150, Zeewolde 150 en Zuiderveld 150, die op basis van de prioriteit die deze stations binnen het gehele 110/150 kV-portfolio van TenneT zouden krijgen in de zichtperiode 2020-2029 gedaan zouden moeten worden.

In Tabel 6.3 zijn de vervangingen opgenomen die in 2018 en 2019 zijn afgerond. Kleine vervangingsinvesteringen die zijn afgerond binnen de stelposten Preventieve Vervangingsinvesteringen en Correctieve Vervangingsinvesteringen zijn hier niet in opgenomen.

Tabel 6.3: Afgeronde vervangingen tussen 1-1-2018 en 31-12-2019

Vervangingen
Balteau QDR Instrumentatietransformatoren 150kV Liander
Almere VS - Harderwijk lijnscheider/aarders vervangen

¹⁴ Aangezien de kwaliteitsknelpunten zijn gebaseerd op een populatie van componenten in het 150 kV-net Randmeren en het hoogspanningsnet van TenneT samen, is de risico-categorie een overschatting van het risico in het 150 kV-net Randmeren, door het relatief klein aantal componenten in dit net.

7 Klantaansluitingen en reconstructies

7.1 Overzicht en samenvatting

Klantaansluitingen en reconstructies zijn projecten op verzoek van derden. Nut en noodzaak voor deze investeringen liggen hiermee vast. Een bijzonder type klantaansluitingen zijn de koppelingen met netten van de regionale netbeheerders.

Figuur 7.1 geeft een samenvatting van de investeringen in klantaansluitingen en reconstructies in het 150 kV-net Randmeren. De investeringen bestaan uit het aansluiten van wind op land, zon-PV en datacenters, en een reconstructie (verkabeling) in Hattem.

Figuur 7.1: Investeringsvolume klantaansluitingen en reconstructies



Figuur 7.1 geeft een samenvatting van de in dit hoofdstuk beschreven investeringen die betrekking hebben op klantaansluitingen en reconstructies. De paragrafen 7.2, 7.3 en 7.4 geven meer detail over klantaansluitingen, de koppelingen met netten van regionale netbeheerders en reconstructies.

7.2 Klantaansluitingen

Een klantaansluiting is een aansluiting van een grote producent of afnemer op het 150 kV-net. Het gaat daarbij om de aansluiting op één of meer velden in een 150 kV-station en eventueel ook om de verbinding van de klantlocatie naar het station. Investeringsprojecten met betrekking tot klantaansluitingen worden geïnitieerd door verzoeken van klanten aan Liander. Hierbij moet worden opgemerkt dat niet ieder verzoek leidt tot een realisatieopdracht.

Tabel 7.1: Klantaansluitingen (uitbreidingsinvesteringen)

Locatie	Uitbreidingsinvestering
Almere	uitbreiding met twee velden voor datacenter
Dronten Olsterpad*	uitbreiding met twee velden voor windpark
Lelystad	uitbreiding met één veld voor windpark uitbreiding met twee velden voor datacenter
Zeewolde	uitbreiding met één veld voor windpark uitbreiding met twee velden voor datacenter uitbreiding met twee velden voor datacenter

* Dit is een nieuw te bouwen 150 kV-station, deze uitbreiding is voor wat betreft ontwerp en uitvoering onderdeel van de nieuwbouw

Er zijn in 2018 en 2019 geen aansluitingen gerealiseerd of stopgezet.

7.3 Koppelingen met netten van regionale netbeheerders

De regionale netbeheerders beheren de transformatoren die zorgen voor de transformatie van 150 kV en 110 kV naar lagere spanningsniveaus (10 kV tot 50 kV). De regionale netbeheerder voor de transformatoren in het 150 kV-net Randmeren is Liander. Om nieuwe transformatoren te koppelen met het 150 kV-net Randmeren of ter aanpassing van bestaande koppelingen, zijn uitbreidingen in het 150 kV-net Randmeren nodig. Deze uitbreidingen zijn op verzoek van de regionale netbeheerder en zijn opgenomen in Tabel 7.2

Tabel 7.2: Koppelingen met regionale netbeheerder Liander (uitbreidingsinvesteringen)

Locatie	Uitbreidingsinvestering	IBN	Fase
Almere	Almere 150kV, uitbreiding met 2 velden	2023	Basisontwerp
Dronten ¹	Dronten 150kV, uitbreiding met 2 velden	2022	Basisontwerp
Zeewolde	Zeewolde 150 kV, uitbreiding met 1 veld	2023	Basisontwerp
Flevopolder Midden ²	Flevopolder Midden 150kV, uitbreiding met 4 velden	2026 - 2029	Studie
Lelystad	Lelystad 150kV, uitbreiding met 1 veld	2023	Studie

1 Hiervoor is de verwachtingswaarde gehanteerd, in afwijking van de stelregel zoals genoemd in voetnoot 12 (paragraaf 3.6).

2 Dit is een nieuw te bouwen 150 kV-station, deze uitbreiding is voor wat betreft ontwerp en uitvoering onderdeel van de nieuwbouw

Er zijn in 2018 en 2019 geen koppelingen gerealiseerd of stopgezet.

7.4 Reconstructies

Een reconstructie is een project waarbij op verzoek van derden, meestal gemeenten, provincies of andere infrastructuurbeheerders, aanpassingen worden doorgevoerd aan de infrastructuur van Liander. Denk hierbij aan het verkabelen van hoogspanningslijnen, het verleggen van verbindingen of het verhogen van masten.

Tabel 7.3: Reconstructies (uitbreidingsinvesteringen)

Locatie	Investering	IBN	Fase
Hatterm	verkabelen 150kV-lijnverbinding	2024	Basisontwerp

Het verkabelen van de 150 kV-lijnverbinding in Hatterm is gebaseerd op artikel 22a van de Elektriciteitswet 1998, waarin is opgenomen dat een netbeheerder op verzoek van een college van burgemeester en wethouders of van gedeputeerde staten bovengrondse delen van netten die bestemd zijn voor transport van elektriciteit op een spanningsniveau van 50 kV of hoger verplaatst of vervangt door ondergrondse delen, mits deze delen zijn aangewezen door de Minister van EZK.

In de gemeente Hatterm is de 150 kV-lijn Hatterm – Lelystad vanaf mast 4 t/m mast 9 aangewezen¹⁵. De gemeente Hatterm heeft in 2018 een verzoek voor het verkabelen van het aangewezen lijndeel ingediend en gevraagd om een haalbaarheidsstudie. Inmiddels is de haalbaarheidsstudie aan de gemeente opgeleverd en heeft de gemeente een verzoek ingediend voor een offerte basisontwerp.

In het 'Besluit verplaatsen en verkabelen hoogspanningsverbindingen' is vastgelegd hoe de kosten van verkabeling van door de Minister aangewezen lijndelen verdeeld worden tussen de netbeheerder en de gemeente. Hieruit volgt dat de gemeente Hatterm (minder dan 30.000 inwoners) 15% van de door de netbeheerder te maken kosten van verkabeling voor haar rekening neemt, met een maximum van circa € 1 miljoen per kilometer aan te leggen kabeltracé¹⁶. De resterende kosten komen voor rekening van de netbeheerder.

Er zijn in 2018 en 2019 geen reconstructies gerealiseerd of stopgezet.

15 Besluit aanwijzing delen hoogspanningsnetten ex art. 22a Elektriciteitswet 1998

16 Het aan te leggen kabeltracé heeft een lengte van circa 1,5 km.

8 Wijzigingen ten opzichte van eerdere versies

Onderstaande wijzigingen zijn aangebracht in dit IP ten opzichte van de consultatieversie van 1 mei 2020:

- Een nieuwe paragraaf 1.2 ("Samenwerking met andere netbeheerders") is toegevoegd, in lijn met het IP van TenneT. Deze was in de consultatieversie niet opgenomen omdat de onderliggende netbeheerder van het 150kV-net Randmeren ook Liander is. Voor de netberekeningen die door TenneT worden gedaan, en die ook gebruikt worden voor het IP Randmeren, wordt echter ook informatie van andere RNB's meegenomen, waardoor het belangrijk is deze paragraaf over de afstemming met andere netbeheerders ook in het IP Randmeren op te nemen.
- In Paragraaf 3.6 is het volgende toegevoegd: "Alle geïdentificeerde knelpunten met een score vanaf 0,1 zijn in dit IP opgenomen."
- Bij Tabel 5.1 in Hoofdstuk 5 is het volgende toegevoegd: " In sommige gevallen treedt een knelpunt eerder op dan de (verwachte) IBN van het project dat het knelpunt moet mitigeren. Dit leidt niet direct in alle gevallen tot een probleem. De kans bestaat echter dat TenneT op de momenten waarop het knelpunt daadwerkelijk actueel wordt, tijdelijke mitigerende maatregelen zal moeten treffen, zoals bijvoorbeeld redispatch. De risico-categorie in de drie steekjaren geeft de situatie weer zonder mitigerende maatregelen. Dit betekent dat na het IBN-jaar van de benodigde projecten om het knelpunt op te lossen, het risico in dat jaar wordt gemitigeerd en het knelpunt niet optreedt in het eerstvolgende steekjaar.
- Na Tabel 5.1 is een korte toelichting opgenomen bij de projecten "Splitsing FGU-net CBL Liander fase 2&3 150 kV" en "Almere Oost 150 kV nieuw 150 kV-station" vanwege de relatie die deze projecten hebben met investeringen in het 380 kV-net die zijn opgenomen in het IP van TenneT.
- Verder is een aantal tekstuele wijzigingen doorgevoerd, met name in Hoofdstuk 3 (Methodiek), om deze in lijn te brengen met het TenneT IP.

Onderstaande wijzigingen zijn aangebracht in dit IP ten opzichte van het ontwerp investeringsplan van 1 juli 2020

- In Paragraaf 3.5 op pagina 12 is de tekst uitgebreid met uitleg over de relatie tussen actueeldatum en risicoscore.
- In paragraaf 3.6 op pagina 14 is de tekst toegevoegd dat investeringen de knelpunten volledig oplossen.
- Een nieuwe paragraaf 3.7 is toegevoegd over prioritering van projecten.
- In alle tabellen is een nader onderscheid in IBN-data toegevoegd: ≥ 2025 is opgedeeld in 2025, 2026-2029 en ≥ 2030 .
- In de legenda bij tabellen uitbreidingsinvesteringen op pagina 29 wordt extra uitleg gegeven over betrouwbaarheid IBN's in de toekomst.

1 oktober 2020

Liander N.V.

Bezoekadres: Utrechtseweg 68,
6812 AH Arnhem
Postadres: Postbus 50, 6920 AB Duiven

investeringsplan@liander.nl
www.liander.nl

Uitgave Liander N.V

