



Liander

Liander

Investeringsplan 2024
150 kV-net Randmeren

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
1.1	Wettelijk kader	3
1.2	Afstemming met andere netbeheerders en stakeholders	3
1.3	Zichtperiode investeringsplan	4
1.4	Weergave en detaillering van informatie	4
1.5	Positionering 150kV-net Randmeren binnen het landelijk hoogspanningsnet	5
1.6	Leeswijzer	5
2	Totaaloverzicht	7
3	Terugblik op het IP2022	8
4	Methodiek	9
4.1	<i>Capaciteit</i> Stap 1: ontwikkeling scenario's en marktanalyses	9
4.2	<i>Capaciteit</i> Stap 2: analyse voor de capaciteitsknelpunten	12
4.3	<i>Kwaliteit</i> Stap 1 & 2: bepalen kwaliteitsknelpunten	14
4.4	<i>Capaciteit en Kwaliteit</i> Stap 3: vaststellen risicoscore van knelpunten	15
4.5	<i>Alle Projecten</i> Stap 4: beschrijven projecten	16
4.6	<i>Alle Projecten</i> Stap 5: prioritering en optimalisatie portfolio	18
5	Scenario's en marktanalyses	22
5.1	Introductie	22
5.2	De scenario's voor het IP2024 voor Nederland	22
5.3	Scenario's voor de rest van Europa	25
5.4	Aanvullende aannames	27
5.5	Ontwikkeling en gedrag van hernieuwbare opwek en elektrische vraag	28
5.6	Resultaten marktberoeeningen	29
5.7	Europese uitwisseling van elektriciteit met het buitenland	33
5.8	Regionalisatie	34
6	Uitbreidingsinvesteringen	35
7	Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen	37
8	Klantaansluitingen en reconstructies	39
8.1	Klantaansluitingen	39
8.2	Koppelingen met netten van regionale netbeheerders	39
8.3	Reconstructies	40
	Bijlage 1: Assetrisicoregister TenneT	41
	Bijlage 2: Koppeling knelpunten aan investeringen	42
	Bijlage 3: Afkortingen stationsnamen	43
	Bijlage 4: RNB-stations	43

1 Inleiding

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

Liander heeft de 110kV- en 150kV-hoogspanningsnetdelen die niet met een CBL zijn belast, per 1 juni 2009 in eigendom overgedragen aan TenneT. Voor het met een CBL belaste 150kV-netdeel (het 150kV-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 uit het IP Net op Land 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, 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 een netbeheerder tweejaarlijks een IP dient op te stellen waarin alle noodzakelijke uitbreidings- en vervangingsinvesteringen worden beschreven en onderbouwd.

Uit de E-wet volgt de toepasselijkheid van de AMvB¹ en MR² waarin de wettelijke eisen worden gedetailleerd. Deze regelgeving wordt toegepast op dit IP. In de methodiek is eveneens de toepassing van het prioriteringskader³ uitgewerkt.

Uit de E-wet volgt eveneens de toepasselijkheid van de Netcode elektriciteit 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 EZK een aantal vrijstellingen op de E-wet doorgevoerd middels een uitbreiding op de 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 de uitleg in [hoofdstuk 4.3](#)).

In de Wet Onafhankelijk Netbeheer (WON) is geregeld dat netten vanaf 110kV eigendom van TenneT moeten zijn met uitzondering van netten waar een zogenaamde cross-borderlease (CBL) constructie op rust. Deze uitzondering is van toepassing op het 150kV-net in het Randmerengebied. Dit net is in eigendom van Liander. Aangezien TenneT de asset submanagementtaken voor dit net uitvoert, stelt TenneT een apart IP voor dit net op, dat Liander, als eindverantwoordelijk netbeheerder, bij de ACM indient.

1.2 Afstemming met andere netbeheerders en stakeholders

Binnen Netbeheer Nederland (Nbnl), de branchevereniging van de Nederlandse netbeheerders, is een 'werkgroep IP' actief. Deze werkgroep werkt aan uniformering van de IP's van de verschillende netbeheerders en zoekt afstemming met de toezichthouder ACM en relevante stakeholders om te komen tot een IP dat zo goed mogelijk voldoet aan de eisen en verwachtingen.

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).*

2 *Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 7 november 2018, nr. WJZ/18038636, houdende nadere regels over het investeringsplan en het kwaliteitsborgings- systeem van beheerders van elektriciteitsnetten en gastransportnetten en enkele andere onderwerpen (Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas).*

3 *Regeling van de Minister voor Klimaat en Energie van 5 april 2023, nr. WJZ/26237427, tot wijziging van de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas in verband met investeringen die zijn geprogrammeerd in een nationaal of provinciaal meerjarenprogramma infrastructuur energie en klimaat en met het prioriteren van uitbreidingsinvesteringen.*

De netbeheerders werken met diverse landelijke en regionale partijen samen, om te komen tot de beste, maatschappelijk verantwoorde, investeringsplannen. Het is een complexe opgave om de snel groeiende vraag naar elektriciteit te kunnen faciliteren. In die complexe opgave streven de netbeheerders er naar partijen zo goed mogelijk te informeren en te consulteren.

Bij de totstandkoming van het IP2024 zijn stakeholders daarom actief betrokken bij het opstellen van de toekomstscenario's. In de periode september - november 2022 hebben hiervoor drie bijeenkomsten plaatsgevonden. Enerzijds helpt de input van stakeholders bij het verder verbeteren van de scenario's. Anderzijds geven de bijeenkomsten transparantie over de totstandkoming van de scenario's.

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.

Tussen dit IP van TenneT en dat van de regionale netbeheerders zijn 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 de regionale netbeheerders recentere data in hun berekeningen kunnen meenemen dan TenneT. Naast het gebruik van recentere data door de regionale netbeheerders kan een aanleiding voor verschillen zijn dat regionale netbeheerders vanwege de beperktere vermazing van hun netten knelpunten berekenen op basis van piektransporten.

Uit de analyses in de investeringsplannen van de regionale netbeheerders (RNB's) kunnen investeringen voor TenneT volgen - zoals nieuwe stations of stations uitbreidingen - die nog niet in het TenneT IP zijn opgenomen. Voor bepaalde RNB-knelpunten kan de bouw van een nieuw (TenneT) HS/MS station de beste oplossing lijken. Op basis van de Samenwerkingscode doen TenneT en de RNB's dan gezamenlijk onderzoek naar de oplossing van een knelpunt met de laagste maatschappelijke kosten. Voor een deel van de door de RNB's reeds in hun IP's genoemde nieuwe HS/MS stations is de afstemming met TenneT hierover nog niet afgerond. Voor deze knelpunten is dus nog niet definitief vastgesteld of de bouw van een nieuw TenneT-station de oplossing met de laagste maatschappelijke kosten voor het RNB-knelpunt is. Daarom staan deze stations nog niet vermeld in het IP van TenneT. In Bijlage 4 'RNB-stations' is een lijst van de RNB Liander opgenomen met door hen aangevraagde nieuwe HS-stations, die nog niet in dit IP staan.

1.3 Zichtperiode investeringsplan

Conform artikel 2.1 van de AMvB is de zichtperiode van elk IP tien jaar. De eerste vijf jaar van de zichtperiode (2024 tot en met 2028) hebben een grotere mate van zekerheid dan de latere jaren. In dit IP genoemde plannen in de tweede helft van de zichtperiode (2029 tot en met 2033) zijn daarom met een bandbreedte weergegeven. De doorlooptijd voor de aanleg van (nieuwe) verbindingen is in de praktijk echter vaak zelfs meer dan tien jaar. Het is daarom belangrijk om reeds in een vroeg stadium inzicht te hebben in mogelijke toekomstige ontwikkelingen. Hiertoe stelt TenneT separate langetermijnvisies op.

1.4 Weergave en detaillering van informatie

TenneT hecht grote waarde aan een transparante weergave van alle projecten in het investeringsplan. Daarom wordt het volledige portfolio van CBL Randmeren zonder aggregatie in de tabellen van [hoofdstuk 7](#) opgenomen. Uitzondering hierop zijn de klantprojecten. Daar waar de regionale netbeheerder de klant is, worden de projecten getoond. Voor de overige klantprojecten worden alleen de aantallen weergegeven.

Financiële informatie is geaggregeerd per categorie per jaarlaag in figuren. In dit IP worden investeringen op geaggregeerd niveau gekwantificeerd.

De, in dit IP getoonde projectnummers, wijken af van het vorige IP als gevolg van migratie naar een nieuw IT-systeem. De conversie van projectnummers is als volgt: de nieuwe projectnummers starten met A-1 met daarachter de oude cijfers uit het oude projectnummer (bijvoorbeeld 003.104 is nu A-1003104).

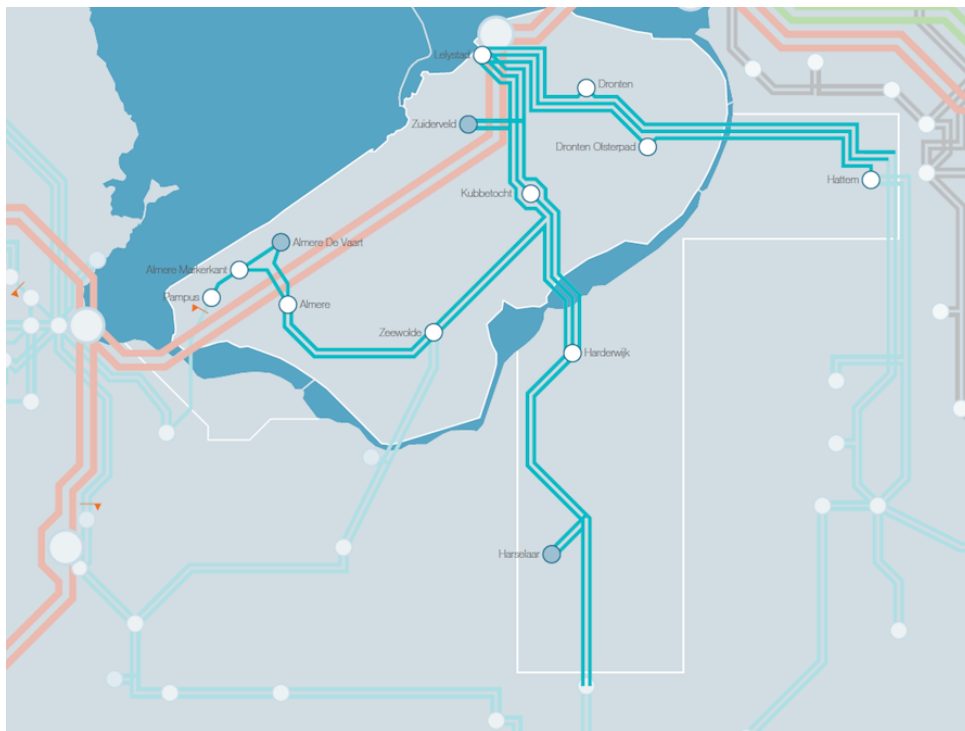
Er is een analyse gemaakt van alle vertragingen voor alle projecten waarvan de IBN datum in dit IP later staat dan in het voorgaande IP. Er zijn 13 projecten in dit IP waarvan de inbedrijfnamedatum later is dan in het IP2022 (11 projecten met één jaar vertraging en twee projecten met twee jaar vertraging). De belangrijkste oorzaken zijn niet tijdige beschikbaarheid van vergunningen/bestemmingsplan en impact van de storing op station Dronten Olsterpad. Er zijn verschillende programma's en concrete acties opgezet om enerzijds projecten sneller te laten verlopen en anderzijds te voorkomen dat projecten vertraging oplopen. Voor het 150kV-net Randmeren wordt aangesloten bij de initiatieven die TenneT als asset owner voor haar gehele portfolio toepast.

1.5 Positionering 150kV-net Randmeren binnen het landelijk hoogspanningsnet

Het landelijk hoogspanningsnet bestaat uit een 220/380kV-net en een aantal 110/150kV-deelnetten. Het 380kV-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 220kV-net is kleiner van omvang en gelegen in het noorden van Nederland, met een ringstructuur tussen Ens en Vierverlaten.

De Nederlandse 150kV- en 110kV-netten vormen de provinciale wegen voor elektriciteit. Deze netten zorgen voor de koppeling van het landelijke 380kV- en 220kV-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 150kV- en op 110kV-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 110/150kV-netten en het 220/380kV-net, hebben landelijke en zelfs Europese ontwikkelingen een invloed op de knelpunten in dit net. Het 150kV-net Randmeren is schematisch weergegeven in [Figuur 1-1](#).



Figuur 1-1: Netkaart van het 150kV-net Randmeren (per 1 januari 2023)

1.6 Leeswijzer

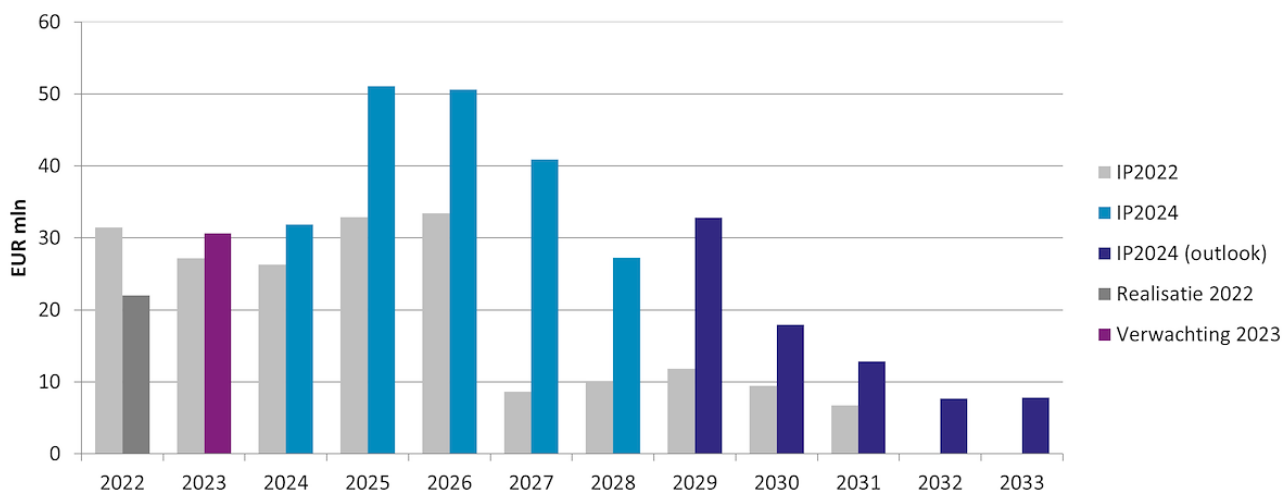
[Hoofdstuk 2](#) geeft een totaaloverzicht van de voorgenomen investeringen van Liander voor de zichtperiode van het IP en de bijbehorende risicopositie van de knelpunten. [Hoofdstuk 3](#) geeft een terugblik op IP2022. [Hoofdstuk 4](#) beschrijft de methodiek waarmee dit investeringsplan tot stand is gekomen. [Hoofdstuk 5](#) beschrijft de scenario's en marktanalyses die ten grondslag liggen aan de netberekeningen voor uitbreidingsinvesteringen. [Hoofdstuk 6](#) is een korte introductie. [Hoofdstuk 7](#) geeft de uitbreidingsinvesteringen weer. [Hoofdstuk 8](#) geeft de overige investeringen weer, zijnde vervangingsinvesteringen, functionaliteitsuitbreidingen en de klantaansluitingen en reconstructies. In [Bijlage 1](#) is het assetrisicoregister van TenneT opgenomen inclusief de mitigerende maatregelen. [Bijlage 2](#) geeft de uitgebreide risico-informatie van de investeringsprojecten uit respectievelijk hoofdstukken 6, 7 en 8. In [Bijlage 3](#) is een lijst met afkortingen van stationsnamen opgenomen. In [Bijlage 4](#) is een lijst met stations opgenomen die door de RNB Liander zijn aangevraagd, maar die nog niet in dit IP staan.

De IBN datum bij het project of het risico wordt afgerond, conform hetgeen beschreven in Hoofdstuk 4.7. Dit om rekenschap te geven aan de inherente onzekerheid in de planning (waar TenneT ook mee te maken heeft). Dit laat onverlet dat TenneT in de interactie met stakeholders specifieke tijdslijnen en/of streefdata bespreekt.

2 Totaaloverzicht

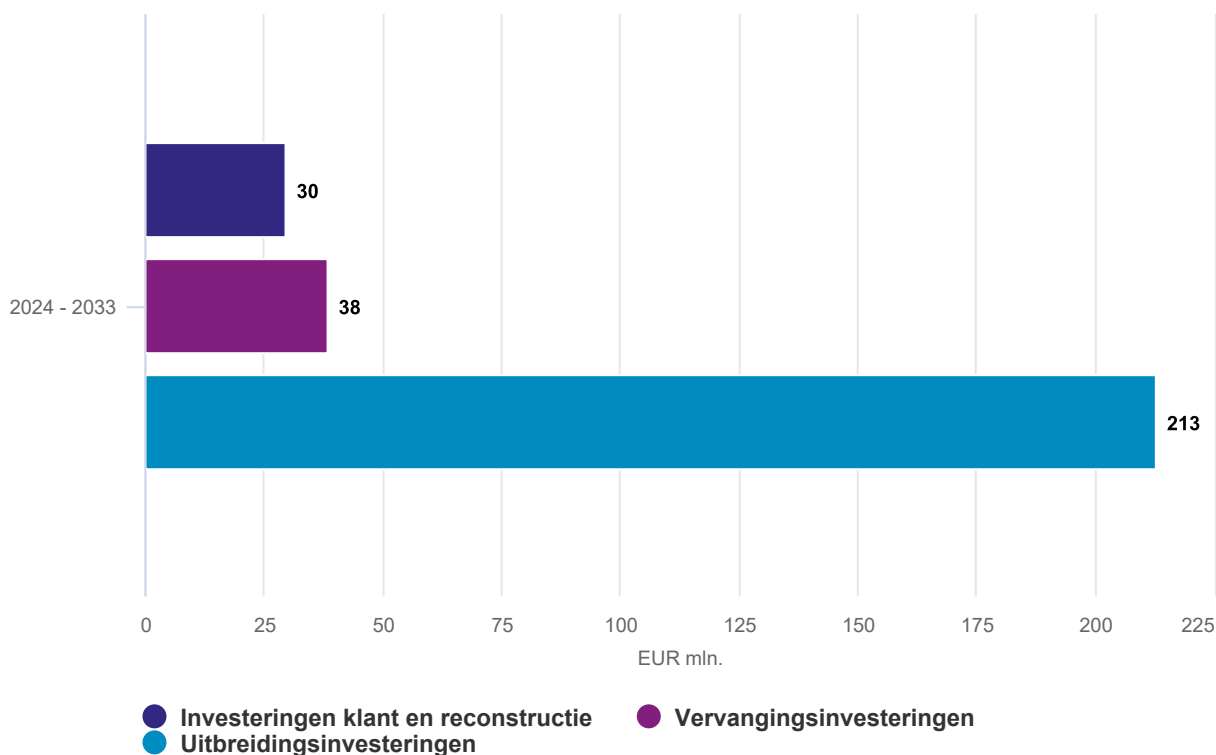
Dit IP beschrijft de door Liander voorgenomen investeringen voor de periode 2024 – 2033. Liander investeert in deze periode naar verwachting EUR 281 mln. in het 150kV-net Randmeren.

Deze investeringen worden grotendeels gedaan ter mitigatie van de in dit IP gerapporteerde knelpunten. De verdeling van deze investeringen per jaar en de ontwikkeling ten opzichte van het vorige IP (IP2022) is weergegeven in [Figuur 2-1](#). De toename van het investeringsvolume ten opzichte van het vorige IP wordt veroorzaakt door toename van uitbreidingsinvesteringen.



Figuur 2-1: Totaaloverzicht investeringen 2024 – 2033

Figuur 2-2 splitst het investeringsvolume voor de periode 2024 – 2033 in categorieën die worden behandeld in hoofdstukken 6 t/m 8. Hieruit blijkt dat driekwart van de investeringen in het 150kV-net bedoeld is voor uitbreidingen, met name nieuw te bouwen 150kV-stations door toenemende productie van wind op land en zon-PV en door een sterk toenemende belastingvraag ten gevolge van de elektrificatie. Daarnaast bevat het IP investeringen voor klantaansluitingen, reconstructies en vervangingsinvesteringen.



Figuur 2-2: Totaaloverzicht investeringen uitgesplitst naar categorie, 2024-2033 (zie: H6-8)

3 Terugblik op het IP2022

In dit hoofdstuk geeft Liander op hoofdlijnen een terugblik op het voorgaande investeringsplan, IP2022. Deze terugblik omvat twee projectoverzichten. Tabel 3-1 geeft de gerealiseerde projecten in 2021 en 2022 weer. Een deel van de projecten die in het vorige IP een verwachte IBN in 2021 of 2022 had, is nog niet afgerond. Deze projecten staan in Tabel 3-2 met de status en de nieuwe verwachte IBN. Er zijn geen projecten die in IP2022 een verwachte IBN in 2022 hadden, maar in de tussentijd vervallen zijn.

Op vrijdag 2 september 2022 heeft zich in het 150kV hoogspanningsnet van Flevoland een kortsluiting voorgedaan op het nieuwe station Dronten Olsterpad. Als gevolg van deze niet tijdig afgeschakelde kortsluiting is er veel schade veroorzaakt in het voedende 150kV-station Lelystad, de 150kV-lijnverbinding en het 150 kV-station Dronten Olsterpad. Hierdoor heeft (een tweede) inbedrijfname in januari 2023 plaatsgevonden zodat de twee aansluitingen voor de GDS op 150kV-station Dronten Olsterpad in bedrijf kon worden genomen.

In de hoofdstukken 6, 7 en 8 zijn grafieken opgenomen met geaggregeerde financiële informatie over de verschillende investeringscategorieën, waarbij per jaar de vergelijking met de informatie uit het IP2022 mogelijk is.

Projectnummer	Projectnaam	Soort project	Spaningsniveau	IBN IP2022	Status	IBN Realisatie
A-1002869	LTVIT 2 110/150 CBL Liander-Reddyn	Kwaliteit	150kV	2022	Gereed	2021
A-1002875	LLS 150 aansluiten één veld voor windpark	Klant	150kV	2022	Gereed	2022
A-1002876	LLS 150 diepe netinvestering voor windpark	Capaciteit	150kV	2022	Gereed	2022
A-1002992	ZWO150 uitbreiden rail	Capaciteit	150kV	2022	Gereed	2022

Tabel 3-1: afgeronde projecten in 2021 en 2022

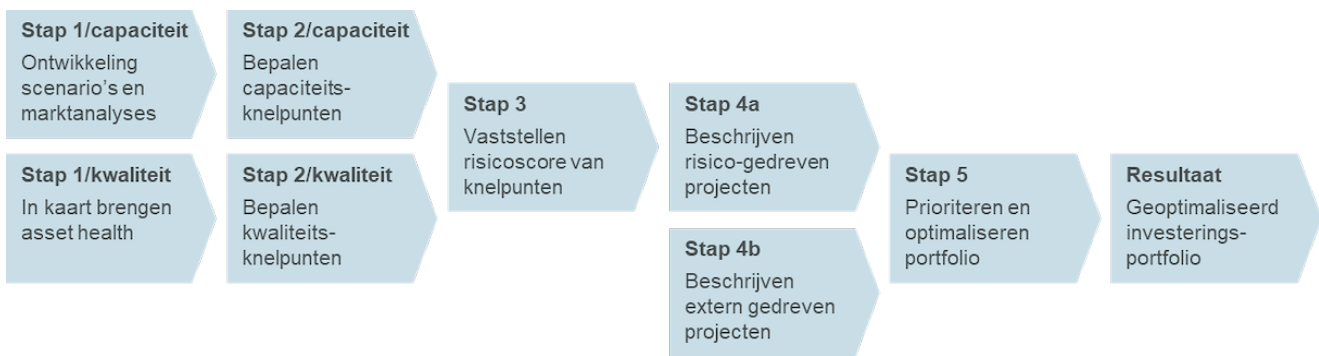
Projectnummer	Projectnaam	Soort project	Spaningsniveau	IBN IP2022	Status	IBN Realisatie
A-1003104	ZWO150 aansluiten Liander	Klant	150kV	2022	Nazorg	2023
A-1003033	Station Dronten Olsterpad 150 kV	Capaciteit	150kV	2022	Nazorg	2023
A-1003034	Dronten Olsterpad 150 kV aansluiten twee velden voor windpark	Klant	150kV	2022	Nazorg	2023

Tabel 3-2: vertraagde projecten in 2021 en 2022

4 Methodiek

Dit hoofdstuk beschrijft de methodiek die TenneT heeft gehanteerd om te komen tot de resultaten die in hoofdstuk 5 tot en met 9 van dit IP worden beschreven. TenneT investeert risico-gedreven. Dit houdt in dat risicoanalyses op de capaciteit en de kwaliteit van het net bepalen waar investeringen vereist zijn. [Figuur 4-1](#) toont het proces dat TenneT toepast om deze risico's te identificeren en daarvoor investeringsprojecten te definiëren.

Stap 1 en 2 zijn verschillend voor risico's met betrekking tot respectievelijk capaciteit en kwaliteit van het net, Stap 3, 4 en 5 zijn voor alle risico's gelijk. [Paragraaf 4.1](#) en [4.2](#) beschrijven Stap 1 en 2 voor risico's met betrekking tot capaciteit van het net die uiteindelijk resulteren in de portfolio voor uitbreidingsinvesteringen. Eenzelfde risico-gedreven methodiek resulteert in de uitbreidingsinvesteringen in functionaliteit. [Paragraaf 4.3](#) beschrijft deze stappen voor risico's met betrekking tot kwaliteit die resulteren in de portfolio vervangingsinvesteringen. [Paragraaf 4.4](#) beschrijft Stap 3, het bepalen van de risicoscore. In [paragraaf 4.5](#) staat Stap 4, het portfolio-proces, beschreven voor zowel risico-gedreven projecten als extern gedreven projecten zoals klantaansluitingen en reconstructies. [Paragraaf 4.6](#) beschrijft Stap 5, de prioritering en optimalisatie van het gehele investeringsportfolio.



Figuur 4-1: Hoofdstappen in proces voor bepaling investeringsportfolio

4.1 Capaciteit | Stap 1: ontwikkeling scenario's en marktanalyses

Om een betrouwbare raming van de capaciteitsbehoefte voor het landelijk hoogspanningsnet op te stellen, is het allereerst van belang een goed inzicht te hebben in hoe het toekomstige energiesysteem er uit zou kunnen zien qua vraag en aanbod. Daartoe worden scenario's opgesteld met aannames over de ontwikkeling van de verschillende typen productiemiddelen en de elektriciteitsvraag zowel in volume als in gedrag. Op basis hiervan kunnen de elektriciteitsmarkt, de inzet van productiemiddelen en flexibele afname en de daarmee samenhangende toekomstige elektriciteitsstromen over het net worden gesimuleerd, waarmee vervolgens mogelijke knelpunten in het net worden vastgesteld.

[Figuur 4-2](#) laat de stappen zien die nodig zijn om te komen tot deze scenario's, het uitvoeren van markt simulaties en aannames over de toekomstige locaties (regionalisatie). Deze stappen worden hieronder verder gedetailleerd.



Figuur 4-2: Methodiek voor het in kaart brengen scenario's en marktanalyses

Stap 1.1: Scenarioverhaallijnen

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. In deze stap worden dus, uitgaande van politiek beleid, technologische- en marktontwikkelingen, concrete doelstellingen en ambities en verschillende potentiële ontwikkelpaden, scenarioverhaallijnen opgesteld. Een scenarioverhaallijn is een kwalitatieve omschrijving van een mogelijke inrichting van de

toekomstige maatschappij, wat zich kan vertalen naar specifieke energiesystemen. De ontwikkelpaden nemen de huidige situatie als vertrekpunt en hebben een energiesysteem dat uiterlijk 2050 klimaatneutraal moet zijn als eindpunt. Voor het IP worden scenario's voor eerdere steekjaren binnen deze ontwikkelpaden beschouwd. Bij het in kaart brengen van deze ontwikkelingen maakt TenneT samen met de andere netbeheerders gebruik van zowel interne als externe bronnen van informatie waaronder beleidsstukken, studies, maar ook bij verschillende stakeholders en experts opgehaalde informatie.

Om het aantal berekeningen in de modellen beheersbaar te houden, worden de scenario's voor enkele steekjaren gekwantificeerd en doorgerekend. Hiermee wordt een goed inzicht verkregen in de mogelijke ontwikkelingen die zich binnen de zichtperiode van dit IP kunnen afspelen in het energiesysteem en specifiek de elektriciteitsmarkt. 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.

Stap 1.2: Kwantificeren van scenario's

Scenario's voor Nederland

Voor de gekozen steekjaren zijn de scenario's in detail gekwantificeerd op basis van verschillende bronnen zoals geïnventariseerd in Stap 1.1 en op basis van gegevens die direct zijn verstrekt door aangeslotenen. Kwantificatie betekent het concreet uitwerken van de scenario's met relevante data en hoeveelheden die het vervolgens mogelijk maken om modelberekeningen uit te voeren. Deze kwantitatieve invulling van de Nederlandse scenario's wordt in hoofdstuk 5 van dit IP nader beschreven.

Scenario's voor omliggende landen

Naast de Nederlandse ontwikkelingen zijn ook de ontwikkelingen in de elektriciteitsvraag en -productie in de omliggende landen van grote invloed op de productie, verbruik en uitwisseling van elektriciteit tussen Nederland en het buitenland. Voor ieder steekjaar wordt een Europees scenario gekozen – bijvoorbeeld uit de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) of het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) studie – dat zo veel mogelijk aansluit bij de verhaallijnen voor de Nederlandse scenario's.

Bepaling van productie- en vraagprofielen

Een groot deel van de toekomstige elektriciteitsproductie en -vraag zal weersafhankelijk zijn: de productie van windmolens hangt af van de windsnelheid terwijl de zon-PV productie afhankelijk is van zoninstraling en buitentemperatuur. Het elektriciteitsverbruik van warmtepompen is afhankelijk van de temperatuur en kan hierdoor sterk verschillen per uur, dag en seizoen. Daarnaast verschilt het weer per regio waardoor de opwek en het verbruik per regio kan variëren. Ook de soort dag (weekend of doordeweeks) heeft impact op het gebruik van elektrische energie. TenneT heeft op basis van verschillende gegevens en modellen onderstaande profielen bepaald voor elektriciteitsproductie en -vraag. Deze profielen worden gebruikt als invoerdata voor de marktsimulaties:

- Productieprofielen wind en zon-PV op basis van regionale klimaatgegevens uit de Pan European Climate Database (PECD) en aannames over types windturbines en zon-PV panelen¹ ;
- Laadgedrag elektrische voertuigen in Nederland volgens gegevens van onderzoeksbureau Elaad;
- Gedrag elektrische en hybride warmtepompen in Nederland middels berekening warmtevraag en technische eigenschappen;
- Overige sectorale vraagprofielen in Nederland volgens sectorale standaardprofielen MFFBAS² en modellering in het Energy Transition Model (ETM)³ ;
- Voor overige landen in Europa gebruik van landen-specifieke vraagprofielen uit ERAA en TYNDP.

Voor alle profielen worden consistent de historische meteorologische gegevens van een bepaald weerjaar gebruikt, waarmee een representatief beeld van een groot aantal typische combinaties van productie en vraag is geborgd.

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

- Opgesteld productievermogen per (brandstof)categorie in MW;
- Productie hernieuwbare opwek (wind, zon-PV, waterkracht) per uur in MW;
- (Sectorale) elektriciteitsvraag per uur in MW;
- Opgesteld vermogen flexibele vraag (power-to-gas, power-to-heat) in MW;
- Opslagcapaciteit en -vermogen in GWh en MW;
- Marktinterconnectiecapaciteit per grens in MW;
- Brandstof- en CO₂-prijzen.

1 *Er is rekening gehouden met een aftopping van de productie omdat zon-PV installaties niet voor het maximale piekvermogen van de PV-panelen zullen worden aangesloten*

2 www.mffbas.nl

3 energytransitionmodel.com

Stap 1.3: Uitvoeren marktsimulaties

TenneT gebruikt een marktmodel om de werking van de Europese stroommarkt te simuleren en om per scenario de inzet van prijsgevoelige opwek en vraag voor elk uur van het gemodelleerde jaar te bepalen. Het model berekent hierbij per uur hoe de inzet van conventionele energiecentrales - maar in de toekomst ook toenemende flexibele vraag in de vorm van vraagsturing (DSR), power-to-x en verschillende types opslag - eruit kan zien met als doel minimale Europese systeemkosten en rekening houdend met de technische eigenschappen van de eenheden. In het gehanteerde model is Nederland integraal onderdeel van de geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt, waardoor de inzet van Nederlandse productie en vraag ook mede afhankelijk is van de karakteristieken van de rest van het Europese systeem. Input voor de marktsimulaties zijn zowel de scenarioparameters als ook het gedrag van niet prijsgevoelige productie en vraag per land zoals bepaald in Stap 1.2.

Geografische afbakening en toegepaste capaciteitsberekeningsmethodiek voor de interconnectoren

Het geografische gebied van het gemodelleerde systeem bestaat uit de Europese Unie, Verenigd Koninkrijk, Noorwegen, Zwitserland en de Balkanlanden. In het marktmodel wordt daarbij voor alle landen in dit geografische gebied de biedzone-indeling aangehouden zoals deze per 1 januari 2023 van toepassing is.

Iedere biedzone wordt binnen de marktsimulaties gemodelleerd als 'koperen plaat'. Dat wil zeggen dat het marktmodel geen rekening houdt met interne transportbeperkingen binnen een biedzone. Tussen biedzones bestaat echter wel een grens aan de hoeveelheid voor de markt beschikbare transportcapaciteit (de interconnectiecapaciteit). Waar van toepassing worden er ook offshore biedzones – windparken op zee die gekoppeld zijn aan meerdere landen, zoals het LionLink project – gemodelleerd.

In dit investeringsplan zijn de voor de markt beschikbare interconnectiecapaciteiten op de (HVAC) interconnectoren met België en Duitsland niet langer meer bepaald op basis van NTC capaciteiten, maar op basis van de flow-based capaciteitsberekening methodiek zoals deze operationeel wordt toegepast binnen de CORE regio⁴. Binnen deze methodiek wordt op basis van voor ieder uur berekende netwerkgegevens bepaald hoeveel onderlinge uitwisselingscapaciteit beschikbaar is tussen de biedzones in dit gebied. Waar de voorheen toegepaste NTC netcapaciteiten één vaste capaciteit per grens veronderstelden, zijn beschikbare uitwisselingen binnen de flow-based methodiek nu onderling afhankelijk van de daadwerkelijk gerealiseerde export- en importposities van andere zones. De gebruikte netwerkgegevens komen overeen met de netwerkgegevens zoals die worden gebruikt voor de analyse van de capaciteitsknelpunten (zie beschrijving Stap 2 in [paragraaf 4.2](#)).

Voor de HVDC verbindingen met Noorwegen, Groot-Brittannië en Denemarken gelden vaste maximale uitwisselingscapaciteiten, die echter wel invloed hebben op de beschikbare uitwisselingscapaciteit op het AC netwerk via de principes van Advanced Hybrid Coupling (AHC).

Stap 1.4: Regionalisatie

De scenario's en uitkomsten van de marktsimulaties beschrijven in eerste instantie hoe opwek, vraag en flexibiliteit op landelijk niveau in een bepaald jaar eruit kunnen zien. Zowel voor het uitvoeren van netberekeningen en knelpuntanalyses, alsook voor het bepalen van de profielen voor wind en zon-PV (zie Stap 1.2) moeten aannames worden gemaakt van de toekomstige locaties van aanbod, vraag en flexibiliteit. Deze stap wordt 'regionalisatie' genoemd.

Voor de regionalisatie wordt input uit verschillende bronnen gebruikt:

- Huidige locaties van opwek, vraag en flexibiliteit als vertrekpunt;
- Reeds lopende en voldoende concrete projecten en aansluitaanvragen bij de regionale netbeheerders en TenneT;
- Uitvraag producenten m.b.t. toekomstige plannen conventionele centrales;
- Uitvraag direct aangesloten klanten m.b.t. toekomstige verwachting elektriciteitsvraag;
- Sectorspecifieke programma's en analyses.

In sommige gevallen is hierbij een vertaalslag nodig van regio's (bijv. gemeentes) naar de topologie van het elektriciteitsnetwerk. Waar de informatie over de toekomstige situatie te weinig concreet of onvoldoende is, worden er modelgebaseerde aannames gemaakt over de verwachte locaties. Zo kennen de locaties van de verwachte hoeveelheden batterijopslag en power-to-x op dit moment nog een redelijk grote onzekerheid en wordt ervan uitgegaan dat deze vooral op locaties komen te staan waar ze kunnen helpen om netcongestie te verminderen. Uitkomst van deze stap is een regionale uitsplitsing van alle relevante opwek, vraag en flexibiliteitsassets op het niveau van onderstations in het elektriciteitsnetwerk van TenneT.

Resultaat stap 1: Elektriciteitsproductie en -vraag per uur

Stap 1 resulteert in tijdreeksen voor vraag en aanbod en marktuitswisseling van elektriciteit met het buitenland. Voor ieder scenario en steekjaar bestaan deze uit een set van 8.760 uurwaarden van:

- De elektriciteitsvraag in Nederland en het buitenland;
- De productie in Nederland en het buitenland, uitgesplitst in (brandstof)categorieën;
- Import en export posities ten opzichte van andere landen binnen het Core capaciteitsberekeningsgebied via de (HVAC) interconnectoren met België en Duitsland, en de commerciële uitwisselingen op alle andere (HVDC) verbindingen.

⁴ Tot de CORE capaciteits-berekeningsregio behoren Nederland, Duitsland, België, Frankrijk, Polen, Tsjechië, Oostenrijk, Hongarije, Slowakije, Roemenië, Slovenië en Kroatië. Daarnaast vallen binnen dit gebied de grenzen van deze landen met alle hen omringende landen.

Samen met de regionalisatie vormt dit resultaat de belangrijkste input voor de analyse voor de capaciteitsknelpunten (Stap 2).

Gebruik van steekjaren

Om het aantal berekeningen in de modellen beheersbaar te houden, worden de scenario's voor drie 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 2025, 2030 en 2035. Deze steekjaren sluiten aan bij de door het kabinet gestelde langetermijndoelen (2030, 2035) en de door ENTSO-E in het TYNDP gehanteerde steekjaren (2025, 2030), wat de kwantificatie van scenario's op punten vereenvoudigt en bijdraagt aan de vergelijkbaarheid van studies. De resultaten van de berekeningen in de drie steekjaren leveren knelpunten op en daarbij behorende investeringen.

4.2 Capaciteit | Stap 2: analyse voor de capaciteitsknelpunten

Stap 2 heeft als doel de capaciteitsknelpunten te bepalen. [Figuur 4-3](#) toont de verschillende stappen die hieronder worden uitgelegd.



Figuur 4-3: Stappen voor de analyse voor de capaciteitsknelpunten

Stap 2.1 Opstellen netmodel

In het netmodel berekent TenneT de vermogensstromen en kortsluitstromen in het net afhankelijk van de topologie, de inzet van elektriciteitsproductie-eenheden en de verdeling van de 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 januari 2023. Voor de verschillende steekjaren wordt het netmodel aangevuld met de tussentijds gerealiseerde uitbreidingen, mits die projecten zich in januari 2023 in de realisatiefase bevonden. De overige projecten in het portfolio hebben immers nog geen Final Investment Decision (gate 2).

Het netmodel representeert naast het Nederlandse net ook relevante delen van netten in andere landen. Deze netmodellen zijn afkomstig van ENTSO-E. 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 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.

Het opgestelde productievermogen per station en de aangesloten belasting is gebaseerd op de opgaves van regionale netbeheerders en direct aangesloten klanten (zie Stap 1.4 regionalisatie in [paragraaf 4.1](#)). De uurwaarden van de aangesloten opwek en belasting volgen de scenariodata en marktsimulaties van TenneT (stap 1.2 en 1.3 in [paragraaf 4.1](#)). De maximale uurwaarde van de belasting komt overeen met het maximale stationsverbruik zoals opgegeven door de RNB bij de berekening van de capaciteitsknelpunten in de 150kV- en 110kV-netten. Voor het landelijke net wordt het opgegeven verbruik geschaald om de op landelijk niveau geformuleerde scenario's te waarborgen.

De locaties van flexibel vermogen zoals batterijen en power-to-x is gebaseerd op concrete klantvragen aangevuld met een regionalisering om de benodigde vermogens in de scenario's te waarborgen. De regionalisering van resterende flex capaciteit wordt gedaan op locaties waar TenneT de grootste onbalans voorziet tussen hernieuwbaar aanbod en vraag.

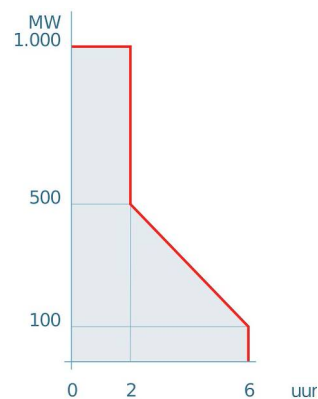
Voor zon-PV is aan klanten en regionale netbeheerders het paneel- of piekvermogen (MWp) gevraagd, zoals ook in de RES gebruikt wordt. Omdat zon-PV slechts een beperkt deel van de tijd het volledige piekvermogen produceert, wordt de aansluiting van grootschalige zon-PV kleiner gedimensioneerd. Bovendien ontstaat door verschillende oriëntaties van panelen er bij zowel klein- als grootverbruik aansluitingen een zekere ongelijktijdigheid in de productie. Productie boven het aansluitvermogen wordt afgetopt in de berekeningen. In het IP2024 is de maximale inzet op 50% gezet, conform de voorwaarden voor de subsidiebeschikking voor nieuwe zon-PV projecten.

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

Met behulp van het netmodel worden de vermogensstromen door alle verbindingen bepaald voor elk uur van elk steekjaar en voor elk scenario. In het netmodel zijn alle netschakels gespecificeerd met een maximale 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 volgende situaties:

- Normale bedrijfstoestand;
- n-1 criterium: enkelvoudige storing aan circuits, transformatoren en productie-eenheden 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 belastingsituaties. 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. Hiervoor is een onderhoudsvenster van acht aaneengesloten weken nodig;
- 100 MW/6h knelpunt: aanvullend wordt gekeken of het onderhoud van uitlopers gepland kan worden zodat tijdens een onderhoudsvenster van acht aaneengesloten weken de zuivere belasting (verbruik) lager is dan 100 MW. Wanneer niet aan dit criterium kan worden voldaan, wordt dit geduid als een 100 MW/6h-knelpunt;
- n-1 criterium voor railsystemen: enkelvoudige storing aan 380/220/150/110kV-railsystemen bij normaal bedrijf. Bij 380/220kV-railsystemen is een onderbreking van verbruik niet toegestaan. Bij 150/110kV-railsystemen mag de onderbreking van verbruik maximaal 500 MW zijn gedurende één uur en daarna maximaal 100 MW gedurende vijf uur. De uitval van productie mag niet groter zijn dan 1.500 MW;
- n-2 criterium voor railsystemen: railsystemen worden voor onderhoudssituaties getoetst op enkelvoudige storingsreserve indien een enkelvoudige storing kan leiden tot:
 - Een dusdanige verstoring van grote (inter)nationale energietransporten zodat elektriciteitsvraag of -productie op andere stations met hetzelfde spanningsniveau onderbroken raakt (alleen van toepassing op het 380kV- en 220kV-net);
 - 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 4-4](#)).

PQ-knelpunten (spanningskwaliteit) volgen niet uit de netberekeningen, aangezien ze in gelijkstroom worden doorgerekend. De PQ-knelpunten worden situationeel (onafhankelijk van de IP-cyclus) in kaart gebracht. TenneT voert interne studies uit naar de verwachte spanningshuishouding en de benodigde hoeveelheid compensatiemiddelen. Bijvoorbeeld het plaatsen van extra transformatoren of blindvermogen.



Figuur 4-4: maximale vermogens-tijdcurve die de toegestane onderbreking van de elektriciteitsvraag als gevolg van een railstoring bij onderhoud aangeeft

Wettelijk kader van de in dit IP gehanteerde criteria

De criteria voor enkelvoudige storingsreserve zijn vastgelegd in artikel 31 van de Elektriciteitswet. De Elektriciteitswet laat op de enkelvoudige storingsreserve beperkte uitzonderingen toe, indien een vrijstelling is verleend middels een Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB), zoals benoemd in artikel 16. Naar aanleiding van het onderzoek 'Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet' (Ministerie van Economische Zaken, augustus 2013) is een Maatschappelijke Kosten Baten Analyse (MKBA) uitgevoerd voor uitvalsituaties in het hoogspanningsnet. Dit heeft ertoe geleid dat per 1 januari 2021 een aantal vrijstellingen in werking is getreden middels het Besluit Uitvalsituaties (1 december 2020). Deze AMvB voegt een tweetal paragrafen toe aan het Besluit Investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas waarin de vrijstellingen op de enkelvoudige storingsreserve in normaalbedrijf en tijdens onderhoud benoemd zijn voor circuits, transformatoren en railsystemen. In het toetsingskader van dit IP is de Elektriciteitswet inclusief de vrijstellingen uit het Besluit Uitvalsituaties gebruikt.

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.

Bij de kortsluitstroomberekeningen wordt uitgegaan van een volledig beschikbaar net vanaf 110kV. Alle productie-eenheden met een aansluitovereenkomst op dit net zijn daarbij 'in bedrijf' verondersteld, ook de productie-eenheden die geconserveerd zijn. Zowel de één-fase- als de driefasenkortsluitstroom wordt berekend. Een kortsluitknelpunt wordt als zodanig geïdentificeerd als de berekende éénfase en/of de driefasenkortsluitstroom groter is dan de kortsluitvastheid van de betreffende installatie. Netuitbreidingen kunnen de kortsluitstromen in het net verhogen. Voor deze analyse worden in het netmodel daarom ook 380/220kV netversterkingsprojecten opgenomen waarvan de realisatie nog niet definitief is, maar die al wel de alternatievenfase zijn gepasseerd en dus een Gate 1 hebben.

De toetsing aan het railcriterium, het n-2 criterium voor railsystemen en de kortsluitvastheid is alleen voor het scenario 'Klimaatambitie' uitgevoerd, aangezien dit het enige scenario is waarvan in alle steekjaren volledige informatie beschikbaar is. Dit is in lijn met vorige investeringsplannen.

Stap 2.3: Bepalen van de ernst van het capaciteitsknelpunt

Om de ernst van de capaciteitsknelpunten in het net inzichtelijk te maken, wordt een jaarrondrekenmethode 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 in het net is een resultante van de hoogte van de mediaan van de 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 geclassificeerd dan een overbelasting bij een enkelvoudige storing, die weer ernstiger wordt geclassificeerd dan een overbelasting gedurende een enkelvoudige storing ten tijde van onderhoud. Omdat er onzekerheid in de scenario's zit, wordt een overschrijding in de steekjaren 2030 en 2035 pas vanaf 110% als een knelpunt beschouwd.

Resultaat stap 2: Overzicht capaciteitsknelpunten

Het resultaat van deze analyses levert het overzicht met capaciteitsknelpunten op. De ernst van capaciteitsknelpunten wordt voor alle netvlakken op dezelfde wijze bepaald.

4.3 Kwaliteit | Stap 1 & 2: bepalen kwaliteitsknelpunten

Om een goed functionerend elektriciteitsnet te waarborgen, dient de functionaliteit van de componenten in stand te worden gehouden. Dit gebeurt enerzijds door onderhoud te plegen 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 kwaliteitsknelpunt en uiteindelijk tot een investering om componenten of populaties van componenten te vervangen. Het reguliere onderhoud (OPEX) aan het landelijk hoogspanningsnet maakt op grond van artikel 21 van de E-wet geen onderdeel uit van het investeringsplan. In het investeringsplan staan alleen de vervangingsinvesteringen zelf vermeld.

TenneT heeft de Health Index ontwikkeld om de conditie van haar componenten, die zijn vastgelegd in het bedrijfsmiddelenregister, te bewaken. De Health Index is een waardeoordeel over de conditie van een component op basis 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, uitgedrukt in een kleur (Health Index). De Health Index-methodiek is gebaseerd op FMECA's (Failure Mode Effect & Criticality Analysis). 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 4-5](#).

- 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) worden;
- 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.

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 Health Index wordt een risicobeoordeling gemaakt om te komen tot een score per bedrijfswaarde (zie paragraaf 4.5). Op basis daarvan wordt vastgesteld welke van de componenten met welke prioriteit vervangen moeten worden.



Figuur 4-5: Scores Health Index

De Health Index geeft een weergave van de toestand van de assets maar geeft geen inzicht in het faalgedrag. De conditie van een component hoeft niet de enige reden voor een mogelijke storing te zijn. Met de risicoscore per bedrijfswaarde wordt beter inzicht verkregen in de betrouwbaarheid, veiligheid of gelijkwaardige bedrijfswaarden van de netonderdelen en kan gericht gestuurd worden.

De risico's op falen van de componenten worden gecombineerd op stationsniveau, waarbij stations met gesommeerd een hoog risico een hogere prioritering krijgen om vervangen te worden. Er wordt een onderverdeling gemaakt, gebaseerd op de configuratie van het station, lopende projecten, geplande uitbreidingen en scope van de problematiek. 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.

4.4 Capaciteit en Kwaliteit | Stap 3: vaststellen risicoscore van knelpunten

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 een gerelateerd 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.

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; 100-1000. Een overzicht van de resultaatgebieden en de weging is weergegeven in Tabel 4-1. De wegingswaarden staan voor de strategie en het beleid van TenneT. Veiligheid en Kwaliteit van levering zijn de belangrijkste bedrijfswaarden. Financieel, Compliance, Milieu en Belanghebbenden hebben een lagere weging dan Veiligheid en Kwaliteit van levering.

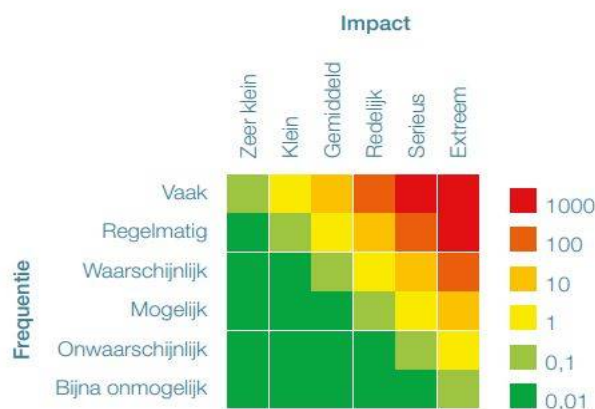
Resultaatgebied	Omschrijving	Weging
Veiligheid	Aantal en zwaarte van ongevallen	26%
Kwaliteit van levering	Beschikbaarheid van het net en spaningskwaliteit	26%
Financieel	Verwachte (maatschappelijke) kosten	12%
Compliance	Straffen en boetes bij niet voldoen aan eisen	12%
Milieu	Herstelbaarheid aangebrachte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

Tabel 4-1: Overzicht en weging van de resultaatgebieden ter bepaling van de risicoscore

Voor de risicoscore per resultaatgebied worden de impact en frequentie gecombineerd. De risicomatrix in Figuur 4-6 geeft de totstandkoming van de risicoscore schematisch per resultaatgebied weer. De frequentie van de gebeurtenis varieert in zes gradaties van vaak (meer dan één 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 voortvloeit 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.

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.

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.



Figuur 4-6: Risicomatrix

Dit investeringsplan bevat de knelpunten met bijbehorende investeringen die met de kennis van nu geïdentificeerd zijn. Dit leidt tot een risicoprofiel dat afneemt met het mitigeren van de huidige knelpunten. In de toekomst zullen nieuwe knelpunten geïdentificeerd worden, zowel voor capaciteit als kwaliteit. Deze komen in toekomstige investeringsplannen in beeld en zullen dan ook leiden tot een hogere risicosituatie.

4.5 Alle Projecten | Stap 4: beschrijven projecten

De werkwijze voor het beschrijven van projecten is in de basis hetzelfde voor risico-gedreven projecten (capaciteit en kwaliteit) en extern gedreven projecten. Vanwege de verschillende aanleidingen bestaat er onderscheid in welk criterium bepaald of een project al dan niet wordt aangemaakt en opgenomen in het investeringsplan.

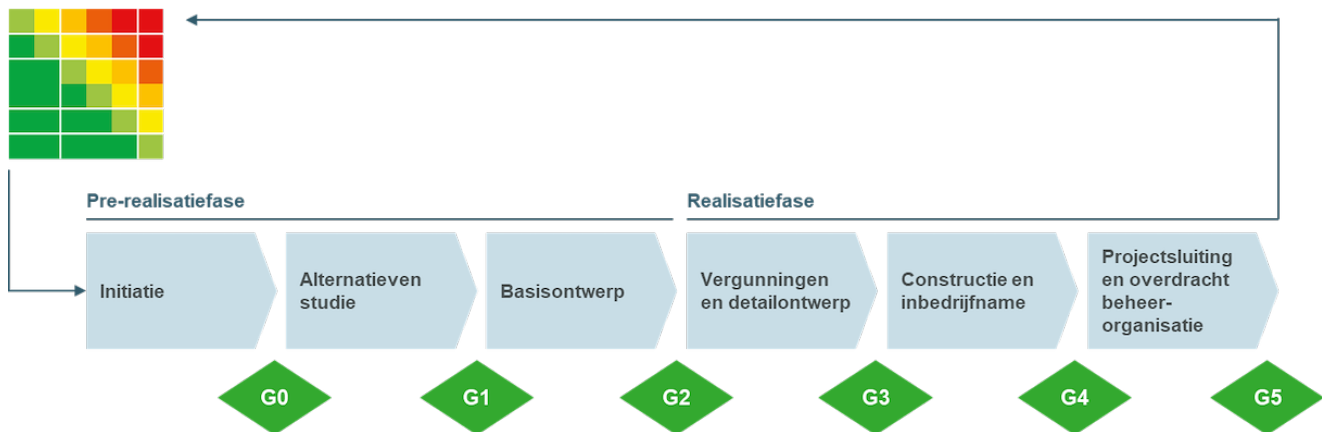
4.5.1 Portfolio governance proces risico-gedreven projecten

Voor risico-gedreven projecten (uitbreidingsprojecten, vervangingen en functioneerteitsprojecten) geldt dat wanneer de risicobeoordeling een waarde van 0,1 of hoger scoort¹, er in de meeste gevallen direct een project aangemaakt wordt in het investeringsportfolio door middel van een Study Initiation Form (SIF) en eventueel met een Gate 0-document (Initial Alternatives) waarin een eerste verkenning van de oplossingsalternatieven wordt vastgelegd. Hiermee wordt de scope van de te onderzoeken alternatieven bepaald. Dit betekent dat het overgrote deel van de geïdentificeerde knelpunten met een score van 0,1 of hoger in dit IP zijn opgenomen. Enkele knelpunten² worden echter vooralsnog operationeel opgelost of vanwege de grote onzekerheid in het volgende IP opnieuw beoordeeld. Er zijn diverse redenen waarom een knelpunt niet direct tot een investering hoeft te leiden. Het kan zijn dat het mitigeren van het knelpunt dusdanig complex is, dat mogelijke maatregelen niet kostenefficiënt zijn ten opzichte van de gevolgen van het optreden van het risico. Het risico kan dan worden geaccepteerd. Soms is een operationele oplossing efficiënter – bijvoorbeeld door energiestromen anders te schakelen of het gebruik van redispatch – zeker wanneer een knelpunt naar verwachting van tijdelijke aard is. Soms kan een knelpunt worden weggelaten met extra onderhoudsactiviteiten. In alle gevallen zijn dit specifieke afwegingen die per knelpunt worden gemaakt.

1 Een uitzondering wordt gemaakt voor resultaat-gebied Compliance. Voor alle Compliance knelpunten wordt een (operationele) oplossing aangedragen.

2 In de bijlage 'Assetrisicoregister TenneT' is het volledige risico-register weergegeven. Zo wordt ook duidelijk welke knelpunten niet met een in het IP genoemde investering worden opgelost.

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. Dit kan een investering in fysieke infrastructuur zijn, maar ook een andersoortige oplossing. Het is een vereiste dat de oplossingsrichting het knelpunt volledig oplost. In het geval van een investering wordt het geselecteerde alternatief na het Gate 1 besluit 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 4-7](#) is het investeringsproces schematisch weergegeven.



Figuur 4-7: Schematische weergave investeringsproces

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

Projecttypen in investeringsportfolio

De investeringsportfolio omvat verschillende typen projecten:

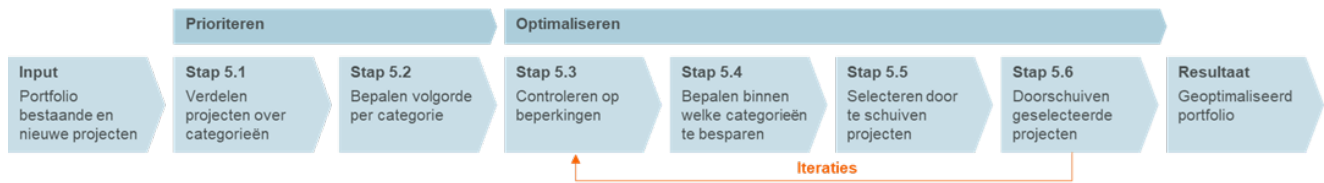
- Uitbreidingsprojecten omvatten alle investeringen die zorgen voor een uitbreiding van de capaciteit van het net en komen voort uit de analyse voor capaciteitsknelpunten. Daarnaast is er een aantal klantgedreven uitbreidingsinvesteringen, zoals de bouw van nieuwe stations, om voorziene klantaansluitingen 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.

4.5.2 Portfolio governance proces extern gedreven projecten

Extern gedreven projecten (klantaansluitingen en reconstructies) volgen vergelijkbare processtappen als de gates voor risico-gedreven projecten. Een project wordt gestart bij de gecombineerde *Aanvraag offerte Quickscan/ basisontwerp* (vergelijkbaar met de initiatie van de studiefase) en daarmee opgenomen in het Investeringsplan. Daarop volgt de getekende *Offerte Quickscan/ basisontwerp* (Gate 1) en de *Realisatieovereenkomst* (Gate 2), waarna het project in de realisatiefase komt. Vanwege de doorlooptijd van verwerking van getekende offertes is het mogelijk dat voor enkele projecten de offerte basisontwerp al door de klant getekend is, maar dit project nog niet in het investeringsplan opgenomen is.

4.6 Alle Projecten | Stap 5: prioritering en optimalisatie portfolio

Door de snelheid van de energietransitie is de omvang van het investeringsportfolio van TenneT aanzienlijk gestegen. Aangezien niet alle investeringsprojecten tegelijkertijd in voorbereiding dan wel in uitvoering kunnen worden genomen, is TenneT genoodzaakt om een ‘maakbaar’ portfolio te creëren via een prioritering en optimalisatie. Figuur 4-8 geeft de stappen om tot een geoptimaliseerd portfolio te komen op hoofdlijnen weer.



Figuur 4-8: Stappen binnen prioritering en optimalisatie van het portfolio

Het (niet geoptimaliseerde) portfolio van bestaande projecten en aangevuld met nieuwe projecten, is het startpunt om te komen tot een geoptimaliseerd portfolio. Per project omvat dit onder andere informatie over projecttype, de verwachte doorlooptijd per fase die gebaseerd is op de tijd die noodzakelijk wordt geacht om de werkzaamheden uit te voeren, inbedrijfsdatum en benodigde resources per periode. Voor de nieuwe projecten komt deze informatie tot stand zoals in de eerdere secties van dit hoofdstuk beschreven. Voor bestaande projecten is dit een update van de informatie. Als op basis van nieuwe inzichten de planning van een al bestaand project wijzigt – bijvoorbeeld een kortere doorlooptijd en eerdere inbedrijfsdatum, dan is die nieuwe informatie de input voor de daaropvolgende prioritering en optimalisatieronde van het portfolio. Voor dit IP is de projectinformatie zoals bekend op 1 september 2023 gebruikt.

4.6.1 Prioritering

Prioritering omvat het op volgorde ranken van activiteiten aan hand van de waarde / effort ratio en daarmee de gewenste volgorde aangeven. De prioritering van projecten vindt plaats op basis van een toetsingskader, dat toegepast wordt op het moment dat in de optimalisatiefase er resource knelpunten zijn. TenneT gebruikt voor de prioritering van projecten haar eigen ‘Safeguard the grid’-kader met daaraan toegevoegd de aanvullende eisen vanuit het wettelijke prioriteringskader¹.

Prioritering vindt plaats als blijkt dat de benodigde resources de beschikbare resources overstijgen, hetgeen in de optimalisatiefase inzichtelijk wordt. Indien er geen beperkingen worden geconstateerd dan zijn de geschatte doorlooptijden om de werkzaamheden uit te voeren leidend in de totstandkoming van de verwachte ingebruiknamedatum.

¹ Regeling van de Minister voor Klimaat en Energie van 5 april 2023, nr. WJZ/26237427, tot wijziging van de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas in verband met investeringen die zijn geprogrammeerd in een nationaal of provinciaal meerjarenprogramma infrastructuur energie en klimaat en met het prioriteren van uitbreidings-investeringen.

'Safeguard the grid' werkt als volgt:

Het portfolio van TenneT wordt onderverdeeld in vijf verschillende investeringscategorieën waarbinnen prioritering plaatsvindt:

- Projecten met absolute prioriteit: offshore projecten incl. aanlandstations, reconstructies en klantaansluitingen zonder diepe netinvestering
- Vervangingsinvesteringen en functionaliteitsuitbreidingen
- Risico-gedreven capaciteitsuitbreidingen
- Extern gedreven nieuwe stations en gerelateerde klantaansluitingen
- Klantaansluitingen op bestaande stations met benodigde railuitbreiding

De prioriteringsvolgorde binnen elk van de vijf categorieën wordt bepaald door:

- Extern gedreven projecten (reconstructies, extern gedreven nieuwe stations en gerelateerde klantaansluitingen, klantaansluitingen op bestaande stations): first come first serve o.b.v. datum getekende offerte basisontwerp. In beginsel is de IBN afhankelijk van de wens van de klant in combinatie met de doorlooptijd van het project. Indien er echter onvoldoende transportcapaciteit beschikbaar is, dan wordt de aansluiting gerealiseerd wanneer ook de noodzakelijke diepe netinvestering gereed komt.
- Risico-gedreven projecten: risico/euro ranking Risico-gedreven projecten (vervangingsinvesteringen, functionaliteitsuitbreidingen en risico-gedreven capaciteitsuitbreidingen): risico/euro ranking.

Het 'Safeguard the grid'-kader beschrijft hoe de kritieke resources (beschikbare uren) over de vijf verschillende investeringscategorieën te verdelen, zodat de balans wordt gewaarborgd tussen netuitbreiding en instandhouding van het net. Dit met inachtneming van voldoende resources voor beheer en onderhoud.

De beschikbaarheid van resources wordt bepaald aan de hand van de maximale inzetbaarheid van de meest beperkende resources, zijnde medewerkers Ruimtelijke Ordening in de voorbereidingsfase en zes kritieke rollen in de uitvoeringsfase (zoals beveiligingsspecialisten en technici). TenneT hanteert de aanname dat de andere functies die een rol spelen in de realisatie van een project momenteel geen beperkingen kennen.

Projecten in de realisatiefase (na Gate 2) worden niet meer gedeprimeerd.

Toepassing wettelijk prioriteringskader EZK

Het uitgangspunt van het aanvullend prioriteringskader voor uitbreidingen van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat² is om extra gewicht en daarmee prioriteit te geven aan investeringen in projecten die zijn gericht op het transporteren van elektriciteit van windparken op zee naar het landelijk hoogspanningsnet en daaropvolgend aan investeringen uit het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (nMIEK) en uit de provinciale Meerjarenprogramma's Infrastructuur Energie en Klimaat (pMIEK).

Dit prioriteringskader is in 2023 van kracht geworden. Daarmee is het prioriteringskader voor het eerst toegepast en in het lopende totstandkomingsproces van dit Investeringsplan opgenomen. De nMIEK en pMIEK documentatie die op de bevestigingsdatum van het portfolio beschikbaar was, is in de prioritering en optimalisatie meegenomen.

TenneT neemt het extra gewicht dat EZK toekent aan specifieke projecten mee in haar eigen prioriteringsaanpak door:

- Offshore projecten incl. aanlandstations in de investeringscategorie 'Projecten met absolute prioriteit' op te nemen
- nMIEK en pMIEK projecten relatieve prioriteit te geven:
 - MIEK-projecten krijgen extra risicopunten bovenop de initiële risicopunten, waarmee ze een hogere prioriteit krijgen (op basis van de categorie "Belanghebbenden" worden nMIEK en pMIEK respectievelijk ingeschaald als "critical" en "very high" en de risicoscore op basis daarvan verhoogd)
 - De verhoogde risicoscore is gebruikt voor de ranking per investeringscategorie in het TenneT kader (Safeguard the grid).
- De impact van het extra meewegen van maatschappelijke prioriteit in de prioriteitsvolgorde van de risico-gedreven capaciteitsprojecten leidt in veel gevallen tot een stijging in de prioriteitsvolgorde van maatschappelijk prioritaire projecten. Echter, vanwege het hoge aantal projecten met extra prioriteit zijn er ook projecten die "netto dalen" omdat andere projecten sterker stijgen. In detail is de impact als volgt:
 - Deze categorie bestaat uit 200 projecten, waarvan 20 nMIEK en 60 pMIEK (N.B. behalve in deze categorie zijn er in andere categorieën ook nog enkele nMIEK en pMIEK projecten waar prioritering o.b.v. first-come-first-serve geldt)
 - Van de 20 nMIEK-projecten zijn er 17 gestegen in de ranking (gemiddeld met 46 plaatsen) en 3 gedaald (gemiddeld met 11 plaatsen)
 - Van de 60 pMIEK-projecten zijn er 31 gestegen (gemiddeld met 36 plaatsen) en 9 gedaald (gemiddeld met 9 plaatsen)
 - Van de 120 projecten zonder nMIEK of pMIEK zijn er 110 gedaald (gemiddeld met 15 plaatsen) en 10 ongewijzigd
- Deze hogere prioriteit leidt niet tot een snellere ingebruiknamedatum (deze is gebaseerd op de geschatte doorlooptijd van een project), maar wel tot minder vertraging wanneer er resourceknelpunten in relatie tot maakbaarheid zijn.

Meer informatie over het nMIEK, ook in relatie tot de CES'en en PIDI, is te lezen in het 'MIEK Overzicht 2022' van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, d.d. 2 december 2022³.

Meer informatie over het pMIEK is te lezen op de website van het RVO, 'Handreiking uitwerking pMIEK'⁴.

In [hoofdstuk 6](#) staan projecten met een MIEK-status als zodanig gemarkeerd.

4.6.2 Optimalisatie

Optimalisatie omvat het samenstellen van een project portfolio dat rekening houdt met de gehanteerde regels, afhankelijkheden, prioriteitsvolgorde en resource beperkingen. Bij het feitelijk inplannen van projecten om te komen tot een geoptimaliseerde maakbare planning, spelen naast (wettelijke) prioriteitsvolgorde ook projectafhankelijkheden, synergie in de uitvoering en andere beperkingen zoals het vrij kunnen schakelen van het net een rol. Dit zorgt ervoor dat na de prioritering nog een complexe optimalisatie van het portfolio plaatsvindt. De belangrijkste beperkingen in de maakbaarheid van het portfolio worden veroorzaakt door de beperkte beschikbaarheid van resources (beschikbare uren) ten aanzien van kritieke functies voor specifieke werkzaamheden in de voorbereidingsfase en in de uitvoeringsfase van een project. Aangezien beide fases van een project andere werkzaamheden bevatten, zijn er verschillende kritieke rollen waarvoor de beschikbaarheid wordt getoetst.

2 *Regeling van de Minister voor Klimaat en Energie van 5 april 2023, nr. WJZ/ 26237427, tot wijziging van de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas in verband met investeringen die zijn geprogrammeerd in een nationaal of provinciaal meerjarenprogramma infrastructuur energie en klimaat en met het prioriteren van uitbreidingsinvesteringen*

3 www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/12/02/ezk-miek-overzicht-2022-meerjarenprogramma-infrastructuur-energie-en-klimaat

4 www.rvo.nl/sites/default/files/2022-12/Handreiking-uitwerking-PMIEK.pdf

Op hoofdlijnen bestaat de optimalisatie uit de volgende stappen (zie [Figuur 4-8](#)):

- Stap 5.3 - Controleren op beperkingen: aan de hand van de gewenste uitvoeringsperiode van projecten worden de gevraagde en beschikbare resources op bepaalde locaties en tijdperiodes op elkaar gelegd en vastgesteld waar er beperkingen zijn.
- Stap 5.4 - Bepalen binnen welke categorieën te besparen: gebruik makend van het Safeguard the Grid prioriteringskader wordt bepaald binnen welke categorie een besparing gerealiseerd moet worden.
- Stap 5.5 - Selecteren door te schuiven projecten: op basis van het prioriteringsmechanisme van de categorie waar de besparing gerealiseerd dient te worden (risicomitigatie/euro dan wel First-Come-First-Serve), wordt bepaald welke projecten doorgeschoven worden, waarbij rekening gehouden wordt met projectafhankelijkheden.
- Stap 5.6 - Doorschuiven geselecteerde projecten: in principe worden gehele projecten inclusief resourcebehoefte een jaar doorgeschoven.
- Iteraties: getoetst wordt of na het doorvoeren van de voorgestelde aanpassingen het portfolio maakbaar is of dat er alsnog beperkingen zijn, bijvoorbeeld doordat het doorschuiven van een project naar een andere periode leidt tot knelpunten bij andere resources. Indien dit het geval is wordt de cyclus herhaald om uiteindelijk tot een maakbaar portfolio te komen.
- Resultaat: de uitkomst is een geoptimaliseerd portfolio dat rekening houdt met de relevante beperkingen en beslisregels.

Het resultaat van het prioriteren en optimaliseren, dat vanwege de grote dynamiek rondom projectplanning driemaal per jaar plaatsvindt, is een geoptimaliseerd, maakbaar portfolio. Indien de toegewezen resources aan een project en/of de beschikbaarheid van VNB significante impact hebben op de planning van dat project (vertraging van meer dan twee kwartalen), leidt dit conform het reguliere proces tot een Exception Report (zie paragraaf 4.6). Hiermee wordt de IBN-datum van het project in het portfolio aangepast. In dit IP zijn de meeste veranderingen van inbedrijfsname datums het gevolg van project-gerelateerde redenen en niet het gevolg van keuzes om het portfolio maakbaar te maken. In de portfolio-optimalisatie van Q2 2023 (waarop de consultatieversie van het IP was gebaseerd) zijn vijf projecten vertraagd om het portfolio maakbaar te maken. In de optimalisatie van Q3-Q4 2023 (waarop deze versie van het IP is gebaseerd) was het ten opzichte van de vorige run niet nodig extra projecten te vertragen om het portfolio maakbaar te maken. De aangepaste prioriteitsvolgorde als gevolg van MIEK-labeling heeft op dit moment daarom, gegeven deze omstandigheden, niet geleid tot wijzigingen in de selectie van te vertragen projecten. Bij resource-knelpunten in toekomstige optimalisaties kan de aangepaste prioriteitsvolgorde op basis van relatieve prioriteit voor MIEK-projecten wel impact hebben.

In deze versie van het IP zijn de resultaten van de portfolio-optimalisatie, die in Q3-Q4 2023 heeft plaatsgevonden, verwerkt. Projecten die na 1 september 2023 aan het portfolio zijn toegevoegd (bijv. nieuwe projecten n.a.v. netberekeningen of nieuwe klantaanvragen) zijn niet in dit IP opgenomen. Daarmee is dit, en elk ander, investeringsplan een momentopname. Ook na de publicatie van dit investeringsplan vindt het reguliere proces wederom plaats om driemaal per jaar het portfolio te herijken en te optimaliseren op basis van de meest recente projectinformatie.

4.6.3 Weergave IBN's in dit investeringsplan

De planning van de IBN van projecten kent een mate van nauwkeurigheid die toeneemt gedurende de looptijd van een project. Bij iedere volgende fase (studiefase, basisontwerp, detailontwerp en realisatie) wordt de IBN opnieuw beschouwd en indien nodig aangepast. Planning op de langere termijn – verder dan vijf jaar vooruit – is erg complex vanwege de toenemende onzekerheid. Dit betreft interne factoren, zoals de beschikbare resources en voorziene niet-beschikbaarheid (VNB), maar ook externe factoren waarop TenneT een beperkte invloed heeft, zoals de voortgang van vergunnings- en inspraakprocedures en andere planologische processen.

Om rekenschap te geven aan de inherente onzekerheid in de planning, worden IBN-data op de volgende wijze in dit investeringsplan weergegeven:

- IBN-data van projecten in de eerste vijf jaar van de zichtperiode (2024 t/m 2028) worden in hele jaren weergegeven. IBN-data in de tweede helft van een kalenderjaar zijn hierbij afgerond naar het volgende kalenderjaar.
- IBN-data van projecten in de tweede vijf jaar van de zichtperiode (2029 t/m 2033) worden met een bandbreedte weergegeven die loopt vanaf het geplande jaar van IBN tot het tweede jaar erna.
- IBN-data van projecten na de zichtperiode van dit investeringsplan worden weergegeven als 'na 2033'.

5 Scenario's en marktanalyses

Hoofdconclusies scenario's en marktanalyses:

- De energietransitie leidt tot grote veranderingen in de elektriciteitssector, zowel in Nederland als in het buitenland, met grote consequenties voor de elektrische transportinfrastructuur. De toekomstige ontwikkelingen op het vlak van elektrificatie van de energievraag, groei van elektriciteitsproductie uit duurzame energiebronnen en de beschikbaarheid van flexibiliteit zijn hierin bepalend. Deze ontwikkelingen zijn voor dit investeringsplan vertaald naar drie verschillende scenariopaden Klimaatambitie (KA), Nationale Drijfveer (ND) en Internationale Ambitie (IA).
- De totale elektrische vraag én aanbod nemen in alle scenario's sterk toe tussen 2025 en 2035, zowel voor wat betreft energievolume als ook vermogen. Beide zullen daarnaast een steeds grotere variatie tonen wat tot wisselende momenten met grote overschotten als ook tekorten aan hernieuwbare elektrische productie leidt. Wind op zee wordt tot 2035 de belangrijkste bron van duurzame elektriciteit.
- Verschillende typen van flexibiliteit dragen bij aan het borgen van de systeembalans op verschillende tijdsschalen, waarbij met name flexibele vraag, opslag in de vorm van batterijen en conversie tussen verschillende energiedragers steeds belangrijker worden.
- Gascentrales zullen afhankelijk van het scenario door toenemende hernieuwbare volatiele opwek steeds minder draaien, terwijl op sommige momenten grote vermogens worden ingezet.
- In Nederland zijn er grote verschillen tussen vraag en aanbod, en er is een koppeling met andere Europese landen, en daardoor hebben vraag- en aanbodfluctuaties ook effect op Nederland.

5.1 Introductie

Alle netten van de landelijke en regionale netbeheerders samen vormen de transportinfrastructuur van het energiesysteem. Daarom zijn de scenario's voor de investeringsplannen, editie 2024 (IP2024), door de landelijke en regionale netbeheerders gezamenlijk opgesteld. De kwalitatieve verhaallijnen van de scenario's zijn gelijk aan die voor de investeringsplannen 2022, met een uitgebreide update op basis van de meest recente inzichten op het vlak van energie- en klimaatbeleid en verder geconcretiseerde sectorale plannen. Voor het actualiseren van deze scenario's is sterker dan voorheen samenwerking gezocht met externe stakeholders. Stakeholders hebben op vele onderwerpen die terugkomen in de scenario's meegedacht en input geleverd. De uitwerking van de gezamenlijke scenario's onder de vlag van Netbeheer Nederland heeft geleid tot een uitgebreid document Scenario's investeringsplannen 2024, dat is gedeeld met de stakeholders en op 20 februari 2023 ook is gepubliceerd op de website van Netbeheer Nederland. In de investeringsplannen 2024 van de afzonderlijke netbeheerders verwijzen zij naar dit [document](#). In dit hoofdstuk wordt een samenvatting van de scenario's en de uitwerking hiervan aan de hand van de marktsimulaties besproken.

5.2 De scenario's voor het IP2024 voor Nederland

Netbeheerders dragen zorg voor goede en betrouwbaar functionerende netwerken voor transport en distributie van elektriciteit en gas en investeren continu in de kwaliteit van de netten en de uitbreiding ervan. Voor een goede voorbereiding op wat de energietransitie en andere ontwikkelingen in het energiesysteem betekenen, wordt onder andere gebruik gemaakt van toekomstscenario's. Deze scenario's helpen om een beeld te vormen van de verwachte toekomstige energievraag en hoeveelheid aan productie- en flexibiliteitsmiddelen en dienen binnen het investeringsplan van TenneT als input voor een marktmodel, waarin de Europese elektriciteitsmarkt volgens het huidige marktsysteem wordt gesimuleerd. De scenario's en resultaten uit de Europese marktmodellering worden gebruikt voor het bepalen van de te verwachten transport- en distributiebehoefte en daarmee de benodigde energie-infrastructuur om in die behoefte te kunnen voorzien. De netbeheerders bepalen op basis hiervan welke investeringen noodzakelijk zijn en wanneer deze gerealiseerd moeten zijn. De scenario's zijn een zo goed mogelijke beschrijving van verschillende realistische toekomstbeelden, met elk een verschillende verwachte impact op de energie-infrastructuur. De scenario's zijn dus niet 'de voorspelling' van 'de toekomst' maar voorspellingen van mogelijke toekomstige ontwikkelingen.

5.2.1 Eisen aan de scenario's

Voor het doel van investeringsplanning moeten de scenario's actueel, relevant en realistisch voorstelbaar zijn. Voor de ontwikkeling van realistische en relevante toekomstscenario's worden de relatief zekere ontwikkelingen meegenomen in alle scenario's en de minder zekere ontwikkelingen in minimaal één van de scenario's, voor zover ze relevant, realistisch en voorstelbaar zijn voor de planning van infrastructuurontwikkeling. Voor het tijdsvenster dat in de scenario's wordt uitgewerkt is het van belang om zowel te kijken naar de infrastructuurmaatregelen die in IP2024 worden opgenomen (tien jaar vooruit), als naar de verdere ontwikkeling van het energiesysteem in de periode daarna. In de scenario's voor het IP2024 kijken we naar de periode tot en met 2035. De scenario's van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050-2) die betrekking hebben op de ontwikkeling richting een volledig klimaatneutraal energiesysteem in 2050, zijn ook een bron geweest bij de scenario-ontwikkeling tot en met 2035 en voor aansluiting hiervan op de 2050 beelden.

5.2.2 Klimaatbeleid als input voor de verhaallijnen

Op 30 juni 2021 werd de Europese Klimaatwet van kracht¹. Deze wet verplicht Europa/lidstaten om in 2030:

- de gemiddelde broeikasgasuitstoot met ten minste 55% te reduceren ten opzichte van 1990;
- het aandeel duurzame opwek te laten groeien naar ten minste 32%;
- de energie-efficiëntie te verbeteren, de doelstelling is verhoogd naar 32,5%;
- de inspanning te vergroten t.a.v. energiebesparing (een jaarlijkse doelstelling van 0,8%).

Navenant aan de Europese Klimaatwet is in het Coalitieakkoord 2021 het Nederlandse ambitieniveau voor de uitstoot van broeikasgassen opgehoogd van 49% naar ten minste 55% in 2030. Om een zo groot mogelijke kans te creëren dat deze 55% daadwerkelijk gehaald wordt, worden beleidsmaatregelen ontwikkeld die in totaliteit moeten leiden tot 60% reductie. Deze ruimte is nodig omdat het anders in de praktijk bijna niet te vermijden is dat tegenvallers ertoe leiden dat het streefdoel van 55% niet gehaald wordt. Het ambitieniveau van de scenario's voor het IP2024 sluit aan bij deze bijgestelde nationale doelen van tenminste 55% reductie in 2030.

5.2.3 Verhaallijnen

Omdat de toekomst onzeker is, zijn voor het afdekken van deze onzekerheid drie scenarioverhaallijnen uitgewerkt. De geschetste scenario's zijn qua opzet vergelijkbaar met die van het IP2022, maar zijn inhoudelijk geactualiseerd en aangescherpt. Gezamenlijk schetsen ze de bandbreedte waarbinnen de energievraag en het -aanbod van elke sector en bron zich in het volgend decennium naar alle waarschijnlijkheid gaat bevinden.

De drie scenarioverhaallijnen zijn:

Scenario 'Klimaatambitie' (KA) – centraal scenario

Dit scenario is ontwikkeld op basis van al het bestaande en het voorgenomen energie- en klimaatbeleid (Klimaat- en energieverkenning 2022), aangevuld met de kabinetsambitie voor aanvullend geagendeerd beleid uit het coalitieakkoord. Het scenario gaat uit van een voortvarende uitvoering van het klimaatprogramma uit het Coalitieakkoord van het Kabinet-Rutte IV waarbij het Rijk krachtig stuurt, maar ook regionale en sectorale ontwikkelingen –zoals de RES, NAL en CES– bepalend zijn. De plannen en ambities hebben hun uitwerking in alle sectoren in Nederland: alle sectoren doen mee en er wordt veelal ingezet op een mix van technologieën.

Scenario 'Nationale drijfveren' (ND) – flankerend scenario

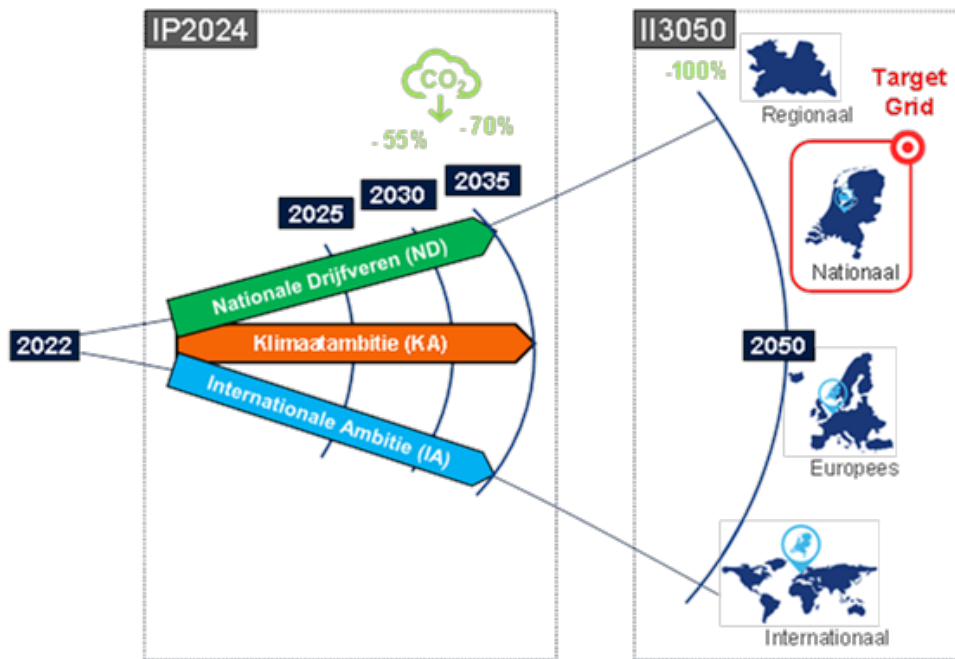
Dit scenario kent ook een krachtige sturing door het Rijk. Nederland streeft in dit scenario naar een hoge mate van zelfvoorziening door onder andere meer eigen duurzame opwek en een transitie naar een circulaire economie. Energiebesparing en efficiëntieverbeteringen zorgen voor een daling van de energievraag. De grote rol van elektriciteit in het energiesysteem zorgt voor een sterk toenemend belang van flexibiliteit in vraag en aanbod. Dit scenario zet ten opzichte van scenario Klimaatambitie nog sterker in op elektrificatie van de vraag en op nog meer duurzame opwek op land.

Scenario 'Internationale ambitie' (IA) – flankerend scenario

Dit scenario wordt gekenmerkt door sterke mondiale samenwerking, vrije marktwerking en een hogere energie-import door Nederland. Nederland blijft een handel-georiënteerde en industriële economie en fungeert als doorvoerland voor biobrandstoffen, CO₂ en waterstof. Dit scenario zet in aanvulling op scenario Klimaatambitie sterker in op duurzame gassen (moleculen), dus naast directe elektrificatie wordt ook sterk ingezet op waterstof en groen gas.

Er is voor deze differentiatie gekozen omdat ze elk tot een andere energie-infrastructuur leiden. Inzicht in alle drie de paden is wenselijk. Deze bandbreedte in oplossingen is waardevol voor de investeringsplannen, omdat in regio A mogelijk meer ingezet wordt op elektronen en regio B meer ingezet wordt op moleculen.

¹ Europese Klimaatwet, zie: [L_2021243NL.01000101.xml](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/243/nl/01000101.xml) (europa.eu)



Figuur 5-1: Overzicht scenario's IP2024 en link met andere studies

De drie scenario's sluiten hierbij logisch aan bij de lange termijn beelden voor 2050 zoals opgesteld in I13050 en daarnaast ook bij het 2045 scenario dat onderdeel uitmaakt van TenneT's Target Grid.

5.2.4 Werkproces

Het opstellen van de IP2024 scenarioverhaallijnen en scenario's was een iteratief proces. Dit proces is doorlopen door het scenarioteam van Netbeheer Nederland. In dit team werken scenario- en sectordeskundigen van de Nederlandse netbeheerders samen, ondersteund door externe scenario- en sectordeskundigen. De gedetailleerde stappen zijn beschreven in het gezamenlijke scenarioreportage.

5.2.5 Overzicht scenario's voor het investeringsplan 2024

Tabel 5-1 bevat de relevantste kengetallen van de scenario's voor het investeringsplan van TenneT zoals bepaald en vastgelegd in het gezamenlijke scenarioproces van de netbeheerders.

De inhoud van deze tabel is gelijk aan die in de gezamenlijk met de andere netbeheerders gepubliceerde scenarioreportage, maar focust op de relevante cijfers voor het investeringsplan van TenneT voor betere leesbaarheid. Omdat er in de eerste paar jaar weinig verschil is tussen de scenario's, rekent TenneT voor 2025 alleen scenario Klimaat-ambitie.

			Klimaatambitie				Nationale Drijfveren		Internationale Ambitie	
	Eenheid	2019	2025	2030	2035	2030	2035	2030	2035	
Elektriciteitsproductie	Totaal elektriciteitsproductie	GW	36,3	75,5	107,9	131,4	127	157,7	88,8	104,5
<u>Hernieuwbaar</u>	<u>Totaal hernieuwbaar vermogen</u>	<u>GW</u>	<u>11,7</u>	<u>53,5</u>	<u>91,1</u>	<u>115,1</u>	<u>108,8</u>	<u>141,6</u>	<u>71,9</u>	<u>87,3</u>
	Wind op zee	GW	1	6,1	21,5	27,5	21,5	29,5	21,5	25,5
	Wind op land	GW	3,5	7,3	9,1	10,6	10,3	12,7	7,5	8,1
	Zon PV	GW	6,2	38,7	59,3	75,9	76,1	98,2	42,1	52,6
	<i>waarvan zonneweides</i>	<i>GW</i>	<i>0,7</i>	<i>12,7</i>	<i>19,6</i>	<i>26,3</i>	<i>24,6</i>	<i>33,9</i>	<i>14,3</i>	<i>19,5</i>
	<i>waarvan zon PV gebouwen</i>	<i>GW</i>	<i>2,6</i>	<i>12,5</i>	<i>21</i>	<i>27,6</i>	<i>25,3</i>	<i>33,4</i>	<i>15,5</i>	<i>18,7</i>
	<i>waarvan zon PV huishoudens</i>	<i>GW</i>	<i>2,8</i>	<i>13,4</i>	<i>18,7</i>	<i>22</i>	<i>26,2</i>	<i>30,9</i>	<i>12,2</i>	<i>14,4</i>
	Biomassa	GW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Waterkracht	GW	0	0	0	0	0	0	0	0
	Overig hernieuwbaar	GW	0,9	0,9	0,7	0,6	0,4	0,7	0,4	0,7
<u>Conventioneel</u>	<u>Totaal conventioneel vermogen</u>	<u>GW</u>	<u>24,6</u>	<u>22</u>	<u>16,8</u>	<u>16,3</u>	<u>18,2</u>	<u>16,1</u>	<u>16,9</u>	<u>17,2</u>
	Nucleair	GW	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Kolen	GW	3,1	3,1	0	0	0	0	0	0
	Kolen (biobrandstof)	GW	0,8	1	0	0	1,6	0	0	0
	Kolen (gas)	GW	1	1	0	0	0	0	0	0
	Methaan	GW	19,1	16,5	16,3	12,3	14,7	9,6	14,5	8,2
	Waterstof	GW	0	0	0	3,5	1,4	6	1,9	8,5
Flexibiliteit	Totaal flex vermogen	GW	5,9	14,7	33	46,8	46,7	69,9	28,6	38,4
	Power-to-gas	GW	0	0,5	3	4	7,6	13,6	3,6	5,6
	Power-to-heat	GW	0	0,8	1,5	3	3	6	0,8	1,5
	Power-to-heat (industrie)	GW	0	0,7	1,8	2,3	2,1	2,5	1,8	2,2
	Batterijen (solar PV)	GW	0	0,3	3	4,6	3,7	6	2,2	3,5
	Batterijen (grootschalig)	GW	0	1,5	4,5	9	9	13,5	3	4,5
	Batterijen (huishoudens)	GW	0	0,4	3,2	6,7	4,4	9	2,1	4,4
	Batterijen (EV)	GW	0	0,5	1,6	2,5	2,2	3	1	1,3
	DSR (industrie)	GW	0	0,8	1,7	2	2	2,5	1,5	1,7
	Marktinterconnectie	GW	5,9	9,2	12,8	12,8	12,8	13,8	12,8	13,8
Elektriciteitsvraag	Totale elektriciteitsvraag	TWh	118,6	127,4	150,5	185,7	172	213,1	137,2	161,3
	Gebouwde omgeving	TWh	56	48,6	52,1	57,6	52,3	57,2	52,5	58,4
	Industrie	TWh	41,3	49,3	54,1	64,9	63,5	78,9	47,5	55,3
	Datacenters	TWh	4	7,2	9,8	11,7	13,2	16,4	7,6	8,5
	Mobiliteit	TWh	2,4	8,2	18,5	33,4	25,6	42,5	12,8	21,2
	Landbouw	TWh	11,4	10,6	9,9	10,9	13	13,7	11,3	12,2
	Overige	TWh	0	0	0	0	0	0	0	0
	Energiesector	TWh	3,5	3,5	6,1	7,3	4,4	4,4	5,5	5,7

Tabel 5-1: Kerncijfers scenario's voor het investeringsplan 2024

5.3 Scenario's voor de rest van Europa

Het scenario voor Nederland wordt gecombineerd met gekwantificeerde scenario's voor de rest van het Europese elektriciteitssysteem. In dit investeringsplan wordt voor de steekjaren 2025 en 2030 het scenario National Trends uit de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) als bron gebruikt. Voor het steekjaar 2035 wordt gebruik gemaakt van het scenario National Trends uit het Ten-Year-Network Development Plan (TYNDP) 2022. Voor Duitsland wordt afgeweken van deze scenario's en wordt data gebruikt van scenario B2037 uit het meest recente Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) om rekening te houden met de in 2022 aangescherpte energie en klimaatambities in Duitsland.

De Europese scenario's zijn per steekjaar gekozen zoals in [Tabel 5-2](#) aangegeven. De biedzones en hun onderlinge verbindingen in het model worden grafisch weergegeven in [Figuur 5-2](#).

Jaar	Scenario Europa (exclusief Duitsland)	Scenario Duitsland
2025	ERAA National Trends	
2030	ERAA National Trends	
2035	TYNDP 2024 National Trends 2040	NEP 2023 scenario B2037

Tabel 5-2: bronnen voor buitenlandse scenario's

De belangrijkste ontwikkelingen in de omliggende landen van 2025 tot en met 2035 zijn als volgt:

- Er is een forse toename van hernieuwbare opwek uit zon PV, wind op land en wind op zee.
- In 2030 zijn geen steenkool- en bruinkoolcentrales meer actief in Duitsland, dat wordt gedeeltelijk gecompenseerd door een hoger gasvermogen vanaf 2030.
- Voor met name Duitsland en Groot-Brittannië wordt uitgegaan van een forse groei van de elektriciteitsvraag en het geïnstalleerde batterijvermogen.
- Waterkracht en -opslag in Noorwegen blijft een belangrijke bron van flexibiliteit voor andere Europese landen, waaronder Nederland.

De Tabellen 5-3 en 5-4 tonen de elektriciteitsvraag en het opgestelde vermogen in de landen waarmee Nederland elektrisch rechtstreeks verbonden is alsmede Frankrijk (vanwege de grote impact op de uitwisseling van energie binnen Europa).

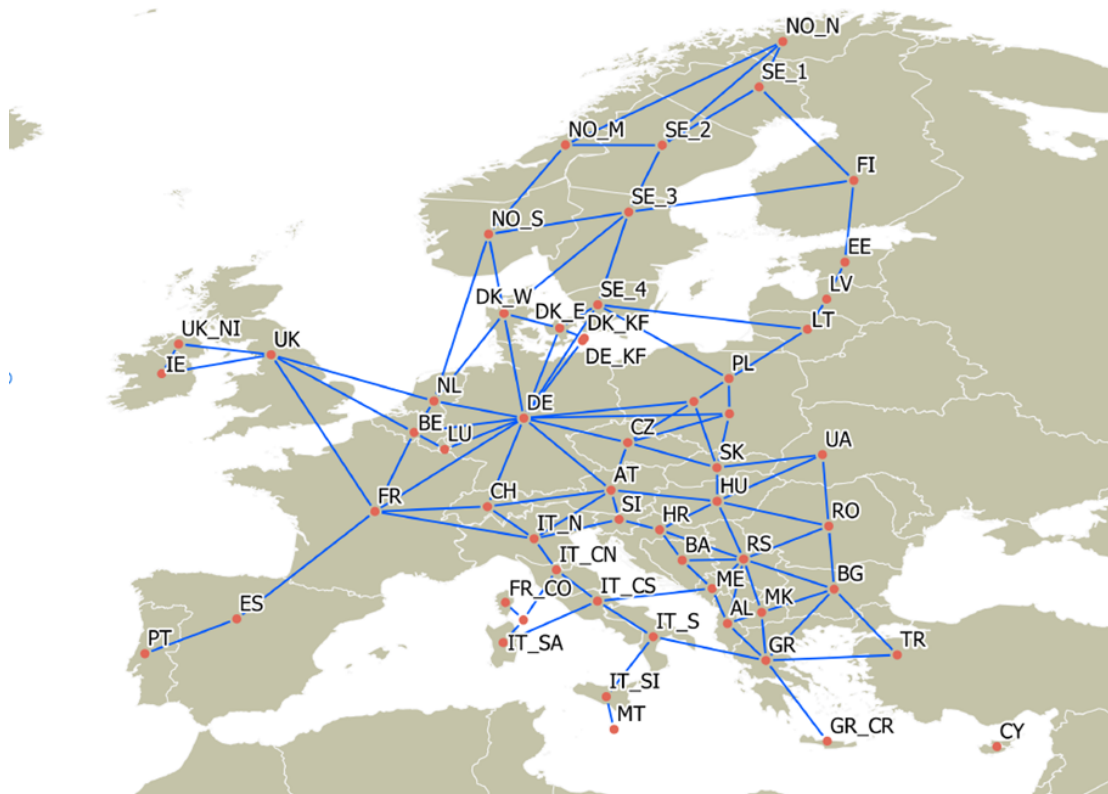
Opgesteld vermogen [GW]	Duitsland			Frankrijk			Verenigd Koninkrijk			België			Denemarken			Noorwegen		
	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Nucleair	0.0	0.0	0.0	61.8	59.1	47.2	4.3	5.2	11.0	3.9	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bruinkool	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Steenkool	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.4	0.0	2.6	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Aardgas	29.0	29.6	34.5	7.2	7.2	7.2	40.5	32.0	18.4	6.7	4.6	8.2	1.9	1.8	0.5	0.0	0.0	0.0
Wind op zee	11.1	29.7	52.5	1.9	5.8	26.9	21.9	42.7	56.4	2.3	5.8	5.8	2.1	2.9	7.7	0.0	0.8	0.4
Wind op land	67.0	110.0	145.9	24.1	35.9	53.0	17.3	26.2	37.5	3.6	5.0	6.9	4.8	5.1	4.9	7.1	7.7	5.4
Solar PV	94.4	200.0	308.1	18.2	43.4	57.6	19.2	30.8	44.1	8.4	11.4	16.4	4.1	5.8	6.1	0.8	3.5	0.4
Waterkracht	13.4	14.7	15.3	26.9	27.2	28.3	4.7	4.8	5.0	1.4	1.5	1.4	0.0	0.0	0.0	34.5	37.8	33.2
Overige	22.6	27.5	29.1	9.4	7.8	4.8	10.2	17.6	24.2	2.2	2.6	2.8	2.2	3.1	5.0	0.3	0.3	0.3

Tabel 5-3: ontwikkelingen in opgesteld productievermogen in omliggende landen

	Duitsland			Frankrijk			Verenigd Koninkrijk		
	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Basis vraag [TWh]	582	660	801	483	527	524	293	335	462

	België			Denemarken			Noorwegen		
	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Basis vraag [TWh]	92	102	102	47	60	71	159	173	171

Tabel 5-4: Ontwikkelingen in elektriciteitsvraag in omliggende landen



Figuur 5-2: Scope van de marktberoeeningen met biedzones en interconnecties

5.4 Aanvullende aannames

5.4.1 Ontwikkelingen marktuitwisselingscapaciteit

Er zijn een aantal voor Nederland belangrijke ontwikkelingen op het gebied van uitwisseling met het buitenland. Ten eerste is aangenomen dat de interconnectie met Groot-Brittannië wordt uitgebreid met de HVDC verbinding LionLink, die invoeding van windvermogen en internationaal elektriciteitstransport over de Noordzee combineert. Verder worden de grenscapaciteiten met Duitsland en België vergroot. Deze uitbreidingen van interconnectie-capaciteit zijn bepalend voor de uitkomsten van de marktkoppeling en daarmee voor de inzet van productie en vraag, maar hebben ook direct invloed op de internationale vermogensstromen, ook over het binnenlandse elektriciteitsnetwerk.

5.4.2 CO₂- en brandstofprijzen

De brandstof- en CO₂-prijzen zijn overgenomen uit de National Trends scenario's uit ERAA22. Ter bepaling van de prijzen in 2035 is aangenomen dat ontwikkeling in 2030-2035 vergelijkbaar is met de ontwikkeling in de periode 2025-2030 en worden weergegeven in Tabel 5-5.

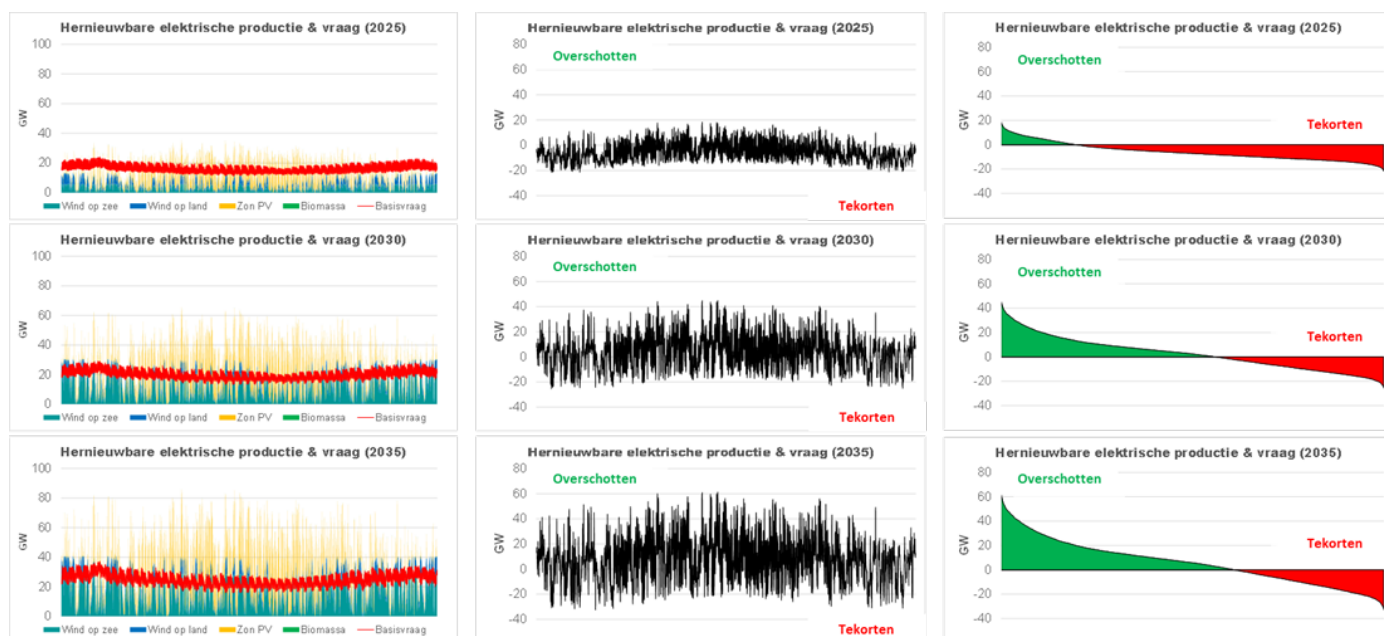
	2025	2030	2035
Brandstof prijzen [€/GJ]			
Nucleair	0,47	0,47	0,47
Bruinkool	2,17	2,17	2,17
Steenkool	2,99	3,05	3,11
Methaan	12,95	12,20	11,45
Lichte stookolie	19,25	19,25	19,25
Zware stookolie	15,79	15,79	15,79
Schalieolie	1,56	1,86	2,16
Waterstof	18,29	18,47	18,64
CO₂ prijzen [€/ton]	93,75	110,00	126,25

Tabel 5-5: Gehanteerde CO₂- en brandstofprijzen

5.5 Ontwikkeling en gedrag van hernieuwbare opwek en elektrische vraag

De IP2024 scenario's gaan in verschillende mate uit van een groei van de opgestelde vermogens aan wind op zee, wind op land en zon-PV en een toename van de elektriciteitsvraag. Hierbij wordt de elektriciteitsproductie uit wind en zon-PV installaties aan de ene kant steeds weersafhankelijker: Windturbines kunnen alleen produceren als de wind waait en zonnepanelen leveren alleen stroom als de zon schijnt. Aan de andere kant zullen steeds meer toepassingen aan de vraagkant om elektrische energie vragen: elektrificatie van industriële processen, het gebruik van elektrische voertuigen die op bepaalde momenten laden en warmtepompen die om elektriciteit vragen op momenten dat de temperatuur laag is. Beide ontwikkelingen hebben gevolgen voor de elektrische balans in het energiesysteem. Met de elektrische balans bedoelen we hier de niet prijsgevoelige productie uit hernieuwbare opwek minus de elektrische vraag. In de toekomst is deze balans steeds vaker positief ('overschotten'), maar er blijven ook altijd momenten waarin de hernieuwbare opwek door met name wind en zon-PV niet voldoende is om aan de elektrische vraag te voldoen ('tekorten'). Er is flexibiliteit nodig om de vraag en aanbod in de verschillende situaties in evenwicht te houden.

In het IP2024 zijn de verschillende profielen bepaald op basis van de weersomstandigheden van klimaatjaar¹ 2012. Ter illustratie zijn in Grafiek 5-1 exemplarisch voor het scenario ND zowel de vraag- en hernieuwbaar aanbod profielen als ook de elektrische balans weergegeven voor de jaren 2025, 2030 en 2035.



Grafiek 5-1: Ontwikkeling hernieuwbare elektrische opwek en vraag 2025 – 2035 voor scenario ND

De elektrische balans kan op verschillende tijdschalen – van kortdurende situaties tot langdurende periodes – positief of negatief zijn en dat vraagt om verschillende types flexibiliteit om op ieder moment van het jaar het evenwicht in het Europese elektriciteitssysteem te borgen. Tabel 5-6 geeft een overzicht van de verschillende types flexibiliteit die in de marktsimulaties worden toegepast.

Type flexibiliteit	Toelichting	Voorbeeld toepassing
Elektriciteitscentrales	Regelbare elektriciteitscentrales	Conventionele centrales (kolen, methaan, olie, kernenergie), duurzame centrales (biomassa, waterstof)
Marktinterconnectie	Uitwisseling van elektriciteit met het buitenland	Interconnectoren (AC, DC)
Aanbodrespons (curtailment)	Aanpassen van hernieuwbare elektriciteitsproductie	Verminderen van windproductie
Opslag	Opslag van elektriciteit	Batterijen met aansluiting direct op het net, in huishoudens, bij zonneparken, EVs
Vraagrespons (DSR)	Tijdelijk aanpassen van energievraag (markt)	Industriële vraagrespons, slim laden elektrische voertuigen
Conversie	Conversie naar andere energiedragers	Power-to-heat, Power-to-gas

Tabel 5-6: overzicht verschillende types flexibiliteit

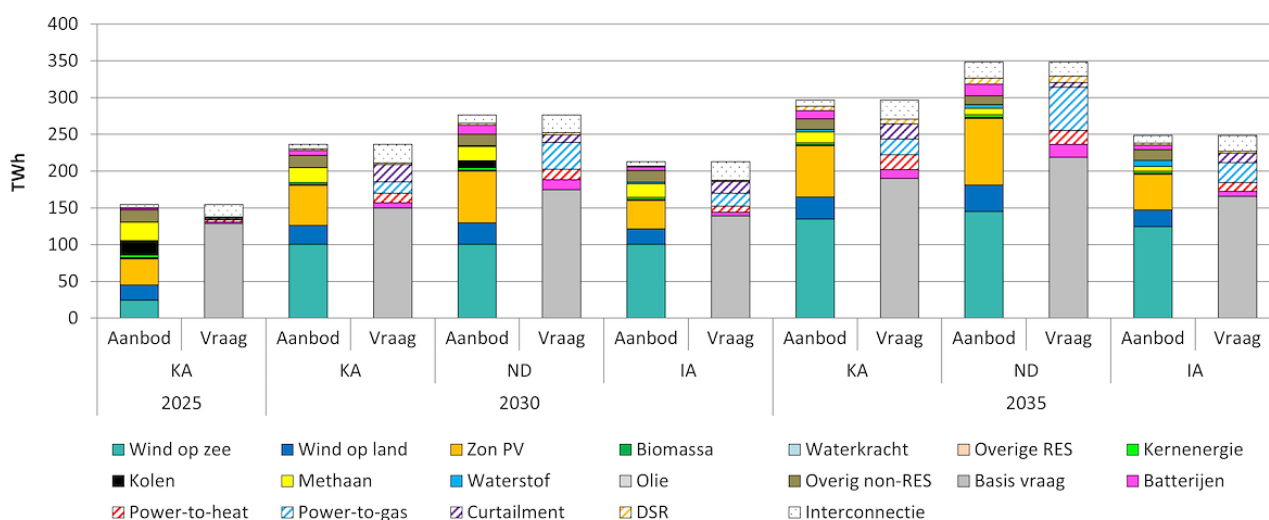
¹ Zoals uitgelegd in hoofdstuk 4 wordt gerekend aan de hand van een klimaatjaar. Dit bestaat uit historische weergegevens die de condities voor vraag en duurzame opwek bepalen, en daarmee bepalend zijn voor de elektriciteitsmarkt.

De inzet en het gedrag van de meeste van de genoemde types flexibiliteit zijn gekoppeld aan de elektriciteitsprijs, die op verschillende tijdschalen door de Europese elektriciteitsmarkt wordt bepaald. In de volgende paragraaf worden de resultaten van de marktberoeeningen, waarin deze prijsafhankelijke inzet is bepaald, en de samenhang met het buitenland nader toegelicht.

5.6 Resultaten marktberoeeningen

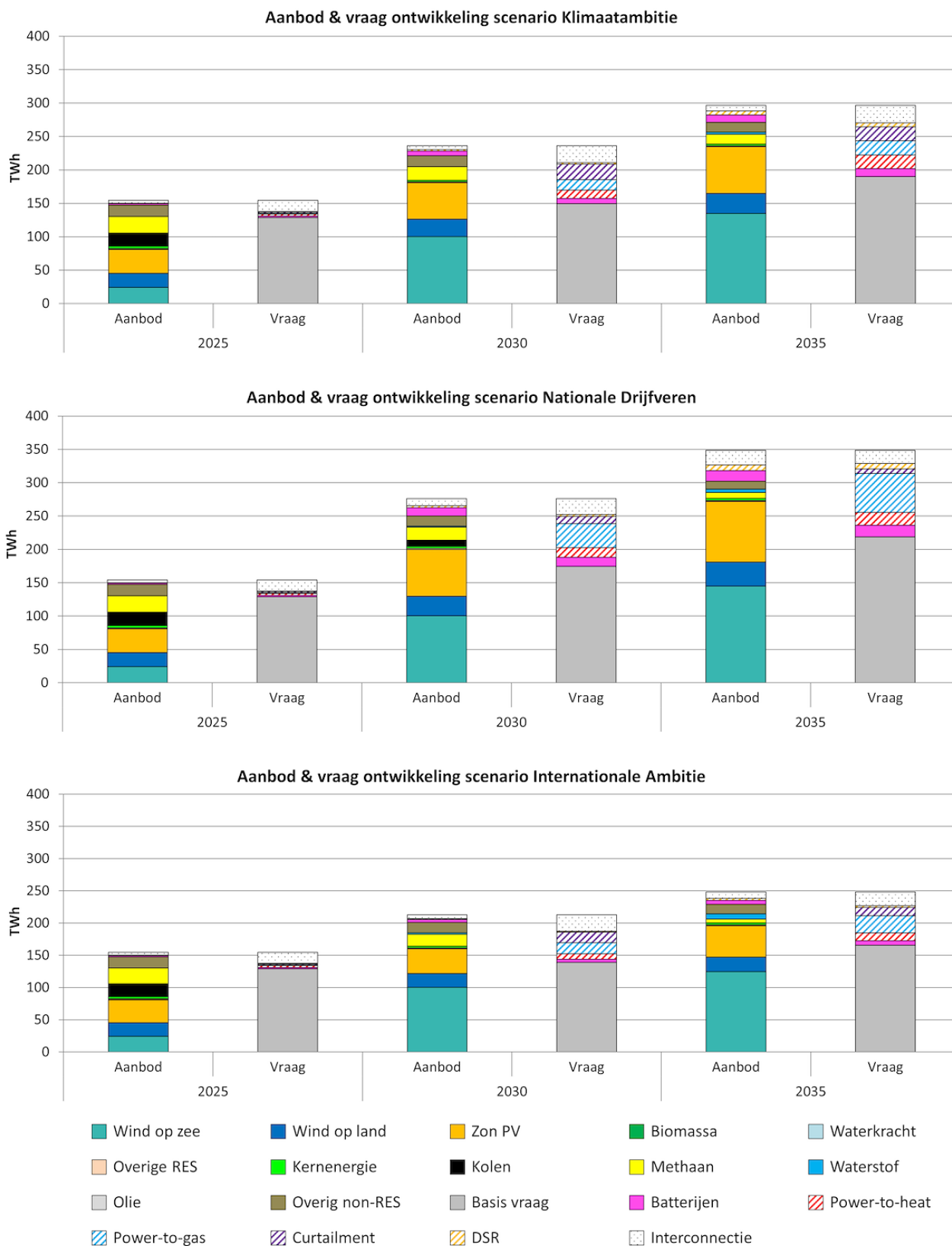
5.6.1 Aanbod- en vraagbalans op jaarniveau

Vraag en aanbod moeten op ieder moment in balans zijn. In [Grafiek 5-2](#) zijn de jaarbalansen weergegeven voor de verschillende scenario's. Deze laat zien dat in een toekomst met meer RES de inzet van thermische centrales afneemt en de hoeveelheid benodigde flexibiliteit toeneemt. In deze figuur bestaat 'flex' aan de aanbodzijde uit 'Vraagrespons' (het verminderen of uitstellen van vraag in de tijd) en het ontladen van batterijen. Aan de vraagzijde bestaat flexibiliteit uit 'Power-to-X', het opladen van batterijen en 'vraagrespons' (in de tijd verschoven vraag). Daarnaast is er 'interconnectie' (export aan de vraagzijde en import aan de aanbodzijde) en als laatste optie reductie van duurzame opwek in de markt (curtailment).



Grafiek 5-2: Vraag- en aanbod balansen op jaarbasis voor de verschillende scenario's

Dezelfde vraag- en aanbod balansen, maar met meer detail, zijn per scenario weergegeven in [Grafiek 5-3](#). Hierin is de bijdrage van de verschillende types productie, vraag en flexibiliteit te zien.



Grafiek 5-3: Gedetailleerde vraag- en aanbod balansen op jaarbasis voor de verschillende scenario's

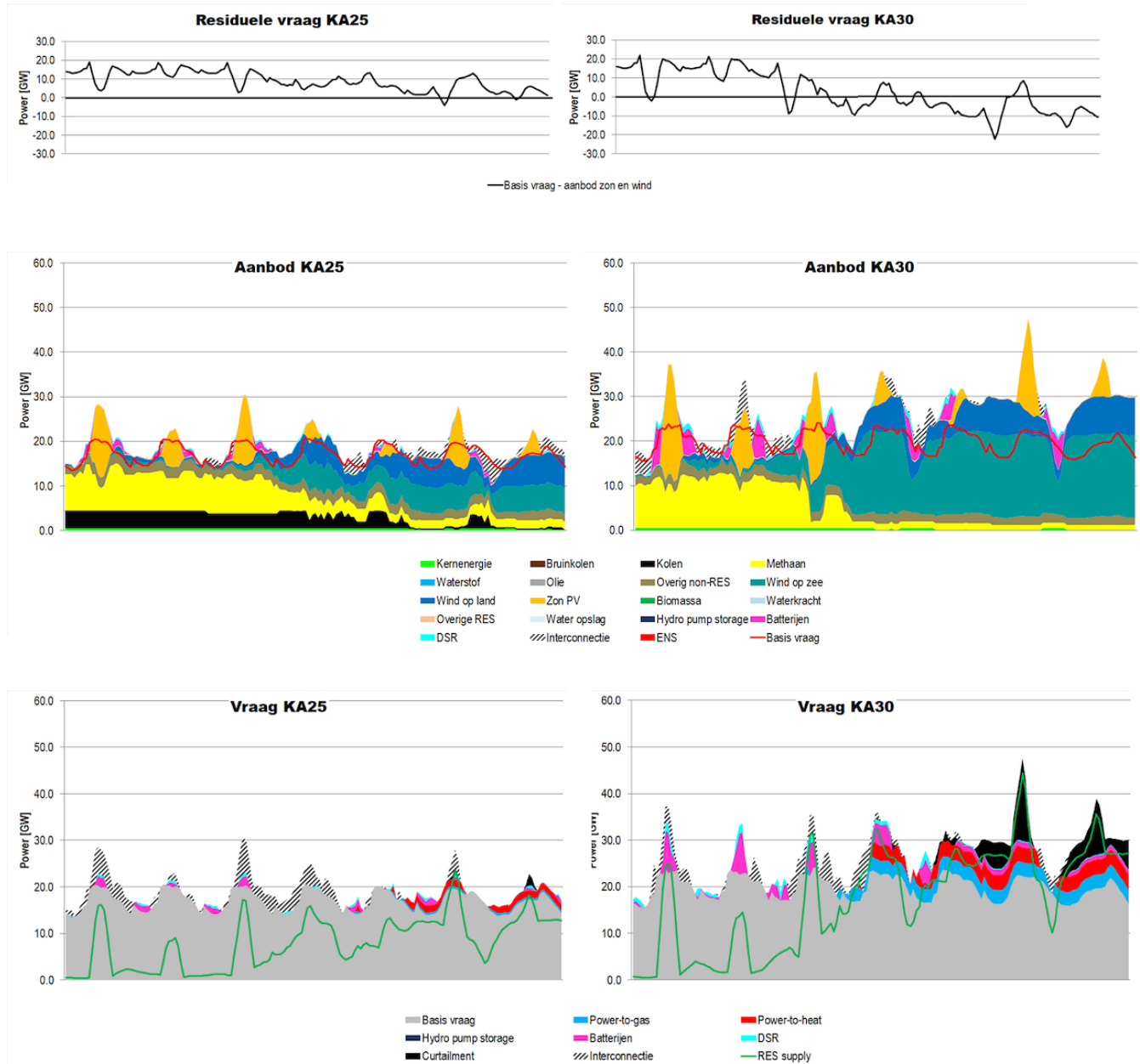
Zichtbaar is dat het aanbod in 2030 en 2035 in alle scenario's voor een groot deel bestaat uit wind op zee en zon-PV. Ook de vraag neemt sterk toe in alle scenario's, zowel het basis- als het flexibele deel (power-to-x). In 2030 is Nederland een (netto) exporteur van elektriciteit in alle scenario's, in het scenario ND 2035 wordt Nederland een (netto) importeur vanwege de grote vraag vanuit power-to-x.

5.6.2 Gedrag van flexibele vraag, aanbod en opslag

Bepalend voor de uiteindelijke behoefte aan infrastructuur zijn niet de elektrische energie-volumes op jaarbasis, maar de vermogensstromen door de elektrische netten die volgen uit het momentele regionale verschil tussen elektrische productie en vraag. Naast de regionale inzet van niet prijsgevoelige belasting is de prijsafhankelijke opwek- en vraag van belang zoals die volgen uit de optimalisatie van de marktberoeeningen. De volgende figuren zoomen ter verduidelijking in op een aantal exemplarische modeluitkomsten.

5.6.3 Ontwikkeling 2025 – 2030

Grafiek 5-4 toont het verloop van de vraag en aanbod voor het KA scenario voor 2025 en 2030 in de derde week voor het klimaatjaar 2012.



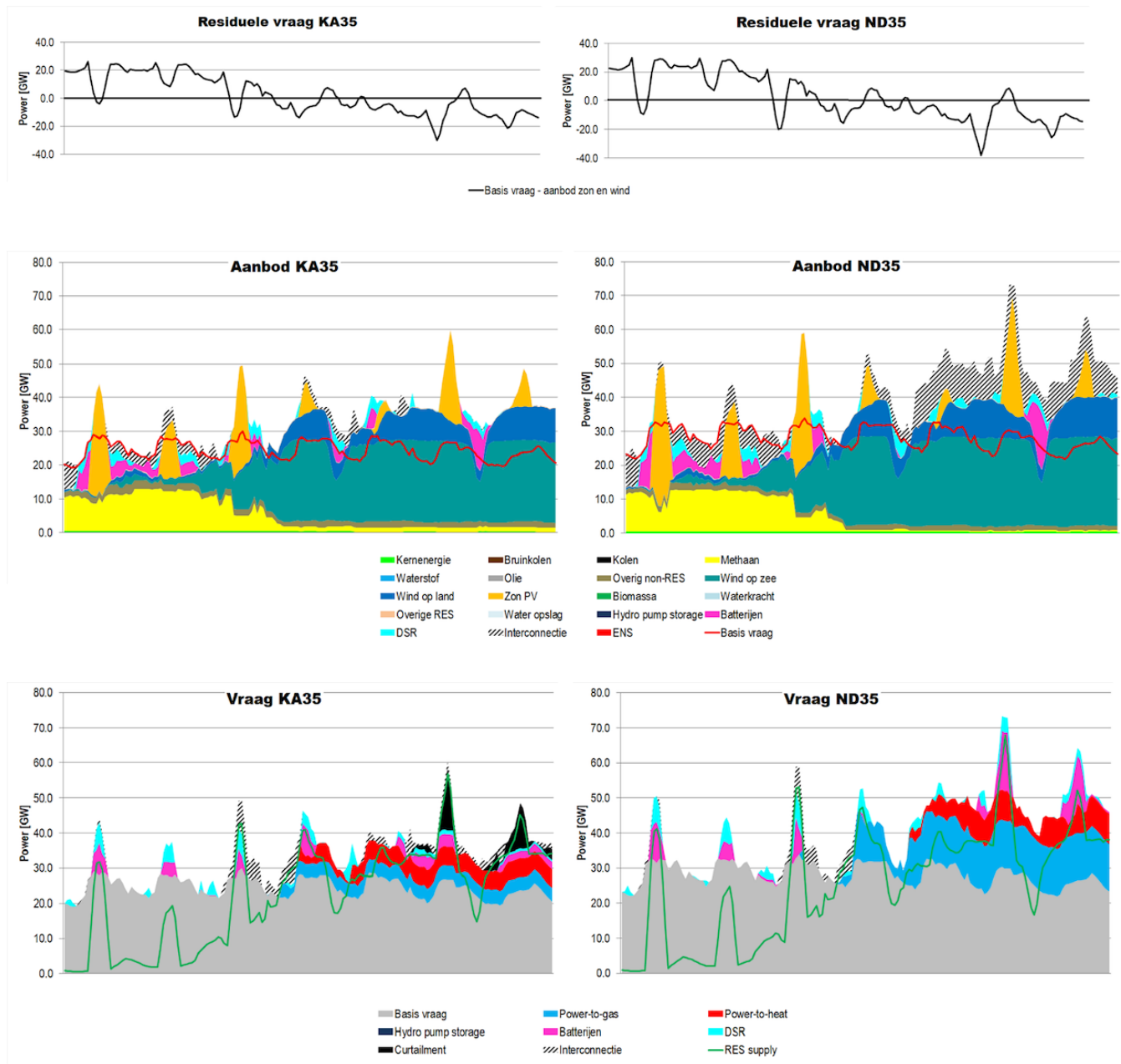
Grafiek 5-4: Vraag en aanbod voor eenzelfde week in scenario KA25 en KA30. De week in kwestie was de derde week in het klimaatjaar 2012

In de eerste helft van de week is er weinig wind en zon waardoor de elektrische balans negatief is voor zowel 2025 als 2030. Zowel in 2025 als in 2030 komt dan een groot deel van de geleverde elektriciteit uit gascentrales (en kolen in 2025). In 2030 worden tijdens de zonnige uren batterijen geladen om in latere uren te kunnen ontladen. In de figuur is te zien dat het laden van batterijen op de tweede dag gelijktijdig met import plaatsvindt.

In de tweede helft wordt de wind sterker waardoor met name in 2030 de elektrische balans positief is (overschot). Ook in deze periode worden batterijen geladen, maar wordt ook een groot deel van het power-to-x vermogen ingezet. Ook is te zien dat het overschot aan elektriciteit in een aantal uren leidt tot het afregelen van productie (curtailment), omdat er verder geen verbruik tegenover de beschikbare opwek staat.

5.6.4 Ontwikkeling 2035 en verschillen tussen scenario's

Grafiek 5-5 toont het verloop van de vraag en aanbod voor scenario KA 2035 en ND 2035 voor dezelfde week als hiervoor beschreven (derde week voor klimaatjaar 2012).



Grafiek 5-5: Vraag en aanbod voor eenzelfde week in KA35 en ND35. De week in kwestie was de derde week in het klimaatjaar 2012

Net als in 2025 en 2030 draaien er in 2035 gascentrales in de eerste uren van deze week. Batterijen, vraagrespons (verschoven vraag van elektrische voertuigen en warmtepompen) en import vullen het resterende tekort aan in die periode. De overschotten in de tweede helft van de week worden met name gebruikt door power-to-x. We zien in die periode in het scenario ND zelfs import vanwege het grote power-to-x vermogen in dit scenario.

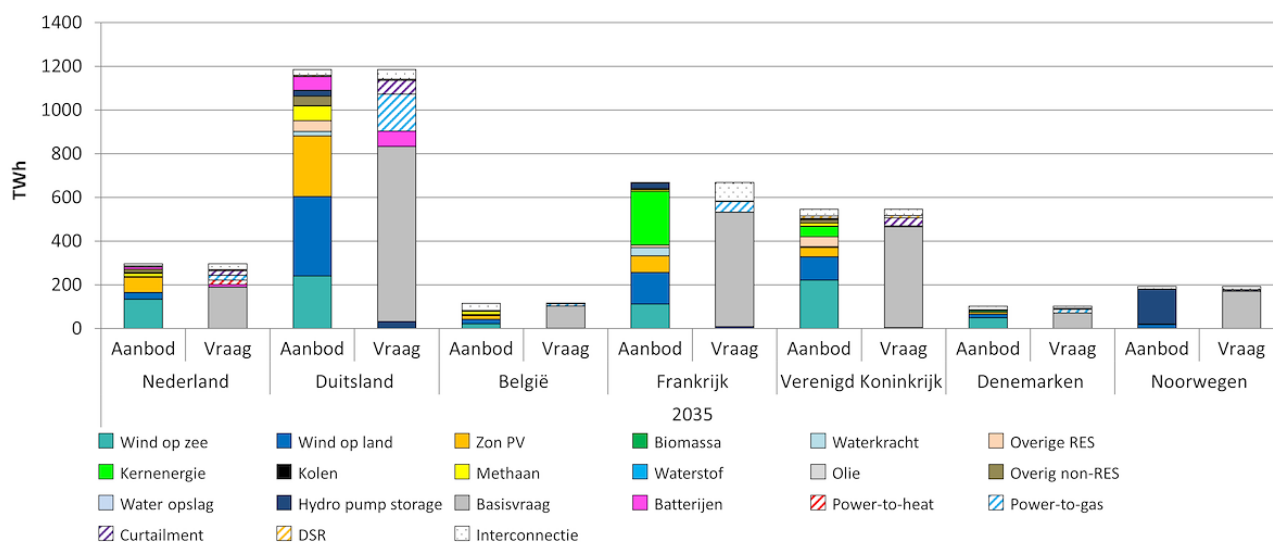
5.6.5 Vollasturen

Het aantal vollasturen is een indicator voor de inzet van een eenheid en wordt berekend door het energievolume in een jaar te delen door het opgestelde vermogen. De maximale waarde is gelijk aan het aantal uren in een jaar (8.760). Zoals eerder aangegeven daalt in Nederland de totale productie door thermische eenheden in de toekomst. Voor gascentrales¹ daalt het aantal vollasturen van 1.800 uur in 2025 naar ongeveer 1.600 uur in 2030 en in de scenario's IA en ND zelfs naar 1.000 uur in 2035. De elektriciteit van nucleaire centrales lijkt iets te dalen in 2030, maar neemt weer toe in 2035 vanwege de grote vraag, waaronder power-to-x. Het aantal vollasturen voor power-to-x is in 2025 nog rond 2000 uur en neemt in de 2030 scenario's toe tot ongeveer 4.000-4.500 uur. In 2035 is een grotere spreiding tussen de scenario's te zien, tussen 3.500 en 5.500 uur. Het aantal vollasturen is sterk afhankelijk van het scenario, waarbij naast het opgestelde vermogen van de power-to-x installaties de combinatie van (hernieuwbare) productie en elektrische vraag op de verschillende momenten van het jaar en de bereidheid om voor de elektriciteit te betalen ('willingness-to-pay')² bepalend zijn voor de inzet van power-to-x.

5.7 Europese uitwisseling van elektriciteit met het buitenland

5.7.1 Ontwikkeling productie en vraag in omliggende landen

De inzet van vraag en aanbod in een aantal biedzones voor het scenario KA 2035 wordt weergegeven in Grafiek 5-6. Zoals eerder aangegeven neemt de hoeveelheid RES in de meeste omliggende landen toe, Duitsland is daarbij veruit de grootste producent van elektriciteit uit zon en wind. Frankrijk behoudt een deel van de nucleaire capaciteit waardoor het een belangrijke rol blijft spelen bij het in stand houden van de Europese elektriciteitsbalans. In Noorwegen blijft waterkracht de grootste bron van elektriciteit en België en Groot-Brittannië tonen een licht toenemende importafhankelijkheid.



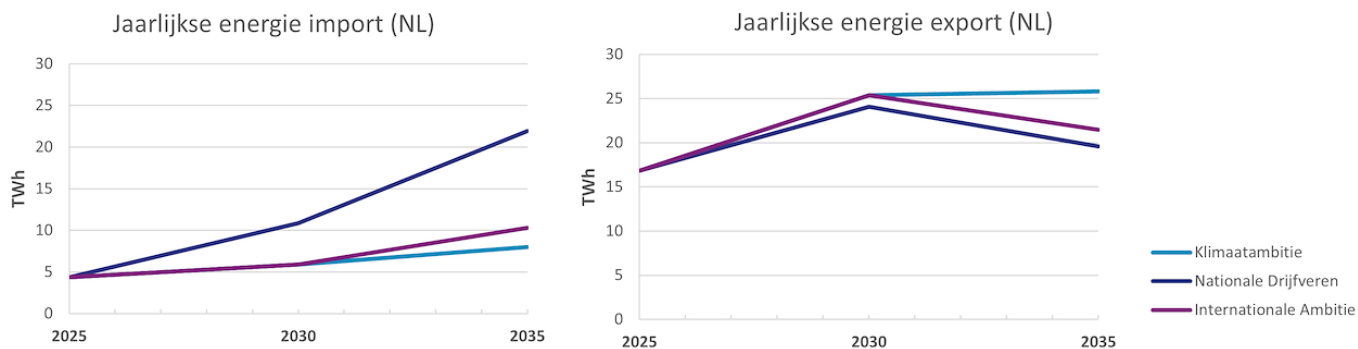
Grafiek 5-6: Vraag- en aanbod balansen op jaarbasis voor Nederland en de omliggende landen in KA 2035

5.7.2 Uitwisseling met het buitenland

De totale import naar Nederland neemt tussen 2025 en 2035 in alle scenario's toe door de groeiende elektrische vraag en de beschikbaarheid van goedkope productie in het buitenland die wordt ingezet voor power-to-x. De totale export neemt tussen 2030 en 2035 af, door de sterke groei van de flexibele elektrische vraag met name vanuit power-to-x.

1 Afhankelijk van het scenario wordt in een deel van de gascentrales waterstof ingezet

2 Deze is bepaald o.b.v. de waterstofprijs en het rendement van power-to-x

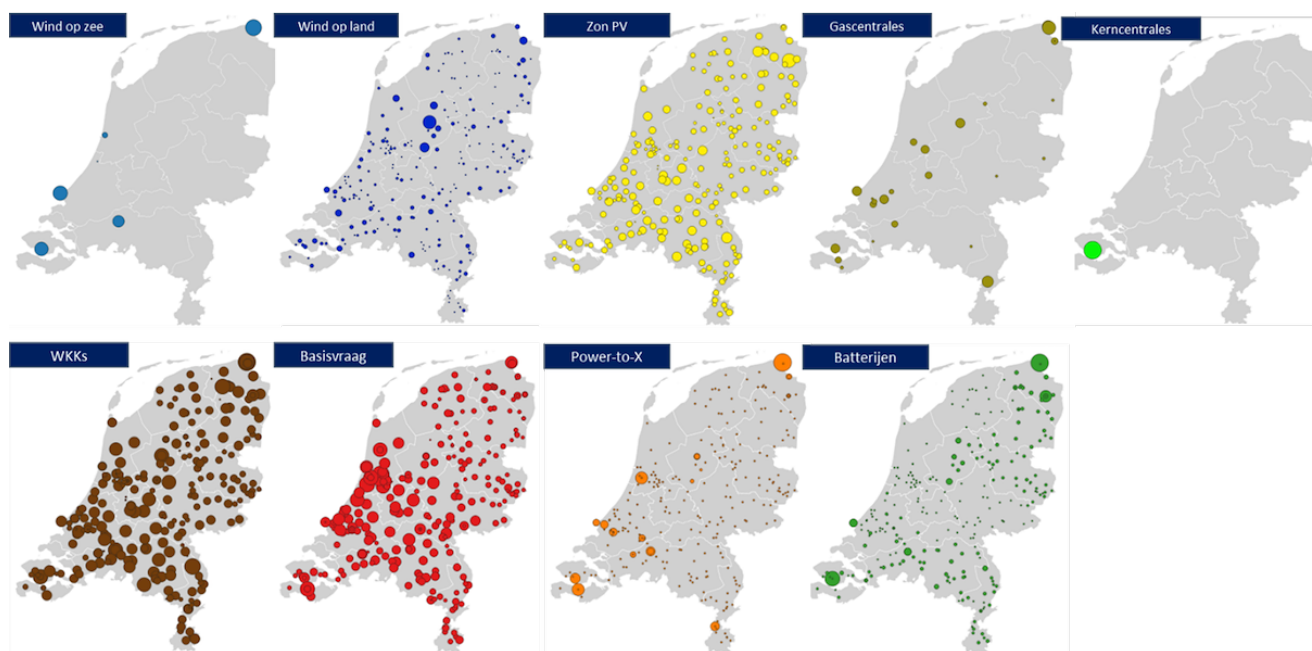


Grafiek 5-7: Ontwikkeling import en export Nederland

5.8 Regionalisatie

Onderdeel van de IP2024 scenario's is de bepaling van de toekomstige locaties van de verschillende typen opwek, vraag en flexibiliteit. Deze regionale uitwerking ('regionalisatie') is nader toegelicht in het methodiekhoofdstuk. In deze paragraaf worden, exemplarisch voor scenario KA2035, de resultaten getoond van de belangrijkste categorieën die gebruikt zijn in het investeringsplan van TenneT.

De geregionaliseerde scenario's en marktresultaten (aannames over hoeveelheden, gedrag en locaties) vormen de input voor de netanalyses zoals beschreven in hoofdstuk 6.



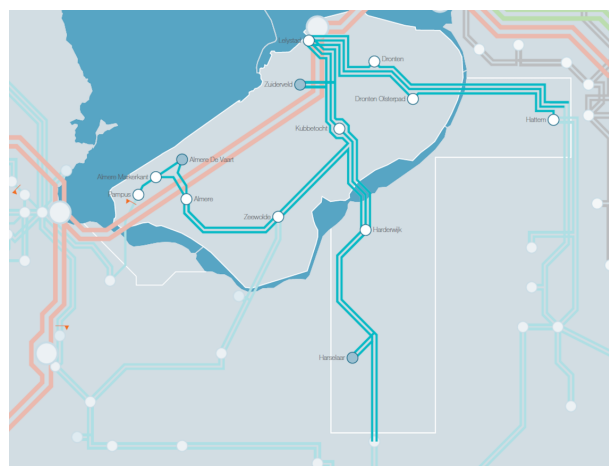
Figuur 5-3: Locaties van de verschillende typen opwek, vraag en flexibiliteit. De grootte van de bolletjes toont per opwek- en vraagcategorie elk de relatieve hoeveelheid op een locatie t.o.v. alle andere locaties.

6 Uitbreidingsinvesteringen

In het methodiekhoofdstuk staat beschreven hoe TenneT tot haar investeringsportfolio komt. Dit hoofdstuk geeft de categorie Uitbreidingsinvesteringen weer. Enerzijds zijn er extern gedreven projecten en anderzijds risico-gedreven projecten, die capaciteitsknelpunten oplossen. Dit hoofdstuk geeft de resultaten weer van de toegepaste methodiek.

De Nederlandse 150kV- en 110kV-netten vormen de provinciale wegen voor elektriciteit. Deze twee spanningsniveaus worden samen ook wel het hoogspanningsnet (HS-net) genoemd. De netten zorgen voor de koppeling van het landelijke 380/220kV-net met de distributienetten (50kV en lager) die beheerd worden door de regionale netbeheerders. Ook zijn op deze netten elektriciteitscentrales en grotere afnemers aangesloten.

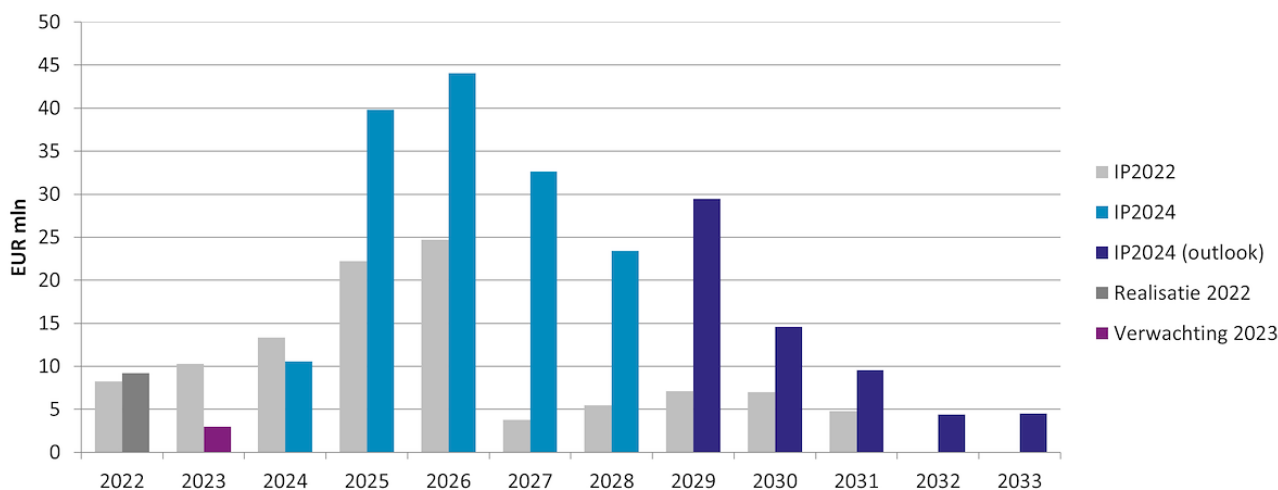
Hiernaast is de netkaart van het 150kV-net CBL Randmeren per 1-1-2023 opgenomen. [Grafiek 6-1](#) geeft het investeringsvolume weer van de in dit hoofdstuk beschreven uitbreidingsinvesteringen op het 150kV-net CBL Randmeren. Dan volgt een tabel met de extern gedreven uitbreidingsinvesteringen en de projecten die volgen uit de capaciteitsknelpunten, de risico-gedreven uitbreidingsinvesteringen. In [Bijlage 2](#) is de detailinformatie opgenomen over de koppeling tussen capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen.



Figuur 6-1: Netkaart van het 150kV-net Randmeren (per 1 januari 2023)

In het 150kV-net Randmeren zal de belastingvraag ten opzichte van de prognoses in het IP2022 fors gaan stijgen. In de zichtperiode van dit IP2024 stijgt de piekbelastingvraag ten gevolge van de elektrificatie ongeveer met een factor twee. Door het aangescherpte vestigingsbeleid voor datacenters is het aandeel in de totale piekbelastingvraag ten opzichte van het IP2022 beperkt. Het opgestelde duurzaam- en conventioneel productievermogen is in het begin van de zichtperiode circa een factor 3,5 hoger dan de piekbelastingvraag en neemt af tot een factor 2,5 aan het eind van de zichtperiode. In de uren met veel opwek door wind- en zonne-energie en lage belastingvraag moet veel elektrische energie worden geëxporteerd naar de omliggende provincies en naar het 380kV-net. In uren met weinig opwek zal er juist veel elektrische energie worden geïmporteerd vanuit het 380kV-net. Als oplossing voor deze knelpunten worden onder andere meerdere pockets gecreëerd. Om deze pockets te creëren dient op de 380/150kV transformatiepunten de transformatorcapaciteit vergoot te worden. Ook zijn er nieuwe 380/150kV stations benodigd. Er zijn ten opzichte van het IP2022 enkele nieuwe knelpunten vastgesteld in het 150kV-net Randmeren, hiervoor moeten enkele bestaande 150kV-stations worden uitgebreid.

[Grafiek 6-1](#) geeft een samenvatting van de uitbreidingsinvesteringen in het 150kV-net Randmeren. Het investeringsvolume wordt met name bepaald door nieuw te bouwen 150kV-stations (Almere Oost 150 en Lelystad Larserringweg 150), uitbreidingen van bestaande 150kV-stations (Dronten 150, Dronten Olsterpad 150, Harderwijk 150 en Harselaar 150) en nieuwe kabelcircuits tussen Zeewolde 150, station Almere 150 en Pampus 150. De investeringen zijn nodig vanwege de sterke groei van de belastingvraag en faciliteren van wind op land en zon-PV, wat niet alleen aansluitcapaciteit vereist, maar ook exportcapaciteit naar het 380kV-net van TenneT.



Grafiek 6-1: capaciteitsuitbreidingen

Tabel 6-1 bevat een overzicht van de voorgenomen uitbreidingsinvesteringen. De koppeling van knelpunten aan investeringen is in [Bijlage 2](#) opgenomen. 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.

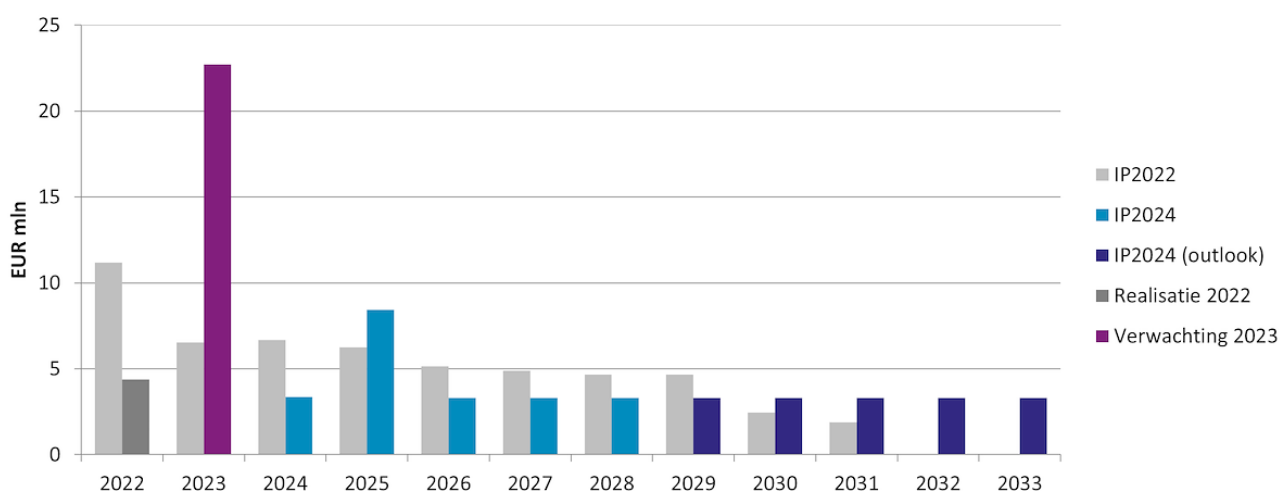
Projectnummer	Projectnaam	Categorie	Aanleiding project	Spannings-niveau	Fase	IBN	MIEK
A-1003033	DNO150 realiseren station	Uitbreidingsinvestering	Extern gedreven	150kV	Nazorg	2023	
A-1002929	DNT150 uitbreiden rail	Uitbreidingsinvestering	Extern gedreven	150kV	Nazorg	2023	
A-1002935	ALR150 uitbreiden rail	Uitbreidingsinvestering	Extern gedreven	150kV	Realisatie	2024	
A-1003021	LLS150 uitbreiden rail	Uitbreidingsinvestering	Extern gedreven	150kV	Realisatie	2024	
A-1003036	LLL150 realiseren station	Uitbreidingsinvestering	Extern gedreven	150kV	Realisatie	2027	pMIEK
A-1002812	Splitsing FGU net CBL fase 1	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Realisatie	2024	
A-1003041	LLS150 verzwaren loadpocket FGU	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Studie	2028	
A-1003066	ALR-ZWO150 realiseren 3e en 4e circuit	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Studie	2029	pMIEK
A-1000307	DNO150 inlussen nevencircuit	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Studie	2030-2032	
A-1003035	HSR150 realiseren station	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Studie	2030-2032	
A-1003086	Almere Oost 150 realiseren station	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Studie	2030-2032	pMIEK
A-1000315	PMP-ALR150 realiseren verbinding	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Studie	2032-2034	
A-1000325	DNT150 inlussen circuits	Uitbreidingsinvestering	Risico-gedreven	150kV	Studie	2033+	

Tabel 6-1: Uitbreidingsinvesteringen

7 Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen

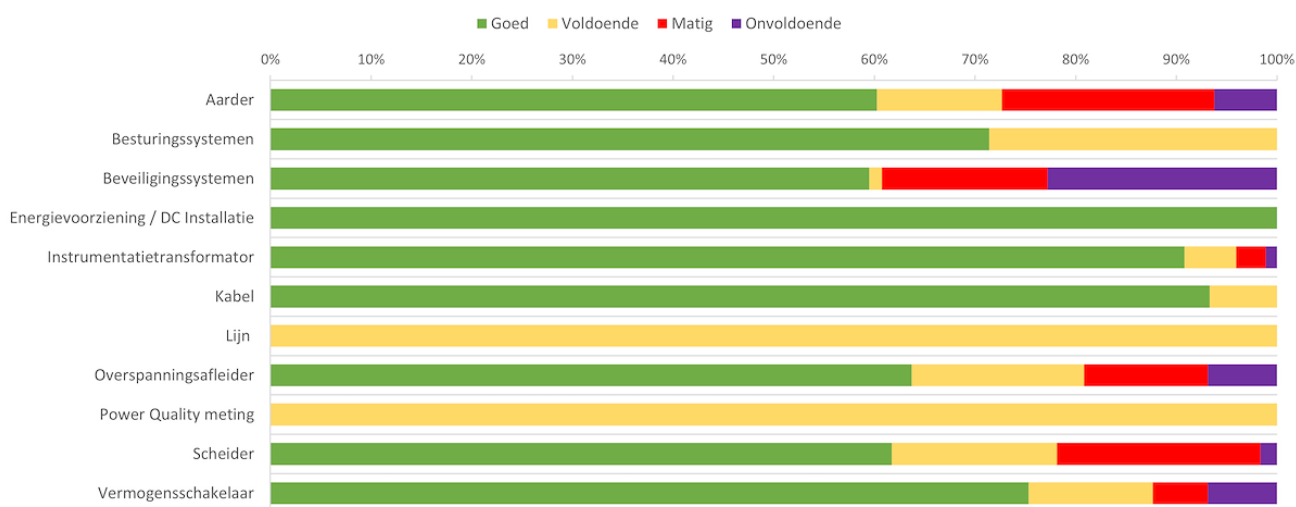
Om een goed functionerend elektriciteitsnet te waarborgen, dienen de functies van de afzonderlijke componenten in stand te worden gehouden. Dit kan enerzijds door het plegen van onderhoud en anderzijds door vervangen. Deze sectie beschrijft de vervangingsinvesteringen in het 150kV-net Randmeren die nodig zijn om de vastgestelde kwaliteitsknelpunten te mitigeren.

Grafiek 7-1 geeft een samenvatting van de vervangingsinvesteringen in het 150kV-net Randmeren. De renovaties van de secundaire installaties hebben een groot aandeel in de vervangingen. Daarnaast omvatten de investeringen het herstel van storingen en kleinschalige vervangingen.



Grafiek 7-1: vervangingsinvesteringen

De paragrafen 4.4 t/m 4.7 beschrijven de methodiek die TenneT gebruikt om kwaliteitsknelpunten te bepalen, het risico van deze knelpunten vast te stellen en te komen tot een investeringsportefolio. Figuur 7-1 toont de gegevens voor het vaststellen van de kwaliteitsknelpunten voor de primaire componenten: de conditie van de componenten, gebaseerd op de Health Index. De meeste componenten die als toestand in de Health Index de kleuren rood en paars hebben, zijn gekoppeld aan een knelpunt.



Figuur 7-1: Conditie van componenten op basis van de Health Index per 1-3-2023

Ten opzichte van het vorige IP (IP2022) is de conditie van de componenten op hoofdlijnen vergelijkbaar. Op sommige categorieën hebben vervangingen geleid tot een verbetering van de Health Index, terwijl op andere componenten de conditie vanwege veroudering de score iets is toegenomen.

Op basis van een vergelijking met de Health Index voor het hoogspanningsnet van TenneT¹ kan geconcludeerd worden dat het 150kV-net Randmeren een vergelijkbare kwaliteit heeft als het hoogspanningsnet dat in eigendom is van TenneT.

TenneT heeft een strategie ontwikkeld, waarbij een clustering van werkzaamheden plaatsvindt om zo meerdere componenten op een station te vervangen. Dit heeft onder andere als voordeel dat schaarse resources, VNB en toezicht efficiënter kunnen worden ingezet en dat zorgt voor een vermindering van de administratieve lasten.

TenneT kent daarom nu de volgende aanpak voor vervangingen die ook van toepassing is voor de CBL-Randmeren stations:

- Programma Stationsvervanging 110/150kV
- Clustering van baseload werkzaamheden inclusief primaire en secundaire vervangingen

In deze programma's worden stations opgenomen voor de komende vijf jaren. Elk jaar worden de programma's bijgewerkt, waarbij voor het vijfde jaar weer nieuwe stations worden opgenomen. De keuze van stations die worden opgenomen in de programma's wordt bepaald op basis van de cumulatieve score van risico's op elk station. De stations met de hoogste score komen als eerste in aanmerking voor opname in het programma.

Programma Stationsvervanging 110/150kV

Het programma Stationsvervanging 110/150kV vormt de basis van de programma aanpak met betrekking tot de verouderingsproblematiek in het 110/150kV-net. In dit programma worden stations opgenomen waar zowel de primaire als de secundaire componenten aan vervanging toe zijn. De velden op bestaande stations worden in zijn geheel vervangen door een standaard modulair veld. Met deze innovatieve manier van werken zijn hele velden op stations sneller te vervangen tegen lagere kosten. Gezien het lagere risiconiveau van de velden- & stations binnen het 150kV-net Randmeren zijn er nog geen stations uit dit gebied opgenomen in dit programma.

Clustering van baseload werkzaamheden inclusief primaire en secundaire vervangingen

Jaarlijks wordt bepaald welke werkzaamheden met betrekking tot vervangingen opgestart worden. Op basis van de risicoscores en vervolgens een toetsing met praktijkwaarnemingen wordt bepaald welke nieuwe projecten op te starten. De werkzaamheden kunnen vervangingen van primaire en secundaire componenten omvatten, maar ook aanpassingen op vlak van functionaliteit van een station. Door het clusteren van verschillende werkzaamheden kan een project efficiënter worden gerealiseerd en waar mogelijk worden ook klantaansluitingen en bijbehorende diepe netinvesteringen gelijktijdig uitgevoerd.

De aanleiding van de vervangingen is veelal gedreven vanuit veroudering van de componenten. Zo is een deel van de installaties die nodig zijn voor de besturing, beveiliging en energievoorziening van de primaire componenten zijn verouderd en minder betrouwbaar. Ook vereisten met betrekking tot onder andere comptabel meten en noodstroomvoorziening worden meegenomen in de scope van deze geclusterde werkzaamheden.

Vervangingsprojecten in het IP

Op basis van het hierboven beschreven proces zijn de volgende projecten in het IP opgenomen. De huidige werkzaamheden worden zoveel mogelijk gecombineerd en verder is er een stelpost voor preventieve- en correctieve werkzaamheden.

Projectnummer	Projectnaam	Categorie	Spanningsniveau	Fase	IBN
A-1003440	HTM-LLS150 vervangen verbinding	Vervanging	150kV	Realisatie	2024
A-1003914	DNO-LLS150 vervangen verbinding, velden	Vervanging	150kV	Realisatie	2025
A-1002565	Vervangen secundair 150kV CBL	Vervanging	150kV	Realisatie	2029-2031*
A-1000189	ZWO150 primaire vervangingen	Vervanging	150kV	Studie	2026
A-1002955	HD150 vervangen primair	Vervanging	150kV	On-Hold	-

Tabel 7-1: Vervangingsprojecten (* Almere, Harderwijk, Lelystad, Zeewolde en Dronten on hold)

Binnen het project A-1002565 Vervangen secundair 150kV CBL bevinden zich momenteel volgende stations in de realisatiefase:

- Station Almere 150, IBN 2025
- Station Harderwijk 150, IBN 2026
- Station Zeewolde 150, IBN 2025
- Station Lelystad 150, IBN 2026

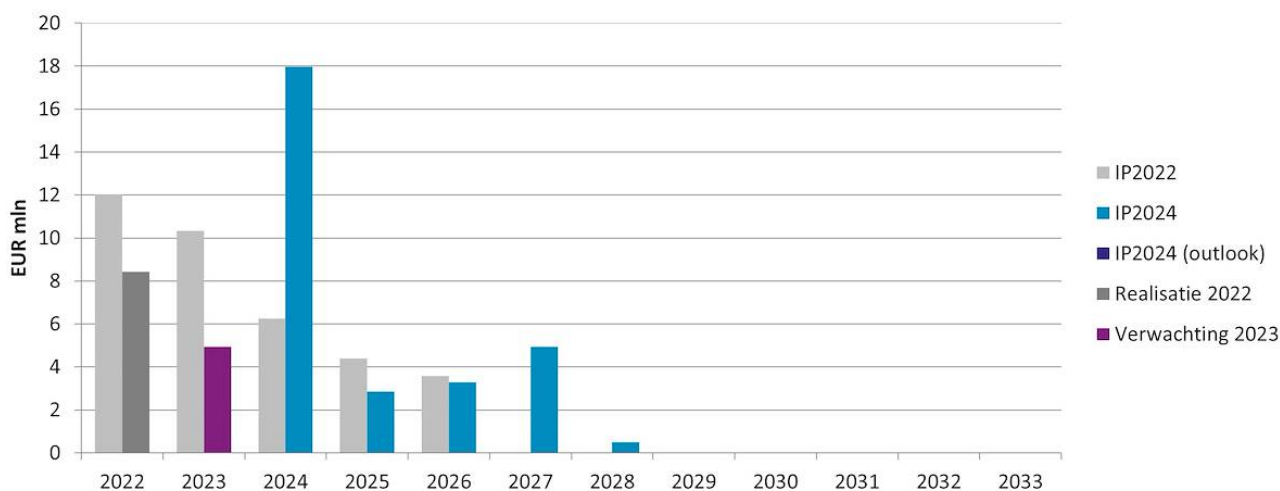
¹ Als gerapporteerd in het Investeringsplan TenneT 2024-2033, waarin de conditie van de componenten in het gehele hoogspanningsnet (110/150/220/380kV) van TenneT wordt weergegeven.

8 Klantaansluitingen en reconstructies

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.

Grafiek 8-1: geeft een samenvatting van de investeringen in klantaansluitingen en reconstructies in het 150kV-net Randmeren. De investeringen bestaan uit het aansluiten van wind op land, datacenters, koppelingen met netten van regionale netbeheerders en reconstructies (verkabelingen).

De paragrafen 8.1, 8.2 en 8.3 geven meer detail over klantaansluitingen, de koppelingen met netten van regionale netbeheerders en reconstructies.



Grafiek 8-1: klantaansluitingen en reconstructies

8.1 Klantaansluitingen

Een klantaansluiting is een aansluiting van een grote producent of afnemer op het 150kV-net. Het gaat daarbij om de aansluiting op één of meer velden in een 150kV-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 TenneT. Hierbij moet worden opgemerkt dat niet ieder verzoek leidt tot een realisatieopdracht. In onderstaande tabel zijn de projecten met een getekende offerte basisontwerp opgenomen. Voor andere nieuwe aansluitingen is een stelpost opgenomen voor benodigde resources.

Projectnummer	Projectnaam	Categorie	Spanningsniveau	Fase	IBN
A-1003034	DNO150 Aansluiting met twee velden voor windpark	Klantaansluiting	150kV	Nazorg	2023
A-1003020	LLS150 Aansluiting met twee velden voor datacenter	Klantaansluiting	150kV	Realisatie	2024

Tabel 8-1: Klantaansluitingen

8.2 Koppelingen met netten van regionale netbeheerders

De regionale netbeheerders beheren de transformatoren die zorgen voor de transformatie van 150kV en 110kV naar lagere spanningsniveaus (10kV tot 50kV). De regionale netbeheerder voor de transformatoren in het 150kV-net Randmeren is Liander. Om nieuwe transformatoren te koppelen met het 150kV-net Randmeren of ter aanpassing van bestaande koppelingen, zijn uitbreidingen in het 150kV-net Randmeren nodig. Deze uitbreidingen zijn op verzoek van de regionale netbeheerder en zijn opgenomen in Tabel 8-2.

Projectnummer	Projectnaam	Categorie	Spanningsniveau	Fase	IBN
A-1003104	ZWO150 aansluiten Liander	Klantaansluiting	150kV	Nazorg	2023
A-1002928	DNT150 aansluiten Liander	Klantaansluiting	150kV	Nazorg	2023
A-1003028	LLS150 aansluiten Liander	Klantaansluiting	150kV	Realisatie	2024
A-1003067	ALR150 aansluiten Liander	Klantaansluiting	150kV	Realisatie	2024
A-1003294	HD150 aanpassen 2 trafovelden Liander	Klantaansluiting	150kV	Realisatie	2026
A-1003037	LLL150 aansluiten Liander	Klantaansluiting	150kV	Realisatie	2027

Tabel 8-2: Koppelingen met regionale netbeheerder Liander

8.3 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.

Het verkabelen van 150kV-lijnverbindingen 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 50kV of hoger verplaatst of vervangt door ondergrondse delen, mits deze delen zijn aangewezen door de Minister van EZK. Het is onzeker of het project A-1003474 EDE-HSR-HD verkabelen van bovengrondse verbinding door zal gaan.

Projectnummer	Projectnaam	Categorie	Spanningsniveau	Fase	IBN
A-1003088	HTM-LLS150 verkabelen verbinding	Reconstructie	150kV	Realisatie	2026
A-1003474	EDE-HSR-HD150 verkabelen verbinding	Reconstructie	150kV	Studie	2028

Tabel 8-3: Reconstructies

Bijlage 1: Assetrisicoregister TenneT

Risico ID	Risico titel	Risico-niveau	Knelpunt type	Projecten	Datum actueel
641	Einde levensduur Merlin Gerin vermogensschakelaars	High	Vervangingen	A-1031618	2014
845	Veroudering meettransformatoren	Very High	Vervangingen	A-1031718	2011
908	Veroudering secundaire installaties prioriteit 3	Very High	Vervangingen	A-1002565	2012
909	Veroudering secundaire installaties prioriteit 4	Very High	Vervangingen	A-1002565	2012
1025	LLS150 letsel uitval en schade door overschrijding 3 fase kortsluitvastheid	Low	Capaciteit	A-1002812	2014
1064	Veroudering overspanningsafleiders	Medium	Vervangingen	A-1002812	2015
1068	Veroudering scheiders en aarders 110-150 kV	High	Vervangingen	A-1002955	2015
1114	LLS150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	High	Capaciteit	A-1002565	2030
1203	HD150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	Medium	Capaciteit	A-1002565	2017
1215	ALR150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	Medium	Capaciteit	A-1002565	2017
1219	ZWO150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	Medium	Capaciteit	A-1002565	2017
1296	Slecht functioneren railbeveiliging	High	Vervangingen	A-1002565	2019
1389	DNT-LLS150 O, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	Neglectable	Capaciteit	A-1003033	2025
1400	EDE-HSR-HD150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 en n-0 criterium	Very High	Capaciteit	A-1003041	2025
1407	ZWO-ZUV-LLS150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 en n-0 criterium	Low	Capaciteit	A-1003041; A-1003086	2025
1408	LLS TR412, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 en n-0 criterium	Medium	Capaciteit	A-1002812	2025
1590	Deelnet Almere (Pampus + De Vaart + Markerkant + Almere), uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	Medium	Capaciteit	A-1003066	2020
1591	Harselaar, uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	Medium	Capaciteit	A-1003035	2022
1676	LLS-DNO150 W, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	Neglectable	Capaciteit	A-1003041	2030
1680	HD-ZWO150 P, uitval en schade door niet voldoen aan n-2 en n-1 criterium	Low	Capaciteit	A-1003041	2030
1767	LLS-ZUV-HD150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 en n-0 criterium	Medium	Capaciteit	A-1003041	2030
1768	HD-KBT-LLS150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	Medium	Capaciteit	A-1003041	2030
1769	DNO-HTM150 W, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	Medium	Capaciteit	A-1003041; A-1000307	2035
1771	MKT-ALR150 W, uitval en schade door niet voldoen aan n-0 criterium	High	Capaciteit	A-1000315	2035
1778	ZWO-ALR150 Z, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	High	Capaciteit	A-1003066	2030
1858	De Vaart, uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	Low	Capaciteit	A-1003086	2035
1859	Deelnet Markerkant (Markerkant+ Pampus + De Vaart), uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	Low	Capaciteit	A-1000315; A-1003066; A-1003086	2030
1861	Dronten, uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	Low	Capaciteit	A-1000325	2035
1863	Zuiderveld, uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	Low	Capaciteit	A-1003036	2030
1864	DNT150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	Low	Capaciteit	A-1002565	2030
1866	LLS150, uitval en schade door niet voldoen aan n-2 railcriterium	Low	Capaciteit	A-1002565	2025

Bijlage 2: Koppeling knelpunten aan investeringen

Project nummer	Projectnaam	IBN	Knelpuntnummer	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2025		2030		2035	
						Risico	Risico-cat.	Risico	Risico-cat.	Risico	Risico-cat.
A-1000307	DNO150 inlussen nevencircuit	2030-2032	1769	Dronten Olsterpad-Hatterem 150 kV	IA, KA, ND					N-1	0,1-1
A-1000315	PMP-ALR150 realiseren verbinding	2030-2032	1771	Almere Markerkant-Almere 150kV	ND					N-0	1-10
A-1000315	PMP-ALR150 realiseren verbinding	2030-2032	1859	Deelnet Markerkant 150 kV	KA			100MW/6H	0,01-0,1	100MW/6H	0,1-1
A-1000325	DNT150 inlussen circuits	2033+	1861	Station Dronten 150 kV	KA					100MW/6H	0,01-0,1
A-1002565	Vervangen secundair 150kV CBL	2029-2031	908	Veroudering secundaire installaties prioriteit 3		kw	10-100	kw	10-100	kw	100-1000
		2029-2031	909	Veroudering secundaire installaties prioriteit 4		kw	10-100	kw	10-100	kw	100-1000
		2029-2031	1114	Station Lelystad 150 kV	KA			rail n-1	1-10		
		2029-2031	1203	Station Harderwijk 150 kV	KA	rail n-1	0,1-1	rail n-1	0,1-1		
		2029-2031	1215	Station Almere 150 kV	KA	rail n-1	0,1-1	rail n-1	0,1-1		
		2029-2031	1219	Station Zeewolde 150 kV	KA	rail n-1	0,1-1	rail n-1	0,1-1		
		2029-2031	1296	Slecht functioneren railbeveiliging		kw	1-10	kw	1-10	kw	10-100
		2029-2031	1864	Station Dronten 150 kV	KA			rail n-1	0,01-0,1		
A-1002812	Splitsing FGU net CBL fase 1	2024	1025	Station Lelystad 150 kV	KA	I_k	0,01-0,1	I_k	1-10	I_k	1-10
		2024	1064	Veroudering overspanningsafleiders		kw	0,1-1	kw	0,1-1	kw	1-10
		2024	1408	Lelystad 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND	N-1	0,1-1	N-0	100-1000	N-0	100-1000
A-1002955	HD150 vervangen primair	-	1068	Veroudering scheiders en aarders 110-150 kV		kw	1-10	kw	1-10	kw	10-100
A-1003033	DNO150 realiseren station	2023	1389	Dronten-Lelystad 150kV	ND					N-1	0,001-0,01
A-1003035	HSR150 realiseren station	2030-2032	1591	Station Harselaar 150 kV	KA			100MW/6H	0,1-1	100MW/6H	1-10
A-1003036	LLL150 realiseren station	2027	1863	Station Zuiderveld 150 kV	KA			100MW/6H	0,01-0,1	100MW/6H	0,01-0,1
A-1003041	LLS150 verzwaren loadpocket FGU	2028	1400	Ede-Harselaar-Harderwijk 150 kV	IA, KA, ND	N-1	10-100	N-0	10-100	N-0	100-1000
		2028	1407	Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad 150kV	IA, KA, ND	N-1	0,01-0,1	N-0	10-100	N-0	10-100
		2028	1676	Lelystad-Dronten Olsterpad 150 kV	ND					N-1	0,001-0,01
		2028	1680	Harderwijk-Zeewolde 150kV	IA, KA, ND			N-2	0,01-0,1	N-1	0,1-1
		2028	1767	Harderwijk-Zuiderveld-Lelystad 150kV	IA, KA, ND			N-1	0,1-1	N-0	1-10
		2028	1768	Harderwijk-Kubbetocht-Lelystad 150kV	IA, KA, ND			N-1	0,1-1	N-1	10-100
		2028	1769	Dronten Olsterpad-Hatterem 150 kV	IA, KA, ND					N-1	0,1-1
A-1003066	ALR-ZWO150 realiseren 3e en 4e circuit	2029	1590	Deelnet Almere 150 kV	KA	100MW/6H	0,1-1	100MW/6H	1-10	100MW/6H	1-10
		2029	1778	Zeewolde-Almere 150kV	IA, KA, ND			N-1	1-10	N-1	10-100
		2029	1859	Deelnet Markerkant 150 kV	KA			100MW/6H	0,01-0,1	100MW/6H	0,1-1
A-1003086	Almere Oost 150 realiseren station	2030-2032	1407	Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad 150kV	IA, KA, ND	N-1	0,01-0,1	N-0	10-100	N-0	10-100
		2030-2032	1858	Station Almere De Vaart 150 kV	KA					100MW/6H	0,01-0,1
		2030-2032	1859	Deelnet Markerkant 150 kV	KA			100MW/6H	0,01-0,1	100MW/6H	0,1-1
A-1031618	Stelpost Area CBL preventieve VI	-	641	Einde levensduur Merlin Gerin vermogensschakelaars		kw	1-10	kw	1-10	kw	10-100
A-1031718	Stelpost Area CBL correctieve VI	-	845	Veroudering meettransformatoren		kw	10-100	kw	10-100	kw	100-1000

Bijlage 3: Afkortingen stationsnamen

ALR150	Station Almere 150
DNO150	Station Dronten Olsterpad 150
DNT150	Station Dronten 150
EDE150	Station Ede 150
HD150	Station Harderwijk 150
HSR150	Station Harselaar 150
HTM150	Station Hattem 150
KBT150	Station Kubbetocht 150
LLL150	Station Lelystad Larserringweg 150
LLS150	Station Lelystad 150
MKT150	Station Almere Markerkant 150
PMP150	Station Pampus 150
VAAR150	Station Almere De Vaart 150
ZUV150	Station Zuiderveld 150
ZWO150	Station Zeewolde 150

Bijlage 4: RNB-stations

Onderstaande lijst toont de voorgestelde nieuwe stations in het investeringsplan van Liander die nog niet in het TenneT IP staan. De afstemming tussen TenneT en regionale netbeheerder Liander is hierover nog niet afgerond.

Netbeheerder	Provincie	Locatie station	ID van RNB
Liander	Flevoland	Pampus	37377
Liander	Gelderland	Nunspeet	33644