



Nut en Noodzaak Netversterking Noord-Nederland

Infrastructuur

Onderzoek naar nut en noodzaak van versterking van
hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland

63670 – Openbaar

11 februari 2021

Berenschot

Nut en Noodzaak Netversterking Noord-Nederland

Onderzoek naar nut en noodzaak van versterking van
hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland

Jan Warnaars, Max Coenen, Fabian Heus, Bert den Ouden, Rutger Bianchi

11 februari 2021

Berenschot

Inhoudsopgave

1. Inleiding	7
1.1 Aanleiding	7
1.2 Doel	7
1.3 Leeswijzer	8
1.4 Methode	8
2. Hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland	10
3. Toekomst hoogspanningsinfrastructuur Noord-Nederland tot 2030	13
3.1 Investeringsplan TenneT	13
3.2 Scenario's	14
3.3 Knelpunten in Noord-Nederland	22
3.4 Conclusies	24
4. Noodzaak en nut netversterking richting 2030	25
4.1 Noord-West 380 kV fase 2	25
4.2 Noodzaak	25
4.3 Nut	26
4.4 Netversterking specifiek op knelpunten	27
4.5 Conclusie noodzaak en nut	27
5. Alternatieven	28
5.1 Inzichten alternatieven	28
5.2 Criteria	29
5.3 Alternatieven	30
5.4 Combinatie van alternatieven	34
6. Doorkijk naar 2050	35
6.1 Ontwikkeling in elektriciteitsvraag en -aanbod periode 2030-2050	35
6.2 Nut van netversterking bij extreme situaties	36
6.3 Alternatieven periode 2030-2050	37
6.4 Andere ontwikkelingen	38
6.5 Conclusie periode 2030-2050	39
7. Conclusie en aanbevelingen	40
Bijlage 1. Achtergrond berekeningen alternatieven	42
Bijlage 2. Curtailment	45
Bijlage 3. Bronnenlijst	46
Bijlage 4. Additionele analyse op basis van de CES en Convenant	48
Industrie, het IP2020, het concept CES en het convenant	48

Managementsamenvatting

Nut en Noodzaak Netversterking Noord-Nederland

In heel Nederland wordt de infrastructuur uitvoerig onderzocht op de impact van elektrificatie in vraag en intermitterende opwek met geconcentreerde productiepieken. Noord-Nederland heeft daarbij nog een aantal belangrijke en specifieke eigenschappen; een groot industrieel cluster dat wil elektrificeren; aanlanding van nieuwe windparken op de Noordzee; verbindingen met het Europese elektriciteitsnet; terwijl van oudsher Noord-Nederland een gebied is met een relatief kleine elektriciteitsvraag.

TenneT laat in haar investeringsplan zien dat door deze ontwikkelingen knelpunten optreden in Noord-Nederland. Om deze knelpunten op te lossen is TenneT voornemens om het hoogspanningsnet in Noord-Nederland uit te breiden met een 380 kV-hoogspanningsverbinding tussen Vierverlaten en Ens (ook wel NW380 kV fase 2 genoemd). Het was bij bestuurders en belanghebbenden echter nog niet direct duidelijk of het nuttig en noodzakelijk is om deze verbinding aan te leggen. Deze onduidelijkheid komt deels voort uit onzekerheden over ontwikkelingen na 2030 en de mogelijke alternatieven voor netversterking in de toekomst. In welke mate hebben deze ontwikkelingen invloed op de nut en noodzaak van de voorgestelde netversterking?

Het doel van dit rapport is om objectief inzicht te geven omtrent de nut en noodzaak nu en in de toekomst van een nieuwe 380 kV-hoogspanningsverbinding tussen Vierverlaten en Ens. Het onderliggende onderzoek is verdeeld in twee delen. Eerst is de periode tot 2030 geanalyseerd, waarbij de onderstaande punten de noodzakelijkheid van netversterking aantonen. Hierbij is noodzakelijk gedefinieerd als een omstandigheid waarvoor realisatie van NW380 kV fase 2 zeer dringend of onvermijdelijk is.

- Door toenemend vermogen van duurzame opwek in Noord-Nederland en de elektrificatie van de energievraag ontstaan knelpunten in het huidige net, die dwingen tot oplossingen:
 - De onmiddellijke noodzaak voor NW380 kV fase 2 wordt daardoor ingegeven door een serie netelementen (zowel circuits als transformatoren) die in de verschillende scenario's (zwaar) overbelast zijn. Dit is het geval in de (n-2)¹-situatie: Ens-Zwolle (reeds in de (n-1)-situatie overbelast), de transformatoren in Ens en Meeden en Bergum-Vierverlaten (een 220 kV-verbinding).
- Investerings in het extra hoogspanningsnet zijn noodzakelijk om bij te dragen aan de door de Europese Commissie vastgestelde norm van het beschikbaar stellen van 70% capaciteit op de buitenlandverbindingen.
- De bestaande capaciteitsknelpunten in Noord-Nederland zijn van dien aard dat de mogelijkheden voor TenneT om circuits buiten bedrijf te stellen beperkt zijn: de wettelijke bepaling dat het net (n-1)-veilig bedreven moet kunnen worden, ook bij onderhoud, laat dit niet toe. De verbinding NW380 kV fase 2 brengt een ringstructuur in Noord-Nederland tot stand die zorgt voor de noodzakelijk redundantie.

Naast noodzakelijke redenen, is er een aantal redenen waarom NW380 kV fase 2 nuttig wordt geacht. Nuttig is hierbij gedefinieerd als een omstandigheid waarvoor NW380 kV fase 2 voorziet in behoefte, maar niet zeer dringend of onvermijdelijk.

- Vierverlaten-Ens 380 kV ontlast het bestaande 220 kV-net wat een positief effect heeft op de distributienetten van Liander en Enexis die dan ook meer netuitbreidingsmogelijkheden hebben.
- De investeringen in NW380 fase 1 (EOS-Vierverlaten) wordt beter benut en is derhalve meer doelmatig met de NW380 kV fase 2.

¹ N-1 of -2 -redundantie is een vorm van weerbaarheid die de systeembeschikbaarheid verzekert in het geval van een storing in het systeem of bij onderhoud. Wanneer transformatoren of tracés n-1 bedreven worden, is een zekerheidsmarge ingebouwd die kleiner is dan in de n-2 situatie.

- Deze extra infrastructuur kan meer loop-flows faciliteren. De flows verdelen zich immers over meer verbindingen.

Netverzwaring is de standaardoplossing voor knelpunten in het elektriciteitsnet. In deze studie zijn we niet uitgegaan van een specifiek tracé, maar wel van een 380 kV verbinding met een nominale capaciteit van 2635 MVA. De investeringskosten van deze verbinding worden grofweg ingeschat op 500-800 miljoen euro exclusief (trafo)stations.

Alternatieven krijgen een nadrukkelijker rol door veranderingen in het energiesysteem. Op dit moment lijken alternatieven tot 2030 echter geen volwaardig substituut voor netverzwaring te zijn. De keuze voor NW380 kV fase 2 moet met de huidige inzichten genomen worden, omdat de bouw van deze verbinding circa 10 jaar in beslag neemt. Daarom moeten alternatieven worden beoordeeld met de huidige kennis en toekomstperspectieven.

Alleen het standaard aansluiten van zonneparken op een lager vermogen (curtailment) is in onze ogen haalbaar en betaalbaar in 2030. Curtailment kan de knelpunten slechts gedeeltelijk oplossen, waardoor netverzwaring nog steeds noodzakelijk zal zijn. Andere alternatieven zijn geen volwaardig substituut vanwege uiteenlopende redenen:

- Grootschalige batterijen zijn niet kosteneffectief voor het voorkomen van netverzwaring, omdat veel opslagcapaciteit benodigd is.
- Power-to-gas is nog niet voldoende technologisch volwassen. Het is daarom onzeker of elektrolyzers met een vermogen boven de 1 GW in 2030 beschikbaar zijn. Daarnaast is deze oplossing duurder dan netverzwaring.
- Vehicle-to-grid is niet voldoende volwassen (TRL te laag) en heeft een te kleine capaciteit om netverzwaring te voorkomen.
- High Voltage Direct Current is duurder dan standaard netverzwaring en is bovendien lastig te integreren in de bestaande elektriciteitsinfrastructuur. Hierdoor is de impact op de knelpunten lager dan bij normale netverzwaring.

Combinaties van alternatieven kunnen gezamenlijk een grotere impact realiseren op knelpunten in het elektriciteitsnet; de onzekerheden stapelen zich echter ook op. Met name aan de kostenkant is de verwachting niet dat belangrijke alternatieven snel goedkoper zullen zijn dan netverzwaring.

In de periode 2030-2050 zullen alternatieven aantrekkelijker worden doordat deze verder doorontwikkeld zullen zijn en goedkoper worden. Dit maakt NW380 kV fase 2 niet overbodig, omdat we in de periode 2030-2050 een additioneel probleem verwachten. We zien in de scenario's gericht op 2050 dat (Noord-) Nederland nog verder elektrificeert, waardoor niet alleen de belasting op het net toeneemt vanuit de aanbodzijde, maar ook vanuit de vraagkant. Bovendien is de verwachting dat de Eemshaven een groter internationaal knooppunt wordt in de (Europese) elektriciteitsinfrastructuur, vanwege de mogelijke aanlanding van de North Sea Wind Power Hub en het gelijksoortige initiatief van de Deense overheid en locatie voor back-up vermogen. Hierdoor is specifieke uitbreiding of opwaardering van enkele huidige netelementen waar knelpunten optreden volgens ons geen toekomstbestendige oplossing, omdat deze binnen de levensduur dan al vervangen moeten worden.

Hierdoor concluderen wij dat netversterking op het 380 kV net in Noord-Nederland ook na 2030 nut heeft en daarmee een "no-regret"-investering is. Wel onderstrepen wij het feit dat NW380 kV fase adaptief kan worden aangelegd, zodat verdere versterkingen en inpassing van alternatieven na 2030 mogelijk zijn.

NW380 kV is noodzakelijk om knelpunten die in de periode 2020-2030 optreden op te lossen, om een robuust elektriciteitsnet in Noord-Nederland te hebben en om te voldoen aan Europese eisen aan het elektriciteitsnet. NW380 kV fase 2 heeft nut omdat het ruimte biedt voor toekomstige decentrale opwek in het net, omdat de investeringen van NW380 kV fase 1 beter benut worden en doordat loop-flows verminderen. Alternatieven zijn

onvoldoende bewezen om als alternatief te gelden in de periode van de aanleg van deze infrastructuur. Na 2030 zal NW380 kV fase 2 ook nut houden door verdere elektrificatie en groei van duurzame opwek en de bijbehorende transportcapaciteit. Bovenstaande conclusies blijven van kracht ook na uitvoering van een additionele impactanalyse op basis van het concept CES (Cluster Energie Strategie) en het convenant “Vorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen”, waarin grotere vermogens voor de industrie en elektrolyse zijn aangenomen dan in eerdere scenario's².

² Tijdens dit onderzoek is nieuwe informatie ten aanzien van de omvang van de industrie en waterstofproductie ingebracht. Deze informatie komt voor uit de concept CES (Cluster Energie Strategie) en het convenant “Vorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen”. Hierin is een veel grotere elektriciteitsvraag van de industrie en waterstofproductie aangenomen van nu 410 MW naar 3380 MW in 2030. Op basis van deze nieuwe ingebrachte informatie is een additionele kwalitatieve impact analyse uitgevoerd (zie bijlage 4). Deze ingebrachte informatie is naast de scenario's van TenneT gelegd. Op basis daarvan is gekeken wat de impact van de CES en het convenant is op deze nieuwe aannames binnen de scenario's en de gevonden knelpunten en eventuele nieuwe knelpunten in de oorspronkelijke loadflow berekeningen.

Energie-eenheden: een korte uitleg

In deze studie wordt veelvuldig gebruik gemaakt van energie-eenheden. Deze sectie dient ter verduidelijking van deze energie-eenheden.

Werkelijk vermogen

Het (werkelijke) vermogen wordt uitgedrukt in W (Watt). Dit is hoeveel energie er per seconde geleverd of verbruikt wordt. Wanneer het een groot (werkelijk) vermogen betreft wordt vaak gesproken over MW (MegaWatt) of GW (GigaWatt). Eén MW staat gelijk aan één miljoen Watt en één GW staat gelijk aan één miljard Watt. Ter vergelijking het huidige totale opwekvermogen in Nederland is gelijk aan circa 18 GW.

Schijnbaar vermogen

Het (schijnbaar) vermogen van elektriciteitsnetten wordt uitgedrukt in MVA (Mega-Volt-Ampère). Kleinere of grotere (schijnbare) vermogens, zoals kVA (kilo-Volt-Ampère) en GVA (Giga-Volt-Ampère) zijn dus ook mogelijk. Schijnbaar vermogen, is het kale product van de spanning en de stroomsterkte zonder verder te kijken naar de onderlinge faseverhouding. Het schijnbare vermogen moet vermenigvuldigd worden met de powerfactor om het werkelijke vermogen te berekenen. De powerfactor geeft de relatie tussen het werkelijk vermogen en het schijnbaar vermogen. De powerfactor is altijd kleiner of gelijk aan 1 (vaak wordt gerekend met 0.95), waardoor het werkelijk vermogen nooit groter kan zijn dan het schijnbare vermogen.

In deze studie wordt altijd gesproken over het werkelijke vermogen, tenzij het de capaciteit van elektriciteitsnetten betreft. In dat geval wordt er gesproken over schijnbaar vermogen, omdat de powerfactor geen constant getal is.

Energievolume

Soms wil men weten hoeveel energie er in totaal is gebruikt of wordt aangeboden. Het vermogen is daarvoor ongeschikt omdat deze eenheid slechts aangeeft hoeveel energie per seconde verbruikt of aangeboden wordt. Er wordt daarom vaak gesproken over een PJ (PetaJoule) of TWh (TeraWattuur). Eén TWh is een zeer grote hoeveelheid energie. Daarom leggen we eerst uit wat een Wh (Wattuur) is. Eén Wh staat gelijk aan het aanbod of gebruik van één Watt werkelijk vermogen, één uur lang. Eén TWh staat dus gelijk aan het aanbod of gebruik van één TW werkelijk vermogen, één uur lang of twee TW werkelijk vermogen, een halfuur lang. Ter vergelijking de totale Nederlandse elektriciteitsvraag is circa 110 TWh.

Een hoeveelheid energie wordt ook regelmatig uitgedrukt in PJ (PetaJoule). Ook één PJ is een grote hoeveelheid energie. Daarom behandelen we eerst de eenheid Joule. Eén Watt staat gelijk aan één Joule per seconde. Dit betekent dat 1 Wh gelijk staat aan 1 Joule maal 3.600 seconden (namelijk 1 uur), wat overeenkomt met 3.600 Joule.

1. Inleiding

1.1 Aanleiding

In heel Nederland wordt de infrastructuur uitvoerig onderzocht op de impact van elektrificatie in vraag en intermitterende opwek met geconcentreerde productiepieken.

Noord-Nederland kent wat dat betreft een speciaal karakter. TenneT houdt rekening met een toenemend elektriciteitsaanbod in de Eemshaven vanaf 2030. Met 700 MW windenergie op zee extra is al rekening gehouden, maar TenneT verwacht tenminste nog 2.000 MW windenergie op zee daar boven op na 2030.

Op land wordt er ook op hoog tempo in duurzame opwek in de Noordelijke provincies geïnvesteerd. In verhouding tot andere delen van het land is Noord-Nederland relatief gezien dun bevolkt; het distributienet is hierop oorspronkelijk gedimensioneerd. Er wordt door de regionale netbeheerders geïnvesteerd in de distributienetten om deze toekomstbestendig te maken. Dit heeft zijn weerslag op het hoogspanningsnetwerk in Noord-Nederland, welke van oudsher relatief beperkt is in vergelijking met West- en Midden-Nederland.

In Europa vinden soortgelijke ontwikkelingen plaats. Het aandeel van duurzaam in de elektriciteitsmix stijgt, wat een gevolg is van meer hernieuwbaar opwekvermogen. Voor Noord-Nederland zijn vooral de ontwikkelingen in landen waarmee interconnectie is interessant, omdat dit impact heeft op Noord-Nederland. In Duitsland groeit het hernieuwbare opwekvermogen al jaren, wat zorgt voor extra druk op de elektriciteitsnetten. Daarnaast is de Eemshaven een groot internationale knooppunt, vanwege de verbinding met Noorwegen (NorNedkabel) en Denemarken (Cobra-kabel). In deze landen staan de ontwikkelingen ook niet stil. Denemarken is bijvoorbeeld flink aan het investeren in wind op zee.

Deze ontwikkelingen hebben een grote impact op onze energie-infrastructuur in Noord-Nederland, TenneT laat in haar investeringsplan zien dat knelpunten optreden in Noord-Nederland. Deze constatering was aanleiding voor een voorverkenning van EZK en TenneT. Uit deze voorverkenning blijkt dat het op dit moment onvoldoende duidelijk is voor de belanghebbende partijen of het nuttig en noodzakelijk is om een nieuwe 380 kV hoogspanningsverbinding tussen Vierverlaten en Ens aan te leggen. Deze onduidelijkheid komt deels voort uit onzekerheden over mogelijke alternatieven voor netversterking in de toekomst en in welke mate deze de keuze voor netversterking nu beïnvloeden.

1.2 Doel

Het scheppen van objectief inzicht omtrent deze nut en noodzaak nu en in de toekomst is cruciaal om uitspraken te kunnen doen over het al dan niet realiseren van een nieuwe 380 kV hoogspanningsverbinding tussen Vierverlaten en Ens. In deze studie wordt het nut en de noodzaak hiervan onderzocht ook in vergelijking met alternatieven.

Met dit rapport geven wij antwoord op de volgende vragen:

- In hoeverre is een versterking van het 220/380 kV net in het noorden van het land nodig om de huidige en verwachte capaciteitsknelpunten op te lossen in de regionale netten in het noorden van het land (hierbij nog niet uitgaande van een toename van windenergie op zee na 2030)?
- Is een versterking van 220/380 kV net in het noorden van het land in 2030/2035 nuttig en/of noodzakelijk om andere redenen (dan de eerder genoemde huidige en verwachte capaciteitsknelpunten in het regionale net)?
- Is een versterking van het 220/380 kV net in het noorden van het land nuttig en noodzakelijk als gekeken wordt naar de verwachtingen voor 2035-2050?
- In welke mate zijn toekomstige grootschalige energie-initiatieven (in Nederland en/of Europa) in de periode 2035-2050 afhankelijk van versterking van het 220/380 kV net tussen Eemshaven en het landelijk hoogspanningsnet?

- Zijn er reële alternatieven voor versterking van het 220/380 kV hoogspanningsnet in het noorden van het land (zoals bijvoorbeeld omzetting naar waterstof, het benutten van onbenutte capaciteit in het bestaande hoogspanningsnet of opslag van elektriciteit)?

1.3 Leeswijzer

Dit rapport biedt u de onderbouwing voor dit objectief inzicht van nut en noodzaak. Dit rapport bevat acht hoofdstukken aangevuld met een aantal bijlagen.

Het hoofdstuk dat u nu leest, hoofdstuk 1, beschrijft de aanleiding van dit rapport en de doelstellingen.

In hoofdstuk 2 nemen we de stand op van de huidige hoogspanningsinfrastructuur en de belangrijke ontwikkelingen van vandaag de dag.

Vanuit dit vertrekpunt, laten we in hoofdstuk 3 de toekomstige ontwikkelingen tot 2030 zien en de impact die deze hebben op de hoogspanningsinfrastructuur. We doen dit aan de hand van verschillende scenario's en vergelijken de scenario's gebruikt in het investeringsplan van TenneT met andere toekomstscenario's om een scherp beeld te krijgen. De knelpunten die optreden door deze scenario's bespreken we ook in dit hoofdstuk.

Hoofdstuk 4 maakt de balans op voor noodzaak en nut van versterking van de hoogspanningsinfrastructuur in 2030.

Hoofdstuk 5 bespreekt wat de mogelijkheden zijn voor alternatieven voor netversterking in 2030 en in welke mate deze de noodzaak en nut van netversterking beïnvloeden.

Vervolgens kijken we in hoofdstuk 6 naar de ontwikkelingen na 2030. Hoe verandert de druk op de hoogspanningsinfrastructuur na 2030 door verandering in vraag en aanbod van elektriciteit? Hierbij geven we op hoofdlijnen tevens inzicht in de impact van extreme situaties op de elektriciteitsnetten in Noord-Nederland. Tenslotte onderzoeken we of er nog andere (internationale) ontwikkelingen van invloed zijn op het nut en de noodzaak voor netversterking in Noord-Nederland. Ook hier gaan we in op welke rol alternatieven spelen na 2030 en het gevolg hiervan voor nut en noodzaak.

In het hoofdstuk 7 vatten wij de belangrijkste conclusies van dit rapport samen.

In de bijlage is tevens een additionele analyse te vinden op basis van het CES (Cluster EnergieStrategie) en het convenant "Vorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen" welke later zijn ingebracht. (bijlage 4)

1.4 Methode

Om tot ons advies te komen over nut en noodzaak van netversterking in Noord-Nederland is een aantal stappen doorlopen:

1. Allereerst is een goed beeld geschetst van het hoogspanningsnet in Noord-Nederland en aangrenzende provincies in termen van capaciteit en spanning. Tevens is de huidige situatie op het net in kaart gebracht door gesprekken te voeren met TenneT, Liander en Enexis;
2. Ook zijn deze netbeheerders bevraagd over de toekomst richting 2030 en 2050. Tevens zijn gesprekken gevoerd met de provincies en industrie over hun toekomstverwachtingen, onder andere over aanlanding wind op zee en elektrificatie in de industrie. Samen met andere relevante literatuur, waaronder scenariostudies en RESen, is hiermee inzicht gecreëerd in de ontwikkelingen van het hoogspanningsnet tot 2030 en 2050;

3. TenneT hanteert een drietal scenario's voor het doorrekenen van de hoogspanningsnetten. Deze scenario's zijn naast andere relevante literatuur en scenariostudies gelegd om voor de belanghebbenden een beter beeld te ontwikkelen van de nauwkeurigheid van de scenario's van TenneT voor Noord-Nederland en geven vertrouwen dat de doorrekening op basis van deze scenario's daarom inderdaad een goede basis is voor het advies omtrent nut en noodzaak van netversterking in Noord-Nederland;
4. Aan de hand van de doorrekening en interviews is vervolgens bepaald welk nut en noodzaak er is voor netversterking in Noord-Nederland;
5. Tenslotte is gekeken naar de ontwikkelingen in elektriciteitsvraag en -aanbod tussen 2030 en 2050. Hoewel TenneT voor deze periode geen doorrekening heeft uitgevoerd, biedt deze periode wel inzicht in nut en noodzaak van netversterking in Noord-Nederland. In de periode 2030-2050 kunnen extreme situaties ontstaan op het elektriciteitsnet, daarom is gekeken naar het effect van deze extreme situaties.

2. Hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland

In dit onderzoek focussen we ons op de hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland. In dit hoofdstuk beantwoorden we vragen als: hoe ziet deze infrastructuur er uit, hoe verhoudt deze zich tot Nederland als geheel en wat is de relatie tot het Europese elektriciteitsnet.

Het hoogspanningsnet in Nederland bestaat uit meerdere spanningsniveaus: 380, 220, 150 en 110 kV. In Noord-Nederland wordt het hoogspanningsnet op 380 kV, 220 kV en 110 kV bedreven.

De 380 kV hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland is beperkt ten opzichte van de rest van Nederland. Rondom de Eemshaven is weliswaar veel infrastructuur, maar in de overige delen van de noordelijke provincies is dit niet het geval. Dit is van oudsher ontstaan doordat infrastructuur in Nederland gedimensioneerd werd op basis van de (geprognoseerde) vraagzijde. Gezien de vraag naar elektriciteit in Noord-Nederland relatief beperkt is vergeleken met dichtbevolkte gebieden in Nederland, is de uitgelegde infrastructuur op deze vraag navenant relatief beperkt.

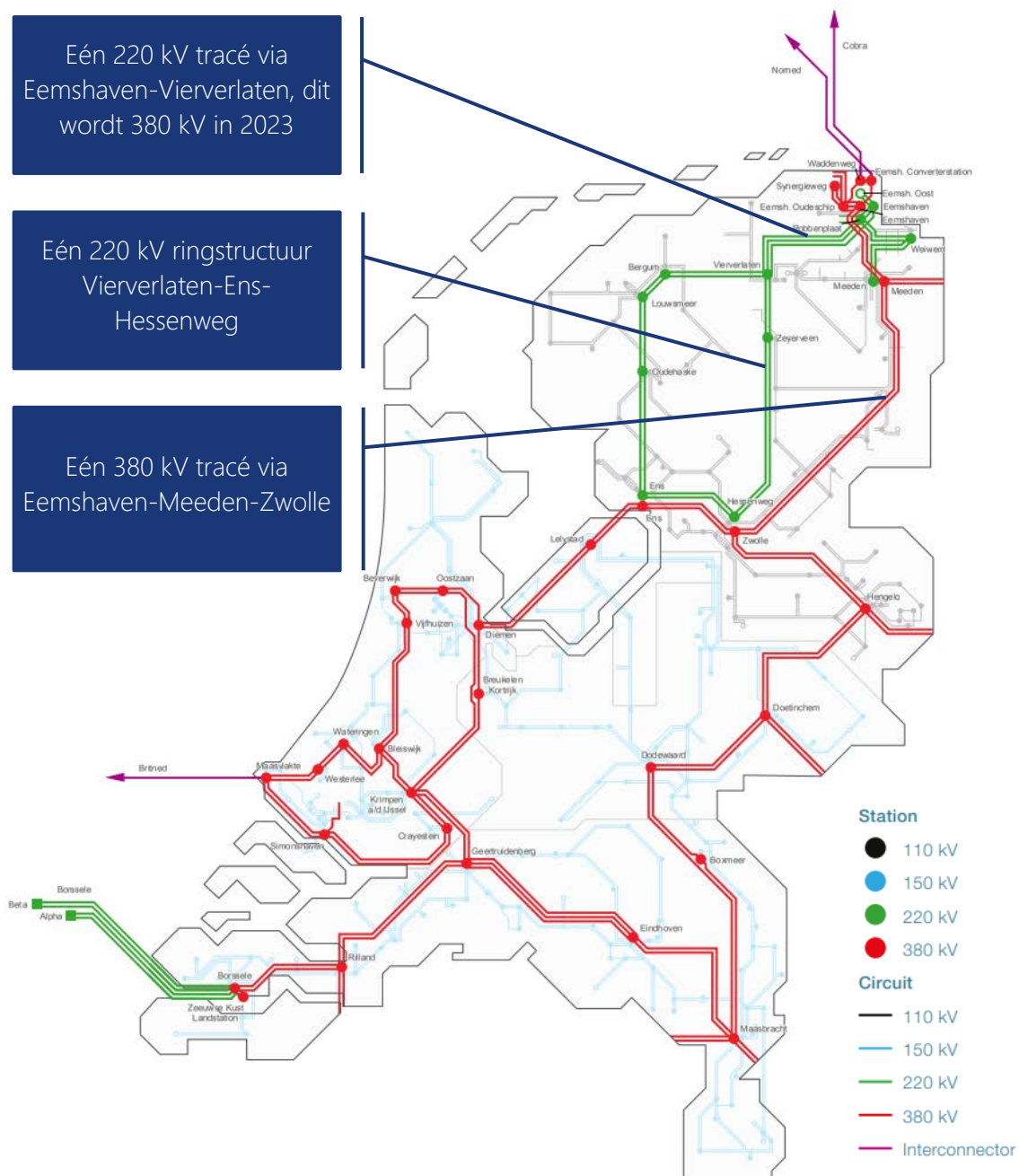
Wat betreft het 380 kV-spanningsniveau kent Noord-Nederland alleen een verbinding tussen Eemshaven-Meeden-Zwolle richting de rest van het land. Deze aanwezige infrastructuur is gering gezien de interconnectie met Duitsland, Noorwegen en Denemarken, de elektriciteitscentrales in de Eemshaven en het huidige hernieuwbare opwekvermogen. Door de nieuwe Europese wetgeving vastgelegd in het Clean Energy Package (CEP) wordt een beschikbaarheid van 70% van de nominale capaciteit vereist voor internationaal transport. Bestaande 380 kV verbindingen zullen hierdoor mogelijk meer onder druk komen te staan. Ook loop-flows als gevolg van het groeiende vermogen wind op zee in het buitenland kunnen de druk op bestaande 380 kV verbindingen vergroten.

In Noord-Nederland is naast de 380 kV infrastructuur ook een 220 kV infrastructuur aanwezig. Het 220 kV net vormt een ringstructuur in de noordelijke provincies en dient allereerst als koppelnet voor de onderliggende 110 kV netten. Daarnaast vormt dit 220 kV net een tweede koppeling met beperkte capaciteit tussen Eemshaven 380 kV en de landelijke 380 kV ring bij Ens (naast de 380kV-verbinding Eemshaven-Meeden-Zwolle). Voor transport van grotere vermogens is het 380 kV beter geschikt. Het hele 220 kV net kan daarom beter vervangen worden door of versterkt worden met een 380kV-verbinding. Als eerste stap wordt nu het 220 kV net tussen Eemshaven en Groningen aangepakt in NW380 fase 1.

Ook vanuit de lagere spanningsniveaus neemt de druk op de 380 kV infrastructuur toe door het groeiende vermogen aan hernieuwbare energie. Op de verbinding Eemshaven-Meeden-Zwolle worden de komende jaren de huidige 380 kV / 110 kV trafostations verzaamd en nieuwe stations gebouwd om elektriciteit uit de regio te transporteren. Hierbij wordt ook de 110 kV infrastructuur onderhanden genomen met als doel het realiseren van "load pockets"³.

³ O.b.v interviews met Liander en Enexis

Dat de druk op het elektriciteitsnet toeneemt in Noord-Nederland (en ook daarbuiten) is te zien aan de hoeveelheid uren per jaar dat er gebruik moet worden gemaakt van redispatch⁴. Bij redispatch worden centrales in regio A gevraagd om minder te produceren, terwijl in regio B centrales juist gevraagd worden om meer te produceren om zodoende congestie op te lossen, dan wel te voorkomen. Naast congestie vereist ook onderhoud van de bestaande infrastructuur meer redispatch. Doordat het net meer belast wordt, is er minder ruimte om een deel van de infrastructuur uit bedrijf te nemen voor onderhoud. Dit moet daardoor ondervangen worden door redispatch. Ter indicatie: in 2019 werd er al voor zo'n 1000 uur aan productiebeperking afgeroepen in Noord-Nederland.⁵



Figuur 1: Topografie van het Nederlandse 380/220 kV net

⁴ Energeia (2020). Voorkomen van files op het Nederlandse net kost Tennet fors meer.

⁵ Op basis van interviews TeneT

Hoogspanningsverbindingen in Noord-Nederland in detail

380 kV verbindingen

In Noord-Nederland zijn meerdere 380 kV verbindingen aanwezig. Deze zijn met name gelegen rondom de Eemshaven, waar interconnectoren aanlanden en elektriciteitscentrales gelegen zijn. Vanuit Synergieweg is er een 380 kV verbinding naar Eemshaven Oudeschip met een nominale capaciteit van 1645 MVA. Deze verbinding transporteert elektriciteit van de Magnum centrale richting station Eemshaven Oudeschip. Net ten noorden van station Eemshaven Oudeschip is de elektriciteitscentrale van RWE gelegen. De door deze centrale opgewekte elektriciteit wordt ingevoerd op het station Eemshaven Oudeschip. Naast de elektriciteitscentrale is er ook aanlanding van wind op zee en interconnectie met Noorwegen en Denemarken via de NorNed en Cobrakabel respectievelijk.

Vanuit station Eemshaven Oudeschip is er een 380 kV verbinding naar station Eemshaven met een capaciteit van 2635 MVA. Tevens is er een tijdelijke verbinding die op dezelfde spanning bedreven wordt. Verder vindt er elektriciteitstransport richting het zuiden plaats over de verbinding Eemshaven-Meeden-Zwolle, welke op een spanning van 380 kV wordt bedreven met een nominale capaciteit van 2635 MVA. Momenteel wordt er gewerkt aan een nieuwe 380 kV verbinding tussen Eemshaven Oudeschip en Vierverlaten welke een nominale capaciteit zal hebben van 2635 MVA. Naar verwachting is deze verbinding 2023 operationeel en zal de huidige 220 kV verbinding tussen stations Eemshaven en Robbenplaat naar Vierverlaten vervangen.

220 kV verbindingen

Ook zijn er 220 kV verbindingen aanwezig in Noord-Nederland. De meest in het oog springende verbinding is de 220 kV ringstructuur tussen Vierverlaten-Ens-Hessenweg met een nominale capaciteit van 950 MVA. Vanuit de Eemshaven loopt momenteel een 220 kV met een nominale capaciteit van 950 MVA naar Vierverlaten waar aansluiting is met de eerder genoemde ringstructuur. De 220 kV verbinding Eemshaven-Vierverlaten wordt echter uit gebruik genomen, wanneer de 380 kV verbinding Eemshaven-Vierverlaten operationeel is. Er wordt echter geen koppeling gecreëerd tussen 380 kV Eemshaven-Vierverlaten en de 220 kV ringstructuur. Het nieuwe 380 kV tracé heeft een nominale capaciteit van 2635 MVA. De nieuwe 380 kV verbinding tussen Eemshaven Oudeschip en Vierverlaten is een vier-circuitverbinding. Alle vier de circuits worden meteen opgehangen. Voorlopig worden maar twee circuits op 380 kV in bedrijf genomen. De andere twee circuits worden op een deel van het tracé voorlopig op 110 kV bedreven. Ook zijn er nog twee 220 kV verbindingen, namelijk Robbenplaat-Weiwerd en Meeden-Weiwerd. Beide hebben een nominale capaciteit van 950 MVA.

110 kV verbindingen

Naast het 380 en 220 kV netvlak is er een groot aantal 110 kV verbindingen in Noord-Nederland aanwezig. De 110 kV verbindingen zorgen voor regionaal transport van elektriciteit. Het 110 kV net heeft daarom niet de functie om elektriciteit de regio uit te transporteren. Dit gebeurt met behulp van het 380 en 220 kV net. De meeste 110 kV verbindingen hebben een nominale capaciteit tussen 60 en 300 MVA.

Interconnectie

Via de Norned-kabel is er interconnectie met Noorwegen. Dit is een gelijkstroomverbinding welke bedreven wordt op een spanningsverschil van 900 kV met een nominale capaciteit van 700 MW. Ook is er interconnectie met Denemarken via de COBRA-kabel. Dit is eveneens een gelijkstroomverbinding, met een nominale capaciteit van 700 MW. Het spanningsverschil is echter lager dan de Norned kabel, namelijk 640 kV in plaats van 900 kV. De Norned- en COBRA-kabel lopen beide over de zeebodem. Op land is er tevens een verbinding met Duitsland via de interconnectie tussen Meeden-Diele. Dit is een wisselstroomverbinding op 380 kV met een nominale capaciteit van 1400 MVA.

Bronnen:

Tauw (2017). Noord-West 380 kV Eemshaven Oudeschip-Vierverlaten

TenneT (2020). Ontwerpinvesteringsplan net op land 2020-2029

3. Toekomst hoogspanningsinfrastructuur Noord-Nederland tot 2030

De wet schrijft voor dat TenneT alle gewenste transporten moet faciliteren. Knelpunten zullen daarom opgelost moeten worden. Veelal gebeurt dit door uitbreidingen van de elektriciteitsinfrastructuur, maar ook tijdelijke en andere oplossingen in de elektriciteitsinfrastructuur worden meegenomen.

Ook voor de komende tien jaar worden knelpunten gesignaleerd op basis van scenario-gerelateerde netwerkberekeningen. TenneT zet deze knelpunten en voorgestelde maatregelen uiteen in haar investeringsplan 2020-2029 op basis van deze scenario's.

Hoe de verwachte ontwikkeling in de hoogspanningsinfrastructuur tot 2030 in Noord-Nederland eruit ziet, lichten wij in dit hoofdstuk toe. Niet alleen kijken we naar de scenario's van TenneT, maar we vergelijken deze ook met andere studies. We benadrukken de belangrijke ontwikkelingen en lichten deze toe.

In dit hoofdstuk wordt eerst ingegaan op hoe de scenario's gebruikt worden in de load flow-berekeningen van de hoogspanningsinfrastructuur. Vervolgens worden de scenario's van TenneT vergeleken met andere studies waarin toekomstbeelden zijn opgesteld om een beter beeld te ontwikkelen van de nauwkeurigheid van de scenario's van TenneT voor Noord-Nederland en het vertrouwen te versterken dat de doorrekening op basis van deze scenario's daarom inderdaad een goede basis is voor het advies omtrent nut en noodzaak van netversterking in Noord-Nederland. Dit is gedaan op drie schaalniveaus, namelijk Noord-Nederland, Nederland en Europa.

3.1 Investeringsplan TenneT

Om de toekomst van de landelijke hoogspanningsinfrastructuur in Nederland te bepalen stelt TenneT een investeringsplan op. In dit investeringsplan zet TenneT de benodigde investeringen uiteen. Hierover schrijft TenneT het volgende:

“Om een betrouwbare raming van de capaciteitsbehoefte voor het landelijk hoogspanningsnet op te stellen, is het van belang een goed inzicht te hebben in de toekomstige inzet van productievermogen en de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en het belastingpatroon, zowel in Nederland als in de ons omringende landen. Op basis hiervan kunnen de toekomstige elektriciteitsstromen over het net worden gesimuleerd, waarmee mogelijke knelpunten in het net worden vastgesteld. De toekomstige inzet van productievermogen wordt door TenneT berekend met behulp van marktsimulaties, die op basis van deze scenario's de meest kosteneffectieve inzet van productievermogen berekenen. De scenario's bevatten een set data die een beeld vormen van de elektriciteitsmarkt in een toekomstig jaar. De doorrekeningen van de scenario's geven ieder een substantieel aantal verwachte knelpunten aan in het net in 2030.”

Bij het opstellen van het investeringsplan 2020-2029 gaat TenneT dus uit van ontwikkelingen in de energiemarkt en het overheidsbeleid⁶. Door scenario's op te stellen waarin deze ontwikkelingen zijn verwerkt wordt de impact op de elektriciteitsnetten in kaart gebracht door het uitvoeren van een capaciteitsknelpuntenberekening. Het opstellen van realistische scenario's is daardoor een cruciale stap in het opstellen van het investeringsplan om zo de impact van ontwikkelingen in kaart te brengen.

Op basis van de gesignaleerde knelpunten kunnen investeringsbeslissingen genomen worden. In deze studie maken wij gebruik van uitkomsten van de load flow-berekeningen van TenneT. Deze berekeningen geven het meest betrouwbare beeld van de impact op de huidige elektriciteitsnet infrastructuur in 2030. Aan de hand hiervan kan kwantitatief inzicht worden gegeven in de problematiek en biedt daardoor de basis voor ons advies omtrent het nut en de noodzaak voor netversterking in Noord-Nederland.

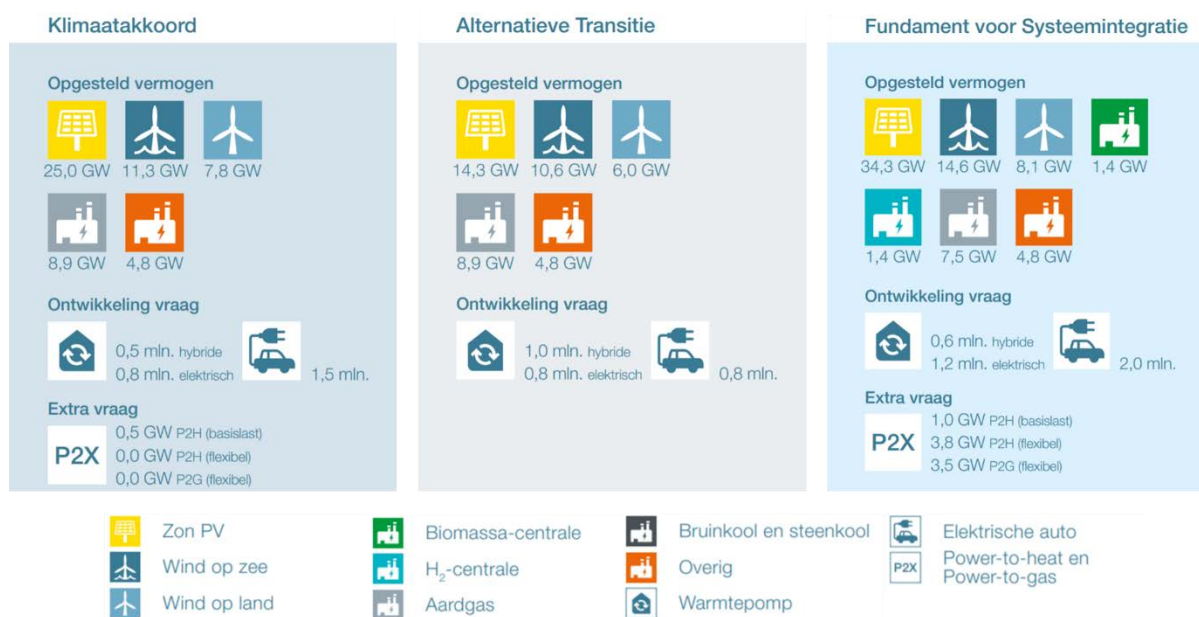
Uit dit investeringsplan blijkt dat er in de periode tot 2030 knelpunten optreden in Noord-Nederland. Deze knelpunten bespreken we in paragraaf 3.3. Maar eerst zullen we de scenario's verder toelichten.

3.2 Scenario's

In het investeringsplan maakt TenneT gebruik van drie scenario's: "Klimaatakkoord", "Alternatieve Transitie" en "Fundament voor Systeemintegratie".

- Het scenario "Klimaatakkoord (KA)" is gebaseerd op voorgenomen overheidsbeleid en verwachte ontwikkelingen in de energiemarkt op basis van het Ontwerp Klimaatakkoord (OKA), de doorrekening van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) van het OKA en de achterliggende Nationale Energieverkenning (NEV) 2017⁶.
- In het scenario "Alternatieve Transitie (AT)" wordt gekeken naar een andere invulling van de klimaatdoelstelling dan als gesteld in het Klimaatakkoord, waarbij de nadruk meer ligt op groen gas, CCS en andere niet-elektrische invullingen van de energiebehoefte⁶.
- In het scenario "Fundament voor Systeemintegratie (FSI)" wordt de impact van een verdergaande ambitie met betrekking tot CO₂-emissiereductie in combinatie met systeemintegratie verkend. In dit scenario is sprake van fors meer duurzame opwek en neemt ook de flexibele elektriciteitsvraag toe. Daarnaast wordt een start gemaakt met een transitie naar waterstof⁶.

Door alle drie de scenario's mee te nemen worden verschillende toekomstige situaties onderzocht. In Figuur 2 staan de landelijke hoofdlijnen van de drie scenario's voor 2030 weergegeven.



Figuur 2: 2030 scenario's gebruikt door TenneT als basis voor het investeringsplan 2020-2029⁶.

3.2.1 Ontwikkelingen in Noord-Nederland

In deze paragraaf worden de ontwikkelingen in Noord-Nederland toegelicht. Deze ontwikkelingen zijn gebaseerd op rapporten waarin het toekomstige energiesysteem is onderzocht aan de hand van scenario's. Vervolgens zijn de in het investeringsplan gebruikte scenario's van TenneT vergeleken met de ontwikkelingen die worden genoemd in andere rapporten.

⁶ TenneT (2020). Investeringsplan net op land 2020-2029

Aanlanding wind op zee

Wind op zee speelt een belangrijke rol in het klimaatakkoord. Voor Noord-Nederland betekent dit concreet dat het vermogen wind op zee zal groeien van 600 MW naar 1.300 MW in 2030^{7,8}. Dit komt door de aanleg van het windpark “Ten noorden van de Waddeneilanden”, dat een vermogen zal hebben van 700 MW⁸. In de scenario's KA en AT wordt voor 2030 uitgegaan van 1,3 GW wind op zee vermogen⁵.

De aansluiting van dit windpark zal via een verbinding van TenneT in Noord-Nederland geschieden. Hiervoor is een traject gestart zodat de bouw van deze verbinding in 2023 kan starten. De regio heeft hiervoor recent een advies uitgebracht aan de minister om deze verbinding aan te sluiten via het tracé Eemshaven West.⁹

In het scenario FSI wordt 3,3 GW wind op zee vermogen verondersteld in Noord-Nederland⁵. Dit is een forse toename vergeleken met het scenario KA. In andere bronnen wordt een dergelijk vermogen niet genoemd, maar aanleidingen voor een groter aangesloten vermogen wind op zee zijn er wel:

- Op dit moment wordt gekeken naar nieuwe windenergiegebieden na 2030. Naar verwachting zullen de nieuwe windenergiegebieden eind 2021 worden aangewezen. Bij hogere ambities voor 2030 vanuit de Rijksoverheid en/of Europa kan het nodig zijn al sneller windparken op zee te ontwikkelen.
- Ook buiten Nederland liggen mogelijkheden voor extra aanlanding wind op zee bijvoorbeeld vanuit Denemarken. De Deense overheid is van plan een energie-eiland van minimaal 2 GW in de Noordzee aan te leggen en ze onderzoeken de mogelijkheid om een deel van deze windenergie direct naar Nederland of Duitsland te exporteren¹⁰. De 2 GW is gebaseerd op een gestandaardiseerd ontwerp voor een offshore platform met een HVDC verbinding van 2 GW.
- In de eerste helft van de jaren 30 zou ook de aanlanding van een [North Sea Wind Power Hub](#) eventueel in Noord-Nederland kunnen komen.

Zon-PV en wind op land in Noord-Nederland

Op land neemt het hernieuwbare vermogen eveneens toe. Dit komt door een forse toename van met name zon-pv op land en zon-pv op daken. Het huidige vermogen zon-pv op land wordt in Noord-Nederland geschat op circa 400 MW^{11,12,13}. De verwachting is dat dit vermogen met een factor 10 zal groeien naar ruim 4.000 MW^{11,12,13,14} in 2030. Ook zon-pv op daken maakt een sterke groei door. Van circa 800 MW in 2020 zal dit groeien naar ruim 2.000 MW in 2030^{12,13,14}. De groei van hernieuwbaar opwekvermogen is overigens niet evenredig verdeeld over Noord-Nederland. In de provincie Groningen groeit het hernieuwbare opwekvermogen sneller dan in de provincie Fryslân als gevolg van verschillende RES ambities.

Het totale opgestelde vermogen aan zon-pv in Noord-Nederland in 2030 wordt geschat op circa 6.000 MW. Dit komt overeen met de scenario's van TenneT waarin een vermogens van 6.850, 3.950 en 7.600 MW worden verondersteld voor respectievelijk de scenario's KA, AT en FSI⁶. In alle scenario's wordt een zeer sterke toename van zon-pv verwacht, wat impact heeft op de elektriciteitsnetten.

⁷ CE Delft (2019). Stroomnetstudie energie-infrastructuur Groningen-Drenthe

⁸ Noordzeeloket (2020). Windparken in ontwikkeling, <https://www.noordzeeloket.nl/functies-gebruik/windenergie-zee/in-ontwikkeling-op>

⁹ [Netopzee.eu](https://netopzee.eu)

¹⁰ [Reuters, Power-technology.com](https://reuters.com/technology/power-technology.com)

¹¹ Regionale energiestrategie Groningen (2020). Concept RES

¹² Regionale energiestrategie Friesland (2020). Concept RES

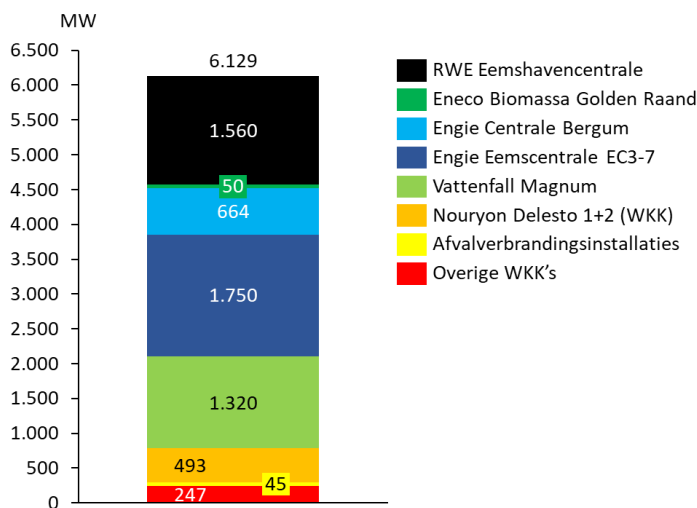
¹³ Regionale energiestrategie Drenthe (2020). Concept RES

¹⁴ Berenschot & Kalavasta (2020). Klimaatneutrale energiescenario's 2050

Zon-pv heeft relatief weinig vollasturen, waardoor veel vermogen opgesteld moet worden om een redelijke hoeveelheid energie op te wekken. Bovendien is de productie van zonnestroom afhankelijk van het tijdstip op de dag en van het moment in het jaar.

Ook neemt het vermogen van wind op land toe, maar deze toename is minder groot dan de toename van zon-pv. Het huidige vermogen wind op land wordt geschat op circa 725 MW^{11,12,15}. Richting 2030 zal dit naar verwachting ruim verdubbelen tot 2.000 MW^{7,11,12,13,14}. Deze verwachting is grotendeels gebaseerd op de genoemde vermogensgroei in de regionale energiestrategieën (RESsen). Uit de RESsen wordt duidelijk dat nog voldoende projecten in de pijpleiding zitten. In RES Drenthe is circa 0,06 TWh oftewel zo'n 24 MW¹⁶ aan wind op land gerealiseerd, maar zijn al wel vergunningen verleend voor meer dan 0,80 TWh (~320 MW)^{13,16}. Voor RES Fryslân geldt hetzelfde. Momenteel staat daar 0,38 TWh (~150 MW) aan wind op land opgesteld^{12,16}. Met de bouw van windpark Hiddum Houw en Fryslân wordt dit vergroot tot 1,83 TWh (~730 MW)^{12,16}. In de scenario's van TenneT is het vermogen van wind op land lager dan wat we zien in andere rapporten. In het scenario KA wordt een wind op land vermogen van 1.300 MW verondersteld⁶. In het scenario AT en FSI is dit respectievelijk 1.000 en 1.450 MW⁶. Een verschil van 550 tot 1.000 MW afhankelijk van het scenario.

Elektriciteitscentrales



Figuur 3: Huidig opgesteld vermogen aan elektriciteitscentrales

Het huidige opgestelde vermogen aan centrales bedraagt circa 6.100 MW, zie Figuur 3. Het overgrote deel hiervan staat opgesteld in de Eemshaven en is afkomstig van drie grote centrales. De Vattenfall Magnum centrale en de Engie Eemscentrale zijn gasgestookt. Het gezamenlijke vermogen van deze centrales bedraagt 3.070 MW. Daarnaast heeft de RWE Eemshavencentrale een vermogen van 1.560 MW. Deze centrale wordt echter met kolen gestookt, wat bij wet verboden is na 2030¹⁷. Naast de centrales in de Eemshaven is er nog de Engie Centrale Bergum, die een vermogen heeft van 664 MW. Deze centrale is ook gasgestookt. Buiten de elektriciteitscentrales is een aantal warmtekrachtkoppelingen (WKK's) aanwezig in Noord-Nederland. De grootste WKK's staan in Delfzijl bij Nouryon. Momenteel is hier één WKK (Delesto 1) operationeel, met een vermogen van 150 MW. Nouryon beschikt over een tweede WKK (Delesto 2) met een vermogen van 343 MW, maar deze was de afgelopen jaren niet meer operationeel vanwege ongunstige marktomstandigheden¹⁸. Vanaf 1 oktober 2020 is de Delesto 2 echter

¹⁵ CBS Statline (2020). Windenergie op land; productie en capaciteit per provincie

¹⁶ Op basis van 2500 vollasturen

¹⁷ Eerste Kamer (2019). Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie

¹⁸ Chemiepark Delfzijl. <https://www.chemieparkdelfzijl.nl/bedrijven/599094-akzonobel-delesto>

weer in gebruik genomen¹⁹. Het totale vermogen van overige WKK's wordt geschat op 247 MW⁷. De industrie is van plan de reeds bestaande WKK's uit te faseren of te vervangen voor duurzame alternatieven. Tenslotte is nog een aantal afvalverbrandingsinstallaties aanwezig in Noord-Nederland, waarmee elektriciteit geproduceerd wordt. Het vermogen van deze centrales is bij elkaar opgeteld circa 45 MW⁷.

In het TenneT scenario "KA" wordt een totaal vermogen van 1.560 MW verondersteld in Noord-Nederland⁵. Dit vermogen komt vanuit de Magnum-centrale (3 maal 470 MW) en warmtekrachtkoppelingen, met een totaal vermogen van circa 150 MW⁵. Het totaal vermogen van de elektriciteitscentrales is in de scenario's van TenneT lager dan wat momenteel staat opgesteld. TenneT heeft in het investeringsplan 2020 daarmee aangenomen dat de RWE centrale in de Eemshaven sluit, de Engie centrales sluiten en de WKKs uitgefaseerd worden. Dit is gedaan op basis van informatie uit de markt. TenneT gebruikt informatie vanuit de markt zelf om de inzet van elektriciteitscentrales voor specifieke jaren mee te nemen in de modellen. Vervolgens geven de verdere marktanalyses aan of een beschikbare eenheid wel of niet zal draaien in een bepaald uur.

Dit betekent dat het totaal opgestelde vermogen aan centrales reduceert tot circa 1.560 MW in 2030, zie Figuur 3. Hierdoor is veel minder regelbaar vermogen voorhanden.

Vraag naar elektriciteit

De huidige finale vraag naar elektriciteit in Noord-Nederland wordt geschat op circa 50 PJ⁷. De maximale netbelasting wordt geschat op 2.300 MW. Deze elektriciteitsvraag is afkomstig uit verschillende sectoren, namelijk de gebouwde omgeving, industrie, mobiliteit, landbouw en datacenters. Door het toenemende gebruik van elektriciteit door elektrische warmtebronnen in de gebouwde omgeving, elektrische voertuigen en elektrificatie binnen de industrie wordt het elektriciteitsverbruik in 2030 geschat op circa 82 PJ met een maximumvermogen van 4.000 MW^{7,12}.

- De huidige vraag van de gebouwde omgeving naar elektriciteit bedraagt circa 16 PJ en zal groeien naar circa 21 PJ in 2030^{7,12}. Dit staat gelijk aan een maximale belasting van 1.200 MW wanneer dit omgerekend wordt op basis van historische profielen van het elektriciteitsgebruik in de gebouwde omgeving²⁰.
- Noord-Nederland kent twee grote industrieclusters, Eemsdelta en Emmen. Verspreid over de provincies liggen andere industriële afnemers. De huidige elektriciteitsvraag bedraagt circa 26 PJ met een maximumvermogen van circa 1.000 MW^{7,21}. Richting 2030 neemt de vraag naar elektriciteit volgens landelijke energiescenario's toe naar circa 40 PJ met een maximumvermogen van circa 1.700 MW²⁰. Tijdens dit onderzoek is echter nieuwe informatie ten aanzien van de omvang van de industrie en waterstofproductie ingebracht. Deze informatie komt voor uit de concept CES (Cluster Energie Strategie) en het convenant "Vorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen". Hierin is een stuk grotere elektriciteitsvraag van de industrie en waterstofproductie aangenomen van nu 410 MW naar 3380 MW in 2030. Op basis van deze nieuwe ingebrachte informatie is een additionele kwalitatieve impact analyse uitgevoerd (zie bijlage 4). Deze ingebrachte informatie is naast de scenario's van TenneT gelegd. Op basis daarvan is gekeken wat de impact van de CES en het convenant is op deze nieuwe aannames binnen de scenario's en de gevonden knelpunten en eventuele nieuwe knelpunten in de oorspronkelijke loadflow berekeningen.
- De elektriciteitsvraag vanuit de mobiliteitssector in Noord-Nederland is laag, omdat dit gebied relatief dunbevolkt is en de penetratie van elektrische voertuigen nog laag is. De huidige elektriciteitsvraag bedraagt circa 2 PJ en zal verdubbelen naar 4 PJ in 2030^{7,12}. Het maximale vermogen groeit daarmee van 70 MW naar 140 MW op basis van huidige verbruiksprofielen van elektrische voertuigen²⁰.

¹⁹ Nouryon (2020). REMIT Transparency Platform

²⁰ Berekening op basis van sector specifieke vraagprofielen Energietransitiemodel.

²¹ Industrietafel Noord-Nederland (2019). Eindrapportage industrietafel Noord-Nederland reductie CO2-emissie

- Hoewel veel landbouw plaatsvindt in het noorden van Nederland, is de vraag naar elektriciteit relatief beperkt. Dit is het gevolg van een relatief lage aanwezigheid van glastuinbouw in deze regio. De huidige vraag naar elektriciteit bedraagt circa 2,5 PJ en zal groeien naar circa 4 PJ in 2030. Dit komt overeen met een maximaal vermogen van 280 MW in 2030²⁰.
- In Noord-Nederland zijn de meeste datacenters gevestigd in de Eemshaven. Daarnaast is er nog een aantal kleinere datacenters in Groningen en Drenthe⁷. Ook in Friesland is een aantal kleine datacenters gelegen. De groei van datacenters in Noord-Nederland is gebaseerd op de ontwikkelingen in Groningen en Drenthe. De ontwikkelingen in Friesland zijn onduidelijk, maar de verwachting is dat daar geen grootschalige datacenters zullen ontstaan, zoals in de Eemshaven en Metropoolregio Amsterdam. De huidige vraag naar elektriciteit door datacenters is circa 3 PJ⁷, wat gelijk staat aan een vermogen van circa 150 MW²⁰. De verwachting is dat dit toe gaat nemen richting 2030. De groei in elektriciteitsvraag en vermogen is afhankelijk van de efficiëntieslag die gemaakt gaat worden. Bij jaar op jaar verbeterende efficiëntie blijft de elektriciteitsvraag van datacenters beperkt tot 13 PJ^{7,22}. Dit komt overeen met een maximumvermogen van circa 700 MW²⁰.
- Flexibiliteitsoplossingen zijn in deze analyse buiten beschouwing gelaten.

In het TenneT-scenario KA is gerekend met een totale belasting van 3.150 MW⁶. Dit totaal is tot stand gekomen door de totale belasting van het 110 kV net in Noord-Nederland bij de belasting van het 220 kV bij elkaar op te tellen. Het 220 kV net ligt ook deels in Overijssel, waardoor de totale belasting in de drie Noordelijke provincies iets kleiner is dan het eerder genoemde vermogen van 3.150 MW. Dit vermogen is iets lager dan de 4.000 MW die we zien in andere rapporten.

Dit verschil heeft meerdere mogelijke oorzaken. Ten eerste omdat TenneT mogelijk uitgaat van een lagere belasting dan wat wij zien in de andere scenario's. Ten tweede doordat bij het omrekenen van de totale jaarlijkse vraag naar belasting met behulp van de ETM-profielen een verschil is ontstaan. Ten derde zou het kunnen dat de belasting niet gelijktijdig is. Ten slotte hoeft de belasting niet altijd op het hogere net terecht te komen. Omdat de exacte oorzaak niet te achterhalen is, kunnen we niet concluderen dat in het scenario KA de elektriciteitsnetten te weinig belast worden.

3.2.2 Conclusie: Inzichten scenario's

- TenneT gebruikt drie scenario's (die zijn geconsulteerd). Het scenario "klimaatakkoord" vertoont de meeste gelijkenis met de scenario's beschreven in andere rapporten. Dit is logisch omdat al deze andere scenario's gebaseerd zijn op het klimaatakkoord. Het scenario "alternatieve transitie" schetst een beeld waarbij de klimaatakkoorddoelstelling op een andere manier wordt ingevuld. Hierbij wordt meer gebruik gemaakt van gasvormige energiedragers. Vraag en aanbod van elektriciteit zijn in dit scenario daarom lager en de impact op de elektriciteitsnetten is hierdoor minder groot dan in het klimaatakkoord-scenario. Het scenario "Fundament voor systeemintegratie" laat juist een tegenovergesteld beeld zien. In dit scenario wordt fors ingezet op het aanbod van hernieuwbare elektriciteit en het gebruik ervan. Vergelijken met het beeld uit andere studies laat het scenario "Fundament voor systeemintegratie" de gevolgen zien van verregaande elektrificatie, waarbij de impact op de elektriciteitsnetten groter is dan in het scenario "klimaatakkoord".
- Het aanbod van elektriciteit neemt in alle onderzochte rapporten sterk toe. Dit beeld is in overeenstemming met wat de regionale netbeheerders momenteel zien in de noordelijke provincies, en waar zij ook vanuit gaan in hun berekeningen³.
- De sterke groei van elektriciteitsaanbod in Noord-Nederland is grotendeels afkomstig van zon-pv. Dit zorgt voor een hogere netbelasting waarvoor een navenante hoge aansluitcapaciteit vereist is. Omdat de zon ook overdag lang niet altijd schijnt, wordt het net niet efficiënt benut, maar moet het net wel sterk verzwaaard worden

²² Buck Consultants International & CE Delft (2020). MRA-brede Strategie Datacenters

terwijl het een relatief gering aantal uren benut wordt. Een inefficiënte benutting van het net is mede een gevolg van het feit dat er geen flexibiliteitsopties beschouwd zijn in de scenario's.

- Er is sprake van elektrificatie in vrijwel alle sectoren. De mate waarin dit gebeurt is niet in verhouding met de groei van elektriciteitsaanbod in Noord-Nederland. Op jaarbasis moet hierdoor elektriciteit uit de regio getransporteerd worden.
- Het effect op de totale belasting van het net door elektriciteitscentrales zal klein zijn. De verwachting is dat centrales minder draaien op momenten van veel hernieuwbare opwek. Centrales zouden mogelijk op momenten met veel hernieuwbare opwek wel kunnen voorzien in behoefte aan eenheden die systeemdiensten kunnen leveren (frequentie-ondersteuning). Bij een lage productie vanuit hernieuwbare opwek zal het vermogen wel afkomstig moeten zijn van centrales. Productie vanuit de centrales in de Eemshaven moet dan getransporteerd worden naar de afnemers in Noord-Nederland of er moet vanuit andere centrales in Nederland elektriciteit worden getransporteerd naar Noord-Nederland.
- Door alle drie de scenario's mee te nemen worden verschillende toekomstige situaties onderzocht. Elk scenario heeft een andere impact op het elektriciteitsnet, waardoor deze scenario's genoeg variatie bieden om onzekerheid gedeeltelijk het hoofd te bieden.

3.2.3 Ontwikkelingen in Nederland

Deze paragraaf gaat in op de ontwikkelingen in Nederland. Ook nu worden de ontwikkelingen in het energiesysteem beschreven, maar dan vanuit het Nederlandse perspectief. Tevens wordt ingegaan op de impact hiervan op het hoogspanningsnet in Noord-Nederland.

- Aanlanding wind op zee. Momenteel staat circa 1.200 MW aan wind op zee vermogen opgesteld²³. In 2030 is dit vermogen bijna vertienvoudigd tot 11.000 MW^{14,23}. In het geval dat Nederland meer wind op zee vermogen zal realiseren voor 2030, dan zal dit mogelijk in het noordelijke tot noordwestelijke deel van de Noordzee worden geproduceerd (in 2021 zullen nieuwe windenergiegebieden worden aangewezen). De aanlanding van deze wind op zee is een belangrijk onderwerp en heeft invloed op Noord-Nederland. Bij de aanlanding wordt nu vaak gekeken naar de kortste route richting de hoogspanningsinfrastructuur. Naast Noord-Nederland is ook het noorden van Noord-Holland een logische plek voor aanlanding van wind op zee. Het noorden van Noord-Holland heeft echter nog geen 380 kV hoogspanningsinfrastructuur²⁴.
- In heel Nederland groeit het zon-pv vermogen sterk. Het huidige vermogen van zon-pv bedraagt circa 9.000 MW²³. Hiervan is circa 7.000 MW zon-pv op daken en 2.000 MW op land²³. Richting 2030 groeit het vermogen zon-pv op daken en op land naar respectievelijk 16.000 MW en 12.000 MW, wat neerkomt op een totaal van 28.000 MW^{14,23}. De druk op het elektriciteitsnet door zon-pv zal dus in heel Nederland sterk toenemen. Dit zal zich ook vertalen in knelpunten in de infrastructuur buiten Noord-Nederland, zoals ook te lezen is in het Investeringsplan 2020-2029 van TenneT⁶. Het probleem grote aanbod van zon-pv speelt dus niet alleen in Noord-Nederland. Wel is er in het noorden veel ruimte voor zonneweides. Hiervoor is in het westen van Nederland minder ruimte.
- Het huidige centrale opwekvermogen inclusief WKK's wordt geschat op 22.000 MW^{6,14}. De verwachting is dat dit vermogen zal dalen naar 17.000 MW^{6,14} in 2030 door het sluiten van kolencentrales. Het zou kunnen dat het vermogen aan gascentrales toeneemt om de afname van regelbaar vermogen op te vangen. Dit kan door oude gascentrales uit de mottenballen te halen of nieuw gasgestookt vermogen te realiseren. Er moet rekening gehouden worden met de netcapaciteit wanneer deze centrales in Noord-Nederland worden geplaatst. De verwachte impact is echter klein, omdat de kolencentrale van RWE een nominaal vermogen heeft van 1.560 MW. Deze zal gesloten worden voor 2030, waardoor er meer ruimte op het hoogspanningsnet ontstaat. Er

²³ PBL (2019). Klimaat- en energieverkenning 2019

²⁴ Liander geeft aan dat in de verdere toekomst een verbinding over de afsluitdijk interessant kan zijn om de kop van Noord-Holland te ontsluiten. Keuze voor een verbinding over de afsluitdijk of uitbreiding van de Noord-Hollandse infrastructuur zijn geen onderdeel van deze studie.

zullen pas problemen ontstaan, die gerelateerd kunnen worden aan centraal opwekvermogen, wanneer het (op)nieuw in gebruik genomen vermogen groter is dan 1.560 MW. Dit komt onder andere omdat centraal opwekvermogen niet met duurzaam vermogen concurreert. Centraal opwekvermogen zal namelijk alleen aangewend worden als het duurzame opwekvermogen niet voldoende is om te voorzien in de vraag naar elektriciteit.

Noord-Holland

- In Noord-Holland is de vraag naar elektriciteit groot. De vraag groeit van 60 PJ in 2020 naar circa 100-110 PJ in 2030²⁵. De groei van datacenters speelt hier een rol in. Met name rond Amsterdam en de Wieringermeer neemt het oppervlak aan datacenters snel toe, wat een vergroting van de vraag naar elektriciteit met zich meebrengt²⁶. De fors grotere vraag naar elektriciteit wordt niet uitsluitend veroorzaakt door datacenters. In de gebouwde omgeving, industrie en mobiliteitssector neemt de vraag naar elektriciteit eveneens toe²⁵. De provincie Noord-Holland ziet de groei van datacenters als belangrijke factor voor veranderingen in de hoogspanningsinfrastructuur in de provincie.

Overijssel

- In Overijssel neemt het aanbod van hernieuwbare energiedragers eveneens sterk toe²⁷. Dit geldt met name voor zon-pv en in mindere mate voor wind op land. Net als in Noordoost Nederland dient dan ook hier het overtollige vermogen uit de provincie getransporteerd te worden. Wanneer een dergelijke situatie voorkomt, is het waarschijnlijk dat de elektriciteit richting het zuiden of westen afgevoerd wordt, omdat in het noorden van Nederland eveneens veel hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt. De impact op de hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland is daarom verwaarloosbaar. Wel komt de 380 kV verbinding tussen Zwolle en Ens onder druk te staan door de grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit. Hierdoor kan een bottleneck ontstaan, waardoor elektriciteit uit het noorden van Nederland niet naar het zuiden en westen getransporteerd kan worden. Overijssel kent tevens een verbinding met Duitsland tussen Hengelo en Gronau. Vooralsnog zijn geen investeringsplannen gepland voor deze verbinding. Wij zien echter geen directe impact op de hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland.

Flevoland

- Ook in Flevoland neemt het hernieuwbare opwekvermogen toe. De elektriciteit die opgewekt wordt in Flevoland zal grotendeels gebruikt worden in het zuiden en westen van het land. De impact op het hoogspanningsnet in Noord-Nederland is hierdoor beperkt. Naast de groei van het hernieuwbare opwekvermogen, neemt het aantal datacenters in Flevoland in rap tempo toe. Er zijn plannen om een vierde connectiviteitshub te creëren in de omgeving van Zeewolde/Almere. Een connectiviteitshub is een gebied waar datacenters en bedrijven gevestigd zijn die veelvuldig gebruiken maken van de data-infrastructuur. Doordat datacenters en bedrijven dicht bij elkaar gelegen zijn wordt de snelheid van het dataverkeer verhoogd. Door zowel de toename van vraag en aanbod in Flevoland en het transport van elektriciteit uit Noord-Nederland en Overijssel neemt de druk op de verbinding tussen Ens en Diemen toe. In het investeringsplan van TenneT wordt hierop geanticipeerd door deze verbinding te verzwaren⁶.

3.2.4 Noord-Nederland en EU

Buitenlandverbindingen

Het Noord-Nederlandse hoogspanningsnet is verbonden met het buitenland via een aantal interconnecties.

²⁵ CE Delft (2019). Systeemstudie Noord-Nederland

²⁶ NRC (2020). Energie Energieslurpende datacentra frustreren milieudoelstelling

²⁷ Berenschot & Quintel (2020). Systeemstudie Overijssel (nog niet gepubliceerd).

- De NorNed-kabel verbindt Nederland met Noorwegen. Dit is een gelijkstroomverbinding welke bedreven wordt op een spanningsverschil van 900 kV met een nominale capaciteit van 700 MW. Hoewel gesproken wordt over een mogelijke Norned2-kabel hebben wij geen concrete aanwijzingen gevonden dat deze kabel gerealiseerd wordt voor 2030.
- De COBRA-kabel verbindt Nederland met Denemarken. Dit is eveneens een gelijkstroomverbinding, met een nominale capaciteit van 700 MW. Het spanningsverschil is echter lager dan de Norned kabel, namelijk 640 kV. Ook voor de COBRA-kabel zijn geen aanwijzingen gevonden dat deze verbinding verzwaard wordt richting 2030.
- Op land is een verbinding met Duitsland via de verbinding Meeden-Diele²⁸. Dit is een wisselstroomverbinding op 380 kV met een nominale capaciteit van 1400 MVA. Door de nieuwe Europese wetgeving vastgelegd in het Clean Energy Package (CEP) wordt een beschikbaarheid van 70% van de nominale capaciteit vereist voor internationaal transport²⁹, waardoor ook deze verbinding in de toekomst verzwaard zal moeten worden. Volgens TenneT moet deze verzwaring in 2021 al gerealiseerd zijn⁶.

Andere ontwikkelingen

- Per 5 juni 2019 is Verordening (EU) 2019/943 van kracht²⁹. In deze Europese Verordening worden onder andere eisen gesteld aan de minimale uitwisselingscapaciteit die op grenzen beschikbaar moet worden gemaakt voor de elektriciteitsmarkt. Alle hoogspanningsnetbeheerders die onder deze Verordening vallen moeten minimaal 70% van de thermische capaciteit van infrastructurele componenten beschikbaar stellen voor grensoverschrijdende uitwisseling. Hierbij mag wel rekening worden gehouden met uitvalsituaties.
- Tevens wordt momenteel onderzoek gedaan naar de North Sea Wind Power Hub³⁰. In dit project worden grote vermogens wind op zee opgesteld in meerdere windparken. Deze windparken worden via een kunstmatig eiland verbonden aan diverse landen, waaronder Nederland, Duitsland en Denemarken. Door dit project wordt de internationale transportcapaciteit vergroot. Tevens neemt het vermogen aan wind op zee flink toe. Ook buiten Nederland liggen mogelijkheden voor extra aanlanding van wind op zee, bijvoorbeeld vanuit Denemarken. De Deense overheid is van plan een energie-eiland van minimaal 2 GW in de Noordzee aan te leggen en ze onderzoeken de mogelijkheid om een deel van deze windenergie direct naar Nederland of Duitsland te exporteren.³¹

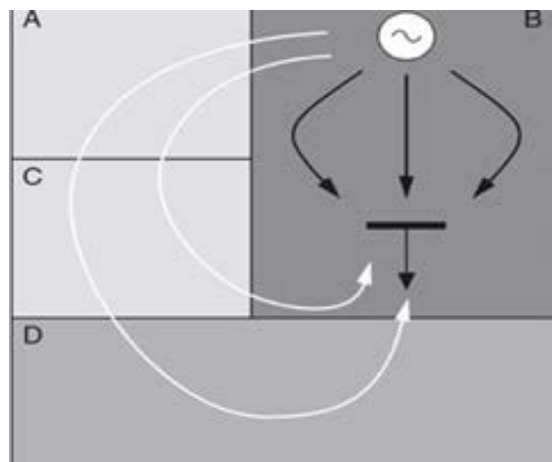
²⁸ Nederland is ook via Hengelo-Gronau, Doetinchem-Wesel en Maasbracht-Selfkant met Duitsland verbonden. Deze hebben binnen het kader van deze studie geen invloed.

²⁹ Official Journal of the European Union - REGULATION (EU) 2019/943 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN#d1e2220-54-1>

³⁰ NSWPH <https://northseawindpowerhub.eu/nswph-programme-progress>

³¹ Reuters, [Power-technology.com](https://www.reuters.com/article/power-technology/com)

- Door de toename van het vermogen wind op zee in Duitsland komt het hoogspanningsnet in Duitsland onder druk te staan. De opgewekte elektriciteit in het noorden van Duitsland moet naar het zuiden getransporteerd worden. Doordat de ruimte op het hoogspanningsnet in Duitsland beperkt is, zal deze elektriciteit een andere weg zoeken, bijvoorbeeld via het hoogspanningsnet in Nederland. Hierdoor ontstaan “loop-flows”. Een loop-flow is een fysieke stroom in een biedzone (bijvoorbeeld Nederland) ten gevolge van een vermogensuitwisseling tussen een productie-eenheid en een belasting in een andere biedzone (bijvoorbeeld Duitsland)³².



Figuur 4: De witte pijlen geven een loopflow aan

- Om de congestie op het hoogspanningsnet in Duitsland tegen te gaan worden HVDC-verbindingen in Duitsland gerealiseerd³³. Wanneer deze verbindingen in gebruik worden genomen, zal naar verwachting het aantal loop-flows verminderen, omdat meer Noord-Zuidtransport binnen Duitsland gefaciliteerd zal kunnen worden.

3.3 Knelpunten in Noord-Nederland

Uit het IP 2020 TenneT komen een aantal knelpunten naar voren in de scenario's van TenneT in Noord-Nederland en het aangrenzend net in Overijssel, Flevoland en Noord-Holland. Op het 380 kV spanningsniveau komen knelpunten voor op de lijnen:

- 380 kV verbinding Eemshaven Oudeschip – Eemshaven. Deze verbinding ligt ten noorden van Vierverlaten en via deze verbinding wordt de elektriciteit van de RWE kolencentrale, Magnum centrale, COBRA-kabel en NorNed-kabel richting het zuiden van het land getransporteerd.
- 380 kV verbinding Eemshaven – Meeden. Deze verbinding is momenteel de enige 380 kV verbinding naar het zuiden van het land. Deze verbinding is het verlengde van de 380 kV verbinding tussen Eemshaven Oudeschip en de Eemshaven.
- 380 kV verbinding Ens – Zwolle. Ligt buiten Noord-Nederland. De verbinding is een belangrijke ader in het 380 kV net, omdat het Noord-Nederland verbindt met het westen van het land. Elektriciteit opgewekt in Noord-Nederland wordt via deze verbinding getransporteerd richting de Randstad. 380 kV verbinding Ens – Zwolle

³² Schavemaker, Pieter, and Van der Sluis, Lou.: *Electrical Power System Essentials*, 2nd edition, Wiley, July 2017, ISBN: 978-1-118-80347-9, bladzijde 276.

³³ NKT (2020). Corridor projects, Germany, <https://www.nkt.com/references/corridor-projects-germany>

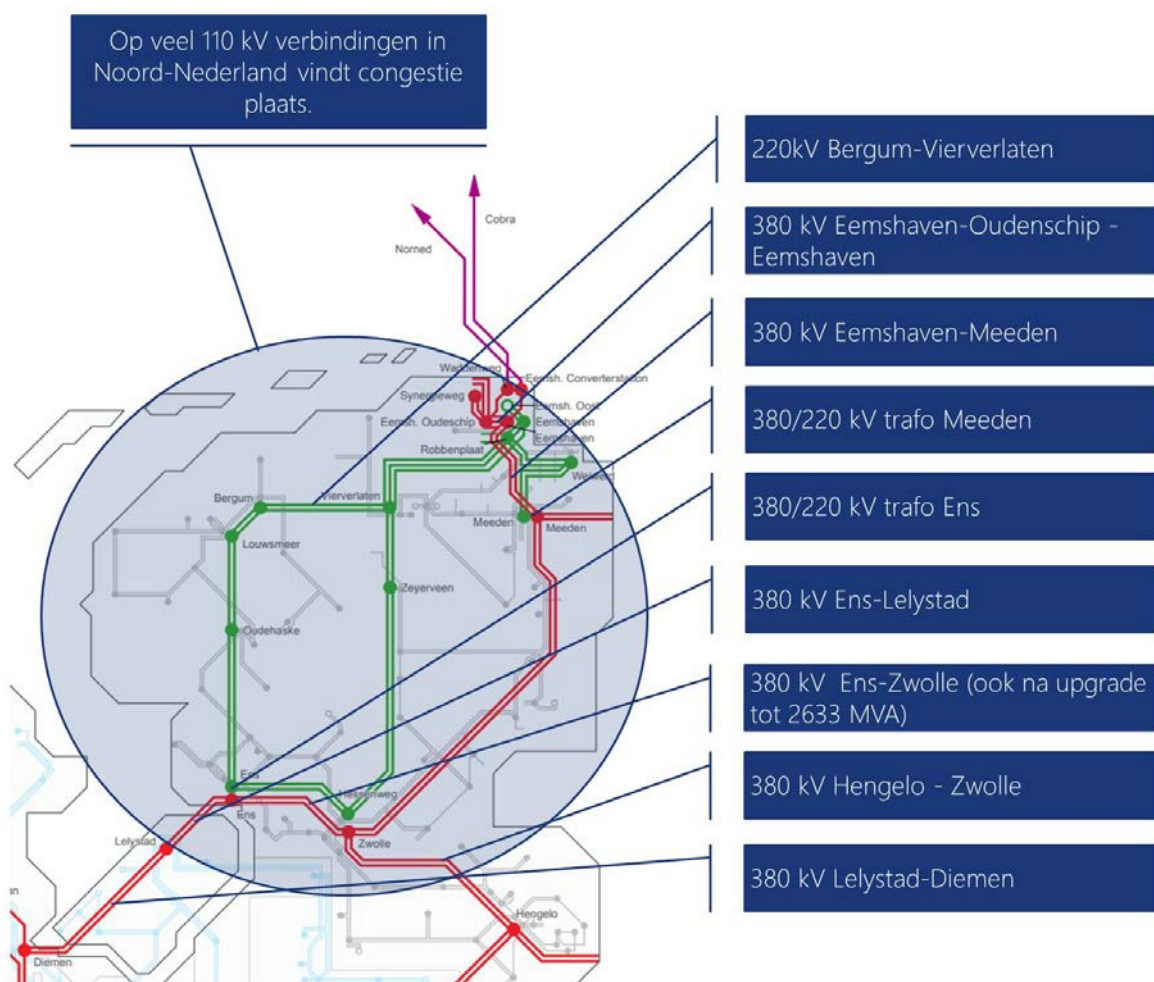
- 380 kV verbinding Ens – Lelystad. Deze verbinding vormt het verlengde van de verbinding tussen Ens en Zwolle.
- 380 kV verbinding Lelystad – Diemen. Deze verbinding vormt weer het verlengde van de verbinding tussen Ens en Lelystad en is de laatste lijn voordat de Rand is bereikt.
- 380 kV verbinding Hengelo – Zwolle. Deze lijn verbindt Nederland met Duitsland, maar zorgt ook voor het transport van elektriciteit naar de regio's rond de steden Hengelo, Almelo en Enschede.

Daarnaast ontstaan ook in het 220 kV spanningsniveau knelpunten:

- 220 kV verbinding Vierverlaten – Bergum. Deze verbinding maakt deel uit van de 220 kV ringstructuur in Noord-Nederland.

Tenslotte zijn er knelpunten op de 380/220 kV transformatorstations:

- 380/220 kV transformatorstation Meeden. Dit station verbindt het 220 kV tracé tussen Meeden en Weiwerd met het 380 kV net. De maximale belasting wordt in alle scenario's zwaar overschreden.
- 380/220 kV transformatorstation Ens. Dit station verbindt de 220 kV ringstructuur met het 380 kV net in Ens. De maximale belasting wordt in alle scenario's zwaar overschreden.



Figuur 5: Geïdentificeerde knelpunten in het scenario "klimaatakkoord".

3.4 Conclusies

Uit de bovenstaande analyse komen de onderstaande conclusies naar voren:

- Tot 2030 groeit het hernieuwbare opwekvermogen in Noord-Nederland sneller dan in de overige delen van Nederland. Deze groei van hernieuwbaar opwekvermogen verschilt binnen Noord-Nederland. In de provincie Groningen groeit het hernieuwbare opwekvermogen sneller dan in de provincie Fryslân als gevolg van verschillende RES ambities.
- Elektrificatie zorgt voor een toenemende vraag naar elektriciteit. De toename in het westen van het land is groter dan in het noorden van Nederland. Dit komt omdat het Noorden dunner bevolkt is, waardoor de vraag vanuit de gebouwde omgeving en mobiliteitssector beperkter is.
- Ook zorgt de groei van datacenters voor een groter vraag naar elektriciteit. Deze groei vindt met name plaats in de kop van Noord-Holland, de regio rondom Amsterdam en Almere en in de Eemshaven. De elektriciteitsvraag neemt echter niet zo sterk toe als het totaal oppervlak van datacenters. Dit komt omdat datacenters steeds efficiënter worden.
- De ontwikkelingen in de aangrenzende provincies hebben weinig impact op het hoogspanningsnet in Noord-Nederland.
- Door de nieuwe Europese wetgeving vastgelegd in het Clean Energy Package (CEP) wordt een beschikbaarheid van 70% van de nominale capaciteit vereist op buitenlandverbindingen. Dit vergt een versterkt Europees netwerk.
- In Noord-Nederland zien we een aantal knelpunten ontstaan in het hoogspanningsnet richting 2030 als gevolg van toenemende vraag en aanbod van elektriciteit. Deze knelpunten treden zowel op in transformatorstations als op tracés van verschillende spanningsniveaus. Met name de transformatorstations 380/220 kV Meeden en Ens komen zwaar onder druk te staan.

We zien dat druk toeneemt vanuit verschillende invalshoeken. Dit leidt momenteel al tot knelpunten op het net, welke naar verwachting alleen nog maar gaan toenemen richting 2030. Er is daarom voldoende reden om te kijken naar netversterking in Noord-Nederland. Belangrijk hierbij is om onderscheid te maken tussen nut en noodzaak. Het eerste is voordelig, maar niet cruciaal. Het tweede is wel cruciaal voor een stabiele 380 kV infrastructuur in Noord-Nederland. In hoofdstuk 4 worden argumenten die in beide categorieën vallen uiteengezet om daarmee een advies te geven over het 380 kV netversterking tussen Viervelaten en Ens.

4. Noodzaak en nut netversterking richting 2030

In dit hoofdstuk gaan we in op de noodzaak en nut van een verbinding tussen Vierverlaten en Ens. Hierbij maken we specifiek onderscheid tussen noodzaak en nut. Redenen die worden aangedragen onder paragraaf 4.2 Noodzaak worden gezien als cruciaal voor een goed functionerend toekomstig energiesysteem in Noord-Nederland. Argumenten genoemd onder paragraaf 4.3 Nut zijn niet cruciaal voor het toekomstige energiesysteem, maar dragen wel bij aan een beter functionerend systeem.

4.1 Noord-West 380 kV fase 2

In de periode 2008-2014 is een 380 kV verbinding tussen Vierverlaten en Ens eveneens onderzocht. Toen is besloten dat de noodzaak niet groot genoeg was om het proces verder voort te zetten. Aanbod van en vraag naar elektriciteit is sinds die tijd veranderd. Dit is de aanleiding geweest om in een voorverkenning te onderzoeken of het nodig zou zijn om een 380 kV verbinding aan te leggen (zie Hoofdstuk 3). Uit deze voorverkenning blijkt dat de druk op het hoogspanningsnet toeneemt door de groei van hernieuwbaar vermogen, maar dat er nog onvoldoende duidelijkheid was bij de belanghebbende partijen om dit voorstel te omarmen.

In deze studie kijken we naar de noodzaak en het nut van een verbinding tussen Vierverlaten en Ens. We gaan hierbij niet in op een specifiek tracé. Dat maakt deel uit van een vervolgonderzoek, wanneer blijkt dat er noodzaak is voor netverzwaring tussen Vierverlaten-Ens. Hoewel we geen specifiek tracé aanwijzen, gaan we wel uit van een bepaalde verbinding, namelijk een 380 kV verbinding met een nominale capaciteit van 2635 MVA. Deze capaciteit is vergelijkbaar met Noord-West fase 1. De investeringskosten bedragen circa 500-800 miljoen euro⁵.

4.2 Noodzaak

- De onmiddellijke noodzaak voor Vierverlaten-Ens 380 kV wordt ingegeven door de verandering in vraag en aanbod van elektriciteit in Noord-Nederland. Hierdoor ontstaan knelpunten en dit leidt tot een serie netelementen (zowel circuits als transformatoren) die in de verschillende scenario's (zwaar) overbelast zijn in de (n-2)-situatie: Ens-Zwolle (reeds in de (n-1)-situatie overbelast), Hengelo-Zwolle, de transformatoren in Ens en Meeden en Bergum-Vierverlaten (een 220 kV verbinding). n-2 betekent dat de (transport)capaciteit van een tracé of transformator niet volledig belast wordt, zodat er tijdens onderhoud of storingen geen problemen optreden indien een gedeelte van de (transport)capaciteit wegvalt. Het n-2 bedrijven van installaties biedt de meeste zekerheid, maar brengt wel met zich mee dat installaties zwaar uitgevoerd moeten worden. In het geval van een tracé betekent dit dat maximaal 33% van de (transport)capaciteit belast mag worden. Wanneer transformatoren of tracés n-1 bedreven worden, is een zekerheidsmarge ingebouwd die kleiner is dan in de n-2 situatie, maar nog steeds veel zekerheid biedt. In het geval van een tracé betekent dit dat maximaal de helft van de (transport)capaciteit belast mag worden.
- Het is noodzakelijk om deze knelpunten op te lossen. Verreweg de meeste van deze congesties worden opgelost in de scenario's KA en AT door de toevoeging van Vierverlaten-Ens 380; het FSI-scenario legt een zodanig beslag op het elektriciteitsnet dat congesties nauwelijks verminderen: alleen de congesties op de transformatoren in Ens en Meeden verminderen maar blijven operationeel gezien onacceptabel hoog (151%-185%).
- Investeringskosten in het Extra Hoogspanningsnet zijn noodzakelijk om bij te dragen aan de door de Europese Commissie vastgestelde norm van het beschikbaar stellen van 70% capaciteit op de buitenlandverbindingen. Met behulp van NW380 fase 2 verminderen de interne congesties, zoals de TenneT-berekeningen laten zien (zie ook eerste bullet van paragraaf 4.2 Nut). De capaciteit op de buitenlandverbindingen wordt berekend en gealloceerd met behulp van de Flow Based Market Coupling-methode (FBMC), een methodiek afgesproken

met alle lidstaten van de EU³⁴. De netberekeningen van TenneT in het IP zijn gebaseerd op import-exportwaarden waar geen rekening is gehouden met de verplichte 70% op de buitenlandverbindingen. Dit betekent dat de berekeningen in veel gevallen een te rooskleurig beeld laten zien; (hoogst)waarschijnlijk vallen de congesties hoger uit. Vierverlaten-Ens 380 kV zorgt voor een vermindering van de interne congesties, door verlaging van de voorbelasting van de netelementen van TenneT-Nederland.

- De bestaande capaciteitsknelpunten in Noord-Nederland zijn van dien aard dat de mogelijkheden voor TenneT om circuits buiten bedrijf te stellen beperkt zijn³⁵: de wettelijke bepaling dat het net (n-1)-veilig bedreven moet kunnen worden, ook bij onderhoud³⁶, laat dit niet toe. De verbinding Vierverlaten-Ens 380 kV brengt een ringstructuur in Noord-Nederland tot stand die daar zorgt voor noodzakelijk redundantie: mocht de ringstructuur doorbroken worden door een uitval tijdens onderhoud, dan blijft het mogelijk de stroom naar belastinggebieden te transporteren via de andere nog in werking zijnde "tak" van de ring en dus kan TenneT het benodigde onderhoud uitvoeren.
- De impact van Vierverlaten-Ens 380 kV op het fenomeen "loop-flows" is moeilijk te duiden, nog minder eenvoudig te kwantificeren. Deze extra infrastructuur kan wel meer loop-flows faciliteren, immers de flows verdelen zich over meer verbindingen. Het structurele congestierapport³⁷ laat zien dat in het theoretische geval dat er geen loop-flows zouden zijn, het uiteindelijk vereiste niveau van 70% aan minimumcapaciteit niet gehaald wordt. De impact van loop-flows is aanzienlijk, maar loop-flows zijn ook duidelijk niet de enige oorzaak dat TenneT op dit moment nog geen 70% capaciteit kan aanbieden. Zodoende geldt dat ook met de Duitse maatregelen en netinvesteringen, zoals het aanleggen van HVDC Noord-Zuid-verbindingen die de loop-flows zullen verminderen, het nodig is om in Nederland de capaciteit uit te breiden om aan de vereiste minimumcapaciteit van 70% te kunnen voldoen. Tot slot: het feit dat er zoveel dwarsregeltransformatoren op de grenzen van Europa staan (zoals bijvoorbeeld op de Belgische noordgrens), is een indicatie dat loop-flows een probleem vormen; deze flows worden immers niet door de markt gealloceerd, en dienen door de TSOs in de dagelijkse bedrijfsvoering gemanaged (en eventueel operationeel gestuurd) te worden.

4.3 Nut

- De Europese Commissie stimuleert middels wet- en regelgeving dat lidstaten investeringen doen in hun EHS-net³⁸. Een van de maatregelen waar de EC zich van bedient is de hierboven genoemde 70%-maatregel. Een andere dimensie is dat Vierverlaten-Ens 380 kV het bestaande 220 kV-net ontlast, wat een positief effect heeft op de distributienetten van Liander en Enexis die meer netinvesteringmogelijkheden hebben. Dit draagt weer bij aan de eis van nauwe samenwerking tussen transmissiesysteembeheerders en distributiesysteembeheerders, teneinde te waarborgen dat hun netten kostenefficiënt, veilig en betrouwbaar worden ontwikkeld en beheerd³⁹.

³⁴ Artikel 20, lid 1 e.v. van de VERORDENING (EU) 2015/1222 VAN DE COMMISSIE van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer.

³⁵ In het kopje "Planning en voortgang" van paragraaf 6.3 Beter Benutten Bestaande 380 kV (BBB380), geeft TenneT aan dat ze haar belangen dient af te wegen in deze materie (*Investeringsplan Net op Land, 2020-2029*, blz. 86).

³⁶ Electriciteitswet 1998, artikel 31, lid 12. Op dit moment werkt EZK aan een Algemene maatregel van Bestuur (AmvB) omtrent het versoepelen van regels aangaande de enkelvoudige storingsreserve in noord Nederland. Aangezien deze AmvB nog niet is afgerond en daarmee het wetsartikel nog niet in werking is getreden, is voor het IP van TenneT de ontwerp-AMvB uit 2014 als toetsingskader gebruikt (*Investeringsplan Net op Land TenneT, 2020-2029*, blz.22).

³⁷ Het rapport van TenneT TSO B.V. ter vaststelling van structurele congestie overeenkomstig artikel 14, zevende lid, van Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking); goedgekeurd door de ACM 18 november 2019.

³⁸ zie bijvoorbeeld overweging 23, 66 en artikel 14, lid 3 van VERORDENING (EU) 2019/943 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking)

³⁹ artikel 57, lid 1 van rtikel 14, lid 3 van VERORDENING (EU) 2019/943 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking)

- De investeringen in NW380 fase 1 (EOS-Vierverlaten) worden beter benut en zijn derhalve meer doelmatig met de NW380 vervolgfase 2: het aangeboden productievermogen kan meer optimaal afgevoerd worden naar belastingcentra.
- Het ondersteunt de gedachte aan Nederland als één biedzone. Of Nederland één biedzone kan blijven, is uiteindelijk de uitkomst van de Bidding-Zonereview in Continentaal Europa. Maar de ACM heeft het structurele congestierapport goedgekeurd, mede gebaseerd op de door TenneT geplande NW380 fase 2- investeringen in Noord-Nederland⁴⁰. Tenzij het actieplan (tot 1 jan 2026) niet wordt nageleefd, ondersteunt deze investering de kans dat Nederland één biedzone blijft.

4.4 Netversterking specifiek op knelpunten

Een alternatieve vorm van netverzwaring is het aanleggen van een deel van de verbinding tussen Vierlaten en Ens. Uit het de doorrekening van TenneT blijkt dat er knelpunten ontstaan op de verbinding tussen Bergum – Vierverlaten. Tussen Bergum en Ens is dit nog niet het geval, waardoor de 380 kV verbinding tussen Eemshaven en Vierverlaten doorgetrokken zou kunnen worden tot Bergum. Hierbij zou tevens een station moeten worden uitgebreid om overbelasting te voorkomen. Daarnaast moeten 380/220 kV transformatorstations Meeden en Ens worden verzwakt, omdat deze in alle scenario's overbelast worden. Dit wordt door ons echter gezien als tijdelijke oplossing, omdat de topologie van het net niet veranderd. Er is geen sprake van een ringstructuur, waardoor onderhoud aan het 380 kV net in Noord-Nederland kritisch is. Daarnaast worden alleen de bestaande 380/220 kV stations verzwakt. De 380 kV verbindingen van en naar deze stations niet, waardoor de transportcapaciteit vanuit de Eemshaven naar het zuiden van Nederland niet toeneemt. Gezien de verwachte groei van wind op zee en de mogelijke aanlanding daarvan in de Eemshaven neemt de vraag naar transportcapaciteit waarschijnlijk toe. We zien deze alternatieve vorm van netversterking daarom niet als toekomstbestendig.

4.5 Conclusie noodzaak en nut

De bestaande 380 en 220 kV-netten in Noord-Nederland worden steeds zwaarder belast, ondanks dat lokaal grote verschillen bestaan. Een aantal verbindingen en transformatorstations heeft nog voldoende capaciteit, terwijl andere zwaar onder druk staan. Een directe oorzaak hiervan is het toenemende aanbod van elektriciteit. In combinatie met noodzakelijke redundantie tijdens onderhoud, de verplichte capaciteit op buitenland verbindingen en mogelijke loop-flows wordt versterking van het 380 kV net in Noord-Nederland noodzakelijk geacht. Daarbovenop is versterking nuttig omdat NW380 kV beter benut wordt, er meer elektriciteit de regio uit getransporteerd kan worden en het idee van Nederland als één biedzone wordt ondersteund.

⁴⁰ In het Dictum schrijft de ACM(cursivering Berenschot): Op basis van de voorgaande overwegingen over de inhoud van het structurele congestierapport (...), en mede in acht nemend de door TenneT uitgevoerde 70% analyse en de informatie over geplande investeringen, concludeert de Autoriteit Consument en Markt dat er voldoende aanwijzingen zijn om de conclusie te rechtvaardigen dat er structurele congestie is vastgesteld op één of meerdere kritieke netwerkelementen. Derhalve keurt de Autoriteit Consument en Markt dit verslag goed.

5. Alternatieven

In hoofdstuk 4 is de nut en de noodzaak van 380 kV netversterking tussen Vierverlaten-Ens uiteengezet. Normaliter vindt netverzwaring plaats wanneer nut en noodzaak aangetoond is. Alternatieven zouden echter een effectievere oplossing kunnen bieden, waardoor netverzwaring niet of minder noodzakelijk is. In dit hoofdstuk gaan we alleen in op de alternatieven voor de 380 kV verbinding tussen Vierverlaten en Ens. We kijken specifiek naar de periode tot 2030 in dit hoofdstuk. Het kan zijn dat alternatieven geen soelaas bieden voor netverzwaring tot 2030, maar mogelijk wel in de periode 2030-2050. De laatst genoemde periode laten we buiten beschouwing in dit hoofdstuk, maar wordt wel behandeld in paragraaf 6.3. Alle alternatieven worden dus beoordeeld op basis van de periode tot 2030 in dit hoofdstuk. In paragraaf 5.1 wordt een samenvatting gegeven van de alternatieven. In deze samenvatting wordt elk alternatief vergeleken met de benchmark. De benchmark is in dit geval netverzwaring. Alle alternatieven zijn beoordeeld op de criteria: technology readiness level (TRL), realisatie en doorlooptijd, capaciteit, jaarlijkse kosten en compatibiliteit, welke worden toegelicht in paragraaf 5.2. In paragraaf 5.3 wordt onderbouwd waarom een bepaalde score per criterium is toegekend voor elk alternatief.

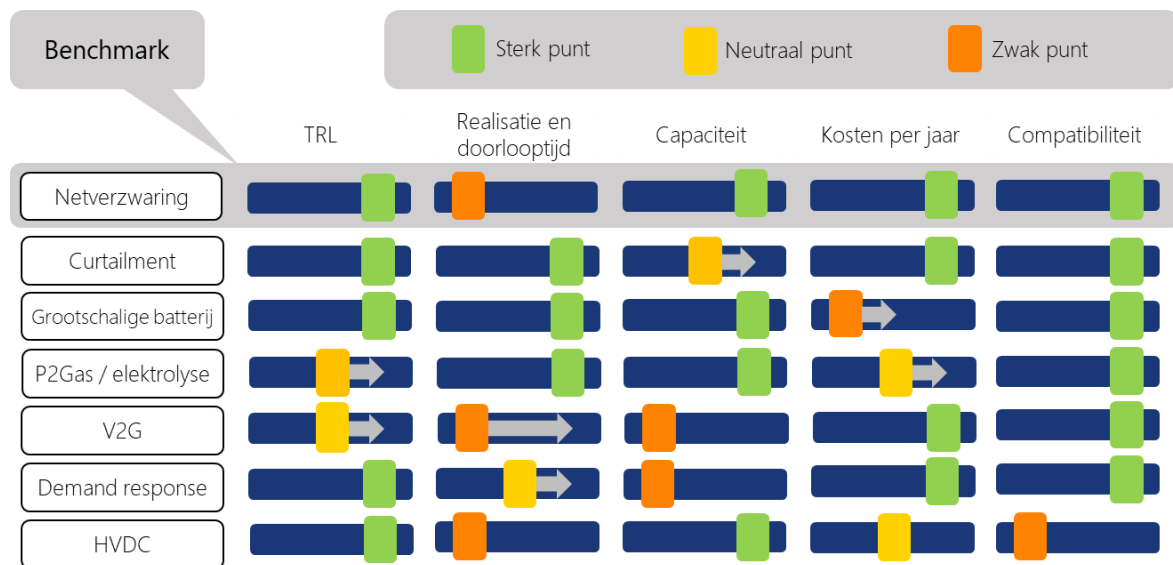
5.1 Inzichten alternatieven

De standaardaanpak om knelpunten te voorkomen is netverzwaring. Netverzwaring is in de toekomst wellicht niet altijd kosteneffectief en neemt veel tijd in beslag voordat de verzwaring gerealiseerd is. Alternatieven zouden mogelijk uitkomst kunnen bieden voor netverzwaringen. In Figuur 6 is een aantal alternatieven vergeleken met netverzwaring aan de hand van vijf criteria (zie paragraaf 5.2). In deze vergelijking wordt uitgegaan van netverzwaring in het 380 kV spanningsniveau. Verder is in figuur 6 gebruik gemaakt van een driepuntsschaal. De uitkomsten in Figuur 6 zijn dus niet absoluut, maar geven een indicatie van hoe de alternatieven scoren ten opzichte van netverzwaring in het 380 kV spanningsniveau. Uit de analyse concluderen we dat voor 2030:

- het toepassen van curtailment zinvol is wanneer veel duurzaam opwekvermogen opgesteld is. Dit geldt in het bijzonder voor zon-pv, omdat de opwek van zon-pv zowel seizoen afhankelijk is en een dag/nachtcyclus heeft. Hierdoor ontstaan grote pieken overdag gedurende de zomer en is er weinig opwek in de winter. De behoefte aan curtailment neemt toe met het stijgen van duurzame opwekvermogen. Curtailment is namelijk altijd een percentage van het duurzame opwekvermogen. Bovendien gaat TenneT in haar scenario's ervan uit dat 80% van de piekcapaciteit van zonneweides wordt aangesloten op het net. Hierdoor vindt er al 20% curtailment plaats⁶. Wanneer gestreefd wordt naar 30% resulteert dit in 0,5 GW minder belasting op het net;
- grootschalige batterijen niet kosteneffectief zijn om grote langdurige overschotten van hernieuwbare elektriciteit op te vangen;
- een aantal technologieën, zoals power-to-gas (P2G) en vehicle-to-grid (V2G), op korte termijn niet op grote schaal voorhanden is. De inzet van deze technologieën kan niet worden gewaarborgd op korte termijn, waardoor knelpunten in de nabij toekomst niet opgelost kunnen worden;
- demand side response een kosteneffectieve manier is om de belasting van het net te verminderen. De flexibiliteitscapaciteit in 2030 is naar verwachting te klein om de enorme aanbodknelpunten te ontlasten.
- het Nederlandse energiesysteem is volledig uitgelegd op wisselstroom. Integratie van HVDC tussen Vierverlaten-Ens zou daarom aanpassingen vereisen in de bestaande infrastructuur. Bovendien is de afstand tussen Vierverlaten-Ens te kort, waardoor de voordelen van HVDC niet opwegen tegen de nadelen.

Alternatieven lijken op dit moment geen volwaardig substituum te zijn voor netverzwaring in het hoogspanningsnet in Noord-Nederland. Alleen curtailment is haalbaar en betaalbaar, maar lost het probleem gedeeltelijk op waardoor netverzwaring nog steeds noodzakelijk zal zijn. Voor andere alternatieven geldt dat de technologie nog niet kosteneffectief of voldoende volwassen (TRL) is, over onvoldoende capaciteit beschikt of dat het lastig te integreren is in de huidige elektriciteitsinfrastructuur. Een combinatie van alternatieven is mogelijk,

maar de risico's van haalbaarheid nemen daarbij toe, ook de uitbreiding van de capaciteit is niet per se de optel som van de alternatieven. Daarom zijn wij van mening dat een combinatie van alternatieven in 2030 geen alternatief biedt voor netverzwaring in het hoogspanningsnet in Noord-Nederland.



Figuur 6: Overzicht van de categorieën gescoord op een 3-puntenschaal

5.2 Criteria

Er zijn verschillende alternatieven die mogelijk ingezet zouden kunnen worden in plaats van netverzwaring. Om alle alternatieven te kunnen vergelijken zijn vijf criteria gedefinieerd waarop elk alternatief beoordeeld wordt. De vijf criteria zijn hieronder verder uitgewerkt en zijn alleen van toepassing op de periode 2020-2030. Door innovaties is het is mogelijk dat alternatieven verder in de toekomst een prominentere rol zullen spelen. Dit wordt in deze analyse niet meegenomen omdat het vraagstuk zich momenteel afspeelt en waardoor vooralsnog onzekere toekomstige ontwikkelingen geen soelaas bieden voor de huidige problematiek. In hoofdstuk 6 wordt hier wel aandacht aan besteed, wanneer de nadruk wordt gelegd op de periode na 2030.

- **Technology Readiness level (TRL).** Met dit criterium wordt de volwassenheid van het alternatief aangegeven. Een laag TRL betekent dat de technologie nog doorontwikkeld moet worden voordat deze op grote schaal in gebruik kan worden genomen. Een hoog TRL-niveau betekent dat het alternatief op grote schaal is gedemonstreerd en daardoor beschikbaar is op korte termijn.
- **Realisatie en doorlooptijd.** De periode die nodig is voordat het alternatief in gebruik kan worden genomen. Het gaat hier specifiek om de constructieperiode, niet om de periode die nodig is voor de ontwikkeling van het alternatief. Dit criterium moet daarom niet verward worden met TRL.
- **Capaciteit.** De effectiviteit van een alternatief om knelpunten in het hoogspanningsnet te voorkomen. Het criterium capaciteit kan in dit geval zowel betrekking hebben op vermogen als op opslagcapaciteit indien relevant.
- **Jaarlijkse kosten.** Dit criterium laat zien wat de jaarlijkse kosten zijn van het alternatief. In de jaarlijkse kosten zijn zowel de investerings- als operationele kosten meegenomen.
- **Compatibiliteit.** De inpassing van het alternatief in de bestaande elektriciteitsinfrastructuur is belangrijk om het alternatief te laten slagen. Dit criterium geeft kwalitatief inzicht in de integratie van het alternatief in het bestaande elektriciteitsnet.

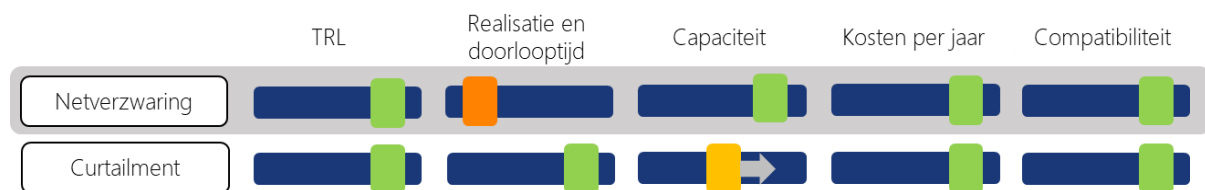
De volgorde waarin de criteria genoemd zijn geeft eveneens de prioriteit weer. Het TRL-niveau wordt gezien als het belangrijkste criterium omdat een alternatief beschikbaar moet zijn om het alternatief te overwegen. Daarna speelt

realisatie en doorlooptijd een rol. Wanneer het zeer lang duurt voordat een alternatief in gebruik genomen kan worden is het wellicht te laat en heeft het niet meer het gewenste effect. Capaciteit volgt daarna, omdat dit aangeeft in hoeverre het alternatief uitkomst kan bieden om netcongestie tegen te gaan. Tenslotte volgen jaarlijkse kosten en compatibiliteit. Ruimtegebruik is geen onderdeel van de analyse omdat dit wordt gezien als een effect van de keuzes. Ruimtegebruik en eventuele andere factoren zijn niet meegenomen in deze studie en kunnen in latere fases aan de orde komen.

5.3 Alternatieven

De verschillende alternatieven worden in onderstaand stuk in verder detail besproken. We gaan in op de verschillende criteria en vergelijken de alternatieven met netverzwaring.

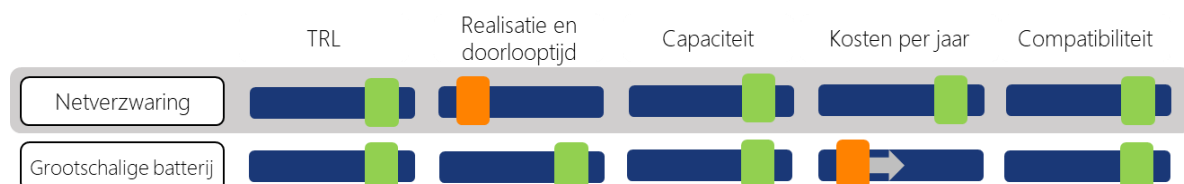
Curtailment



Bij curtailment wordt een grens gesteld aan het maximale vermogen dat mag worden ingevoerd op het net. Zo zou bijvoorbeeld een zonnepark met een piekvermogen van 10 MW kunnen worden aangesloten door middel van een aansluiting met transportvermogen voor 7 MW. Wanneer het piekvermogen groter is dan het transportvermogen zal de elektriciteitsproducent af moeten schakelen. Een gevolg hiervan is dat het netwerk niet verzwakt hoeft te worden tot het piekvermogen van een elektriciteitsproducent. Curtailment is daarom een eenvoudige oplossing om flexibiliteit te realiseren in het energiesysteem en past met name goed bij zonnepanelen.

Het TRL-niveau van curtailment is hoog, omdat de benodigde afschakeltechniek reeds voorhanden is. Dit vormt daarom geen bottleneck wanneer curtailment toegepast wordt. Er is geen sprake van een lange aanloopperiode waarin alle installaties gebouwd worden. De capaciteit van curtailment is gelijk aan een percentage van het opgestelde vermogen dat niet op het net gebracht worden. Wanneer een zonnepark met een 30% lagere capaciteit dan het piekvermogen wordt aangesloten dan zal dat slechts zo'n 2% op de totale jaar productie schelen, zie Bijlage 2. Hoe hoger het percentage curtailment, hoe groter het energieverlies. Zelfs wanneer de producenten gecompenseerd worden voor de gederfde inkomsten zijn de jaarlijkse kosten van curtailment gering als het percentage curtailment niet groter is dan 30% van het piekvermogen. De berekening in Bijlage 1 laat zien dat de jaarlijkse kosten worden geschat op circa 4 MEUR per GW. Dit is zeer laag vergeleken met de kosten van netverzwaring welke worden geschat op €21 MEUR per GW. Echter, naarmate een groter percentage van de elektriciteit niet op het net wordt gebracht nemen de kosten exponentieel toe. De compatibiliteit met de bestaande netinfrastructuur is goed, omdat er geen speciale aanpassingen verricht te hoeven worden.

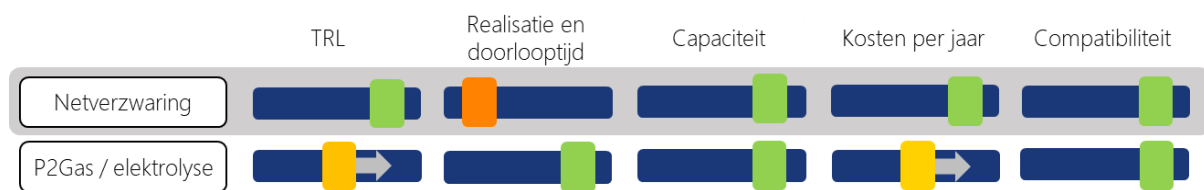
Grootschalige batterijen



Bij grootschalige batterijen worden elektriciteitsoverschotten chemisch opgeslagen. Tevens kunnen batterijen elektriciteit leveren wanneer de vraag het aanbod overschrijdt. In Noord-Nederland is op momenten van piekbelasting het aanbod groter dan de vraag naar elektriciteit. Dit impliceert dat elektriciteit in batterijen opgeslagen moet worden om piekbelasting te voorkomen. Vaak gaat dit om grote hoeveelheden elektriciteit.

De technologie is reeds beschikbaar op grote schaal. De grootste operationele batterij heeft een vermogen van 230 MW⁴¹. Vergunningen voor batterijen met een vermogen van meer dan 1 GW zijn echter al verleend in het buitenland⁴². Het TRL wordt daarom voldoende geacht voor implementatie van batterijen rondom 2030. Qua realisatie en doorlooptijd wordt verwacht dat batterijen relatief snel gebouwd kunnen worden. Batterijen kunnen namelijk modulair worden geleverd en kunnen relatief eenvoudig geïntegreerd worden in de bestaande elektriciteitsinfrastructuur. De opslagcapaciteit van batterijen vormt echter wel een probleem. Doordat opslagcapaciteit kostbaar is moeten batterijen vaak op- en ontladen worden om ze kostenefficiënt in te zetten. Een kleine batterijcapaciteit met veel op- en ontladcycli is daarom vaak ideaal vanuit kostenperspectief. Wanneer grootschalige batterijen worden gezien als alternatief voor netverzwaring moet echter veel opslagcapaciteit beschikbaar zijn om grote verschillen tussen vraag en aanbod op te vangen. Hierdoor wordt de inzet van batterijen snel kostbaar vanwege de hoge investeringskosten. Dit vormt de grootste barrière wanneer batterijen als alternatief voor netverzwaring worden gezien. Bijlage 1 laat zien dat de jaarlijkse kosten van batterijen bijna 17 keer zo hoog zijn als die van netverzwaring, namelijk 355 MEUR / GW tegenover 21 MEUR/GW. Batterijen scoren daarentegen hoog op compatibiliteit omdat ze vrijwel direct geïntegreerd kunnen worden in de bestaande netinfrastructuur.

Power-to-gas (P2G/electrolyse)



P2G of elektrolyse zet elektriciteit om in waterstof. Waterstof is in de 2050 scenario's essentieel om een klimaatneutrale toekomst mogelijk te maken, doordat waterstof anders dan elektriciteit voor langere tijd opgeslagen kan worden en verduurzaming mogelijk maakt op plekken waar elektriciteit geen oplossing biedt (lees: hoge temperatuursprocessen). Het is in de 2050 scenario's dus essentieel dat er waterstof geproduceerd wordt, en in veel gevallen zal dit met P2G gebeuren.

Het TRL van P2G is hoog op kleine schaal, maar niet voldoende hoog om deze technologie op korte termijn op GW-schaal in te kunnen zetten. Want hoewel de eerste 100 MW demonstratieprojecten geïnitieerd zijn, is er nog geen enkele operationeel⁴³. De 'grootste elektrolyser ter wereld' heeft een vermogen van 20 MW en wordt binnenkort in gebruik genomen⁴⁴. Om P2G als serieus alternatief te zien voor netverzwaring zal de capaciteit moeten worden vergroot naar GW-schaal.

P2G-installaties kunnen modulair gebouwd worden en de capaciteit is vrijwel onbeperkt. Wel is het van belang dat er een waterstofinfrastructuur of een lokale waterstofopslag met voldoende capaciteit is, of dat er lokale afname van waterstof mogelijk is. De verwachting is dat bij een waterstofbackbone de opslagcapaciteit en de infrastructuur voldoende capaciteit bieden op GW-schaal al omstreeks 2027⁴⁵. De realisatie en doorlooptijd is daarom relatief kort.

⁴¹ Recharge (2020). World's largest battery storage complex brought on line in California as blackouts loom

⁴² Commercialsolarguy (2020). Americas first gigawatt battery permitted in California; the state needs about three of them to fight the blackouts

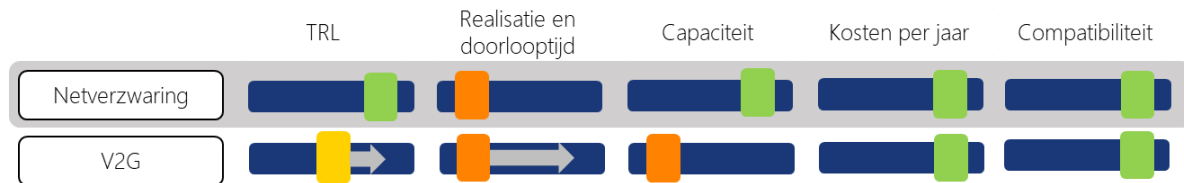
⁴³ SPglobal (2020). Dutch 20MW green hydrogen electrolyzer project secures EU funding, <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/012420-dutch-20-mw-green-hydrogen-electrolyzer-project-secures-eu-funding>

⁴⁴ Plant (2019). Air Liquide adds 20MW hydrogen system to Becancour plant, <https://www.plant.ca/sustainability/air-liquide-adds-20-mw-hydrogen-system-to-becancour-plant-181614>

⁴⁵ Beantwoording Kamervragen over Kabinetsvisie waterstof

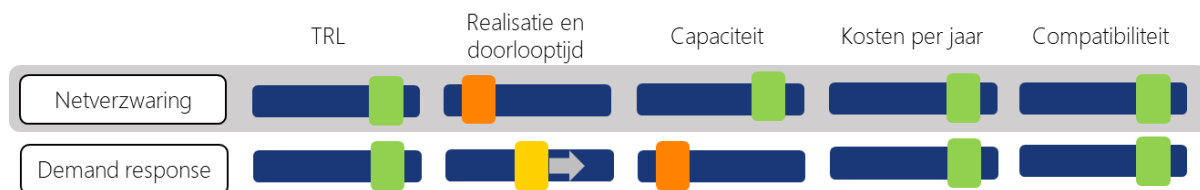
Ook is de inzet van P2G als alternatief voor netverzwaring momenteel duur vanwege de hoge investeringskosten en een onvoldoende lage elektriciteitsprijs en eventueel lage benutting bij de inzet om netverzwaring te voorkomen. De jaarlijkse kosten van P2G worden in Bijlage 1 geschat op 61 MEUR/GW. Een factor 3 meer vergeleken met netverzwaring. De compatibiliteit is hoog, omdat de elektrolyse units ingepast kunnen worden in het huidige elektriciteitsnet.

Vehicle-to-grid (V2G)



Bij V2G wordt de aanwezige batterijcapaciteit in elektrische voertuigen ingezet voor het balanceren van het elektriciteitsnet. De technologie is reeds voorhanden, maar nog niet op grote schaal getest. In Utrecht wordt momenteel een pilot uitgevoerd waarbij onderzocht wordt of V2G uitkomst kan bieden voor netcongestie⁴⁶. Elders in Nederland zijn vergelijkbare projecten gestart⁴⁷. De huidige laadinfrastructuur is bovendien nog niet voldoende volwassen en op veel plekken kan de laadinfrastructuur nog niet terug leveren aan het net⁴⁸. Het TRL-niveau is daardoor niet voldoende hoog om in 2030 als serieus alternatief te dienen voor netverzwaring. Daarnaast moeten voldoende laadpunten worden gerealiseerd en elektrische voertuigen op de weg komen. Het neemt een behoorlijke periode in beslag voordat dit gerealiseerd is. De capaciteit van de technologie houdt hier verband mee. Naarmate meer elektrische voertuigen op de weg komen en het aantal laadpunten toeneemt, is het waarschijnlijk dat de capaciteit van V2G groeit. Het aantal voertuigen Noord-Nederland is kleiner dan in de overige delen van Nederland, waardoor de capaciteit van V2G daar minder hard groeit vergeleken met andere delen van Nederland. Vooralsnog is de capaciteit te klein om als alternatief gezien worden voor netverzwaring. In de berekening in Bijlage 1 wordt het totale vermogen van V2G in Noord-Nederland in 2030 geschat op 300 MW. De jaarlijkse kosten van V2G zijn nog niet geheel duidelijk. Een voordeel is dat geen batterijcapaciteit geïnstalleerd hoeft te worden, wel moet een adequate infrastructuur beschikbaar komen. De kosten van deze infrastructuur en het gebruik hiervan voor het opvangen van onbalans zijn lastig in te schatten. Vergeleken met netverzwaring schatten we in dat de kosten lager zullen uitvallen.

Demand side response (flexibiliteit in de industrie)



Door het creëren van flexibiliteit in de industrie wordt de vraag naar elektriciteit regelbaar. Op momenten van elektriciteitsoverschotten kan de vraag worden opgeschroefd zodat het aanbod van elektriciteit kan worden opgevangen. Op momenten van tekorten wordt de vraag daarentegen teruggeschroefd. Op deze manier hoeft elektriciteit niet voor de regio geïmporteerd of geëxporteerd te worden en resulteert dat in minder benodigde transportcapaciteit. Het is hierbij van belang dat de locaties van opwek en afname niet te ver van elkaar verwijderd

⁴⁶ Smart solar charging (2020). <https://smartsolarcharging.eu/het-project/>

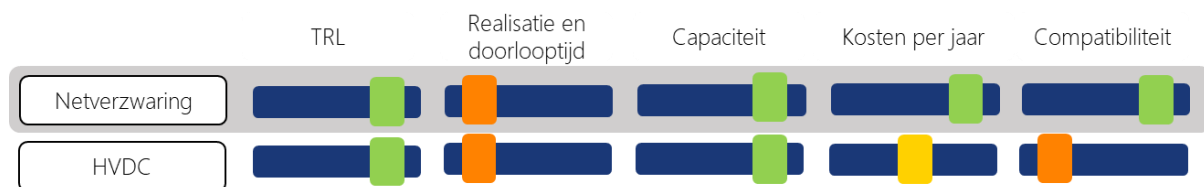
⁴⁷ Hva (2018). <https://www.hva.nl/binaries/content/assets/subsites/urban-technology/vehicle2grid-repository.pdf?1518609633302>

⁴⁸ NAL (2019)

zijn, anders is transport alsnog noodzakelijk. Demand side response in de industrie is op dit moment voornamelijk een afschalingsrespons.

Het TRL-niveau van flexibiliteit is hoog op een aantal plekken zijn de bedrijfsprocessen al ingericht voor een flexibele vraag. In Noord-Nederland is, zo'n 300 MW demand side response vermogen beschikbaar. De realisatie en doorlooptijd zijn onzeker, zeker omdat het voor grote vermogens over vele actoren zal gaan; niet alle industrieën kunnen of zullen tegelijkertijd hun processen aanpassen zodat ze gestuurd kunnen worden op het aanbod van elektriciteit. Dit is een proces waarin demand side reponse langzaam ingroeit in de industrie. Hierdoor is op korte termijn nog niet veel flexibiliteit in de industrie beschikbaar. De verwachting is dat dit op termijn gaat toenemen, wanneer bedrijven op natuurlijke momenten hun processen anders gaan inrichten. De capaciteit zal daarom in eerste instantie klein zijn en op den duur toenemen. Wij hebben een globale inschatting kunnen maken van de demand response capaciteit in de toekomst op basis van gesprekken die wij met industrievertegenwoordigers gevoerd hebben. De huidige capaciteit wordt momenteel geschat op 300 MW en zal kunnen groeien naar 600 MW in 2050⁴⁹. Demand response wordt daarom nog niet gezien als alternatief voor netverzwaring. De jaarlijkse kosten van demand side response zijn gering⁴⁹. Bedrijven investeren in hun processen waardoor mogelijk flexibiliteit ontstaat en zetten hiervoor hun eigen business case op. Netbeheerders zullen weinig hoeven te investeren om flexibiliteit te creëren. Dit geldt eveneens voor compatibiliteit. De huidige infrastructuur zal bij demand side response weinig aangepast hoeven te worden.

HVDC (High Voltage Direct Current)



HVDC is een vorm van netverzwaring waarbij gebruik wordt gemaakt van een verbinding op gelijkstroom. Deze vorm van elektriciteitstransport wordt met name ingezet wanneer grote afstanden overbrugd moeten worden. Hoe groter de afstand, hoe groter het voordeel dat behaald kan worden met HVDC ten opzichte van reguliere AC (Alternating Current/Wisselstroom) verbindingen, omdat de transportverliezen kleiner zijn⁵⁰. Deze voordelen overstijgen dan de nadelen van meerinvesteringen voor AC/DC koppelingen.

Het TRL- niveau van HVDC is hoog. In het buitenland zijn HVDC-verbindingen al langer tijd in gebruik, bijvoorbeeld in China en de Verenigde Staten⁵⁰, Nederland heeft een HVDC-verbinding met Noorwegen via de NorNed kabel.

Een HVDC-verbinding als alternatief voor NW380 kV fase 2, zou binnen een AC systeem plaatsvinden, waardoor de investeringen hoger zijn dan bij een AC-verzwaring. Daarnaast is de transportafstand (te) klein, waardoor de voordelen relatief beperkt zijn. Hierdoor is er geen concurrerend kostenvoordeel ten opzichte van normale netverzwaring. Ook een langere HVDC verbinding tussen Vierverlaten en Diemen in plaats van een verbinding tussen Vierverlaten en Ens achten wij niet kosteneffectief, omdat de afstand niet voldoende toeneemt om tot lagere transportverliezen te komen. Daarnaast lost een HVDC verbinding tussen Vierverlaten en Diemen de knelpunten in Noord Nederland niet op.

De realisatie en doorlooptijd van een HVDC-verbinding is vergelijkbaar met netverzwaring. De capaciteit is afhankelijk van de nominale capaciteit waarop de HVDC-verbinding wordt ontworpen en kan gelijk worden gesteld aan reguliere netverzwaring. Omdat een HVDC verbinding door de omzetting van AC/DC niet een

⁴⁹ Op basis van een interview met Groningen Seaports

⁵⁰ Kennisplatform. www.kennisplatform.nl/ervaringen-hvdc-in-andere-landen

gelijksoortige transportcapaciteit biedt als AC-netverzwaring, is de impact van een HVDC verbinding van gelijk vermogen op de knelpunten kleiner. De compatibiliteit met de bestaande infrastructuur is daarom niet optimaal.

5.4 Combinatie van alternatieven

Een combinatie van alternatieven is mogelijk, en lijkt op het eerste gezicht een logische keuze om sterker te kunnen concurreren met netverzwaring. Maar de risico's van meerdere nog niet volledig bewezen technieken nemen sterk toe, want de combinatie werkt alleen bij het slagen van al deze ontwikkelingen op het juiste moment. Daarnaast neemt de capaciteit niet per se toe als optelsom van de alternatieven, zeker als men de kosten in acht neemt. Een combinatie van curtailment, batterijen en P2G is technisch gezien interessant. Hierbij zou curtailment de hoogste top van zonneparken afsnijden, batterijen zouden de dagelijkse fluctuaties in vraag en aanbod opvangen en P2G zou bij te grote overschotten inspringen. Voor een kosteneffectieve toepassing zou P2G nog steeds een zeer groot vermogen moeten hebben, batterijen zouden slechts een kleine bijdrage leveren. De kosten van een dergelijke oplossing zouden daarmee in ieder geval niet sterk af nemen. Een combinatie van alternatieven is daarmee ook geen volwaardig substituut voor netverzwaring in het hoogspanningsnet in Noord-Nederland in 2030.

6. Doorkijk naar 2050

In dit hoofdstuk beantwoorden we de vraag: Is Noord-West 380 kV fase 2 een “no regret” investering? Om antwoord te krijgen op deze vraag gaan we in op de ontwikkelingen tussen 2030-2050 en de impact hiervan op de hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland. Eerst onderzoeken we de ontwikkelingen in elektriciteitsvraag en aanbod tussen 2030 en 2050 in paragraaf 6.1. Vervolgens bekijken we het nut van netversterking bij verschillende extreme situaties in paragraaf 6.2. In paragraaf 6.3 gaan we in op de alternatieven en de impact op nut en noodzaak. In paragraaf 6.4 bekijken we ontwikkelingen buiten Noord-Nederland en hun invloed op nut tussen 2030 en 2050. Vervolgens trekken we hieruit de conclusies voor nut en noodzaak na 2030 in paragraaf 6.5.

6.1 Ontwikkeling in elektriciteitsvraag en -aanbod periode 2030-2050

Het investeringsplan van TenneT heeft een horizon tot 2030. Voor de periode 2030-2050 zullen we daarom uit moeten gaan van een andere bron. TenneT en Gasunie en de regionale netbeheerders hebben voor de periode tussen 2030 en 2050 de klimaatneutrale energiescenario's opgesteld. Deze scenario's worden door hen gebruikt om een integrale infrastructuur verkenning te maken voor de periode tot 2050. Deze scenario's zijn daarom zeer relevant om ook specifiek naar de hoogspanningsinfrastructuur in Noord-Nederland te kijken.

Dit is een losse analyse bovenop de uitgevoerde analyse ten behoeve van dit onderzoek, voor een duidelijke vergelijking zijn in deze analyse de centrales ten aanzien van regelbaar vermogen richting 2050 gelijk gehouden o.a. op basis van de verschillende scenario's. Maar ook zodat het aantal veranderende factoren beperkt blijft, figuur 7 illustreert de aannames hiervoor.

In deze scenario's neemt het aanbod van hernieuwbaar opwekvermogen in Noord-Nederland toe na 2030. Waardoor de hernieuwbaarheid van de elektriciteitsmix van circa 70% in 2030 (zoals afgesproken in het Klimaatakkoord), stijgt tot 100% duurzaam in 2050. Ook het overige deel van de energiemix zal in 2050 volledig klimaatneutraal moeten zijn. Na 2030 zal de energiemix verder verduurzaamd worden; elektriciteit, waterstof, groen gas en overige biomassa zullen steeds een groter deel van de huidige fossiele energiebehoefte innemen. Daarnaast zal ook de behoefte aan duurzame energiedragers als grondstof toenemen. Het opgesteld vermogen aan hernieuwbare opwek groeit in alle klimaatneutrale energiescenario's. Ook in Noord-Nederland zal dit ten dele op land gerealiseerd worden. Daarnaast zal een deel van het offshore wind vermogen aangesloten kunnen worden in Noord-Nederland. Uitbreiding van de interconnectiecapaciteit wordt ook verwacht. Omdat de industrie in Noord-Nederland in de toekomst veel behoefte heeft aan waterstof en er veel offshore wind vermogen is, is het logisch dat er ook veel elektrolyzers in Noord-Nederland zullen staan.

6.1.1 Energiehubs

Er wordt in meerdere projecten gedacht aan het verbinden van meerdere offshore wind parken en verschillende landen in zogenaamde energiehubs. De North Sea Wind Power Hub (NSWPH) en het vergelijkbare concept van de Deense overheid zijn hier voorbeelden van. Het is zeer waarschijnlijk dat deze energiehubs pas rond 2035 operationeel zullen zijn en daarna zullen groeien in aangesloten vermogen. Hoewel er nog geen definitieve locatie is vastgelegd waar deze energiehubs in Nederland hun energie aan land zullen brengen, is de kans aanwezig dat dit (mede) in Noord-Nederland zal gebeuren. Daarnaast worden de energiehubs zodanig geconstrueerd dat windparken modulair kunnen worden aangesloten i.e. niet alle windparken hoeven tegelijkertijd gerealiseerd te worden. Het vermogen dat aangesloten wordt op de energiehubs groeit over tijd, waardoor het vermogen dat aanlandt eveneens groeit. Doordat de behoefte aan groene waterstof eveneens zal toenemen, hoeft niet alle opgewekte elektriciteit aan te landen als elektriciteit. De energie zou ook aan land gebracht kunnen worden in vorm van waterstof. Elektrolyzers zetten de elektriciteit dan op de hubs al om in waterstof.

6.2 Nut van netversterking bij extreme situaties

Om globaal inzicht te geven in de impact van de energietransitie op het elektriciteitsnet in Noord-Nederland is in Tabel 1 een viertal situaties gedefinieerd. Waarbij het aanbod varieert tussen veel en weinig en anderzijds de vraag varieert tussen veel en weinig. Wanneer deze situatie optreedt is beschreven in de tabel. Door deze situaties in kaart te brengen kan de mogelijke belasting van het elektriciteitsnet in Noord-Nederland globaal worden weergegeven.

51

Tabel 1: Overzicht van extreme situatie door variatie in elektriciteitsvraag en aanbod.

	Veel vraag	Weinig vraag
Veel aanbod	Situatie waarin er veel opwek is uit wind op zee, wind op land en zon-pv en tevens veel vraag naar elektriciteit vanuit industrie en gebouwde omgeving. Bijvoorbeeld op een zonnige maar winderige winterdag.	Situatie waarin er veel opwek is uit wind op zee, wind op land en zon-pv en tevens weinig vraag naar elektriciteit vanuit industrie en gebouwde omgeving. Bijvoorbeeld op een zonnige maar winderige zomerdag.
Weinig aanbod	Situatie waarin er weinig opwek is uit wind op zee, wind op land en zon-pv en tevens veel vraag naar elektriciteit vanuit industrie en gebouwde omgeving. Bijvoorbeeld op een windstille mistige winterdag.	Situatie waarin er weinig opwek is uit wind op zee, wind op land en zon-pv en tevens weinig vraag naar elektriciteit vanuit industrie en gebouwde omgeving. Bijvoorbeeld op een windstille maar warme lentedag.

In de eerste situatie, waarin zowel veel opwek van wind op zee, wind op land en zon-pv plaatsvindt en tevens veel vraag naar elektriciteit is, neemt de belasting van het elektriciteitsnet sterk toe. Dit is te zien in Figuur 7. Voldoende transportcapaciteit is van belang omdat het onwaarschijnlijk is dat op lokaal niveau de vraag naar elektriciteit gelijktijdigheid vertoont met het aanbod van elektriciteit. Daarnaast zien we dat het totale opwekvermogen de vraag naar elektriciteit inclusief elektrolyzers overstijgt. Er is in een dergelijke situatie mogelijkheid om een groot vermogen de regio uit te transporteren. Dit vermogen overstijgt de huidige capaciteit van de hoogspanningsinfrastructuur. De verbinding Vlieland-Enschede biedt in deze situatie extra transportcapaciteit ten opzichte van de huidige situatie en is zodanig in ieder geval nuttig.

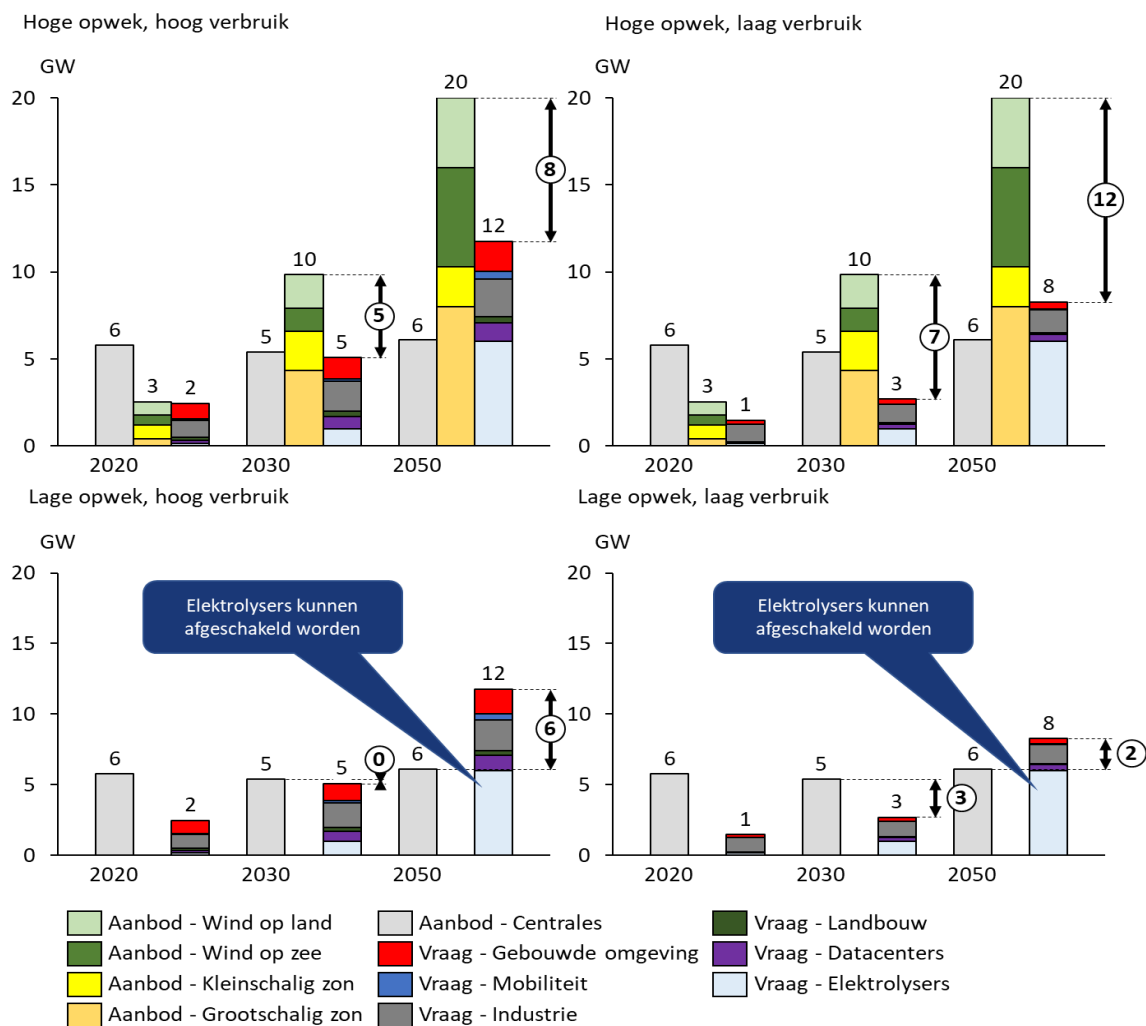
De tweede situatie, waarin er veel opwek van wind op zee, wind op land en zon-pv plaatsvindt, maar weinig vraag naar elektriciteit is, lijkt sterk op de eerste situatie. Er wordt echter nog minder elektriciteit gevraagd in Noord-Nederland, waardoor er een groter verschil ontstaat tussen vraag en aanbod. Er is in een dergelijke situatie mogelijkheid om een groot vermogen de regio uit te transporteren. Dit vermogen overstijgt de huidige capaciteit van de hoogspanningsinfrastructuur. De verbinding Vlieland-Enschede biedt in deze situatie extra transportcapaciteit ten opzichte van de huidige situatie en is zodanig in ieder geval nuttig.

De derde situatie, waarin er weinig opwek van wind op zee, wind op land en zon-pv plaatsvindt, maar veel vraag is in Noord-Nederland zal niet tot grote problemen leiden. Ten eerste omdat de vraag naar elektriciteit relatief klein is in Noord-Nederland ten opzichte van andere dichtbevolktere regio's in Nederland. Ten tweede kan het opgestelde vermogen aan elektrolyzers worden afgeschakeld. Tenslotte staat veel back-upvermogen opgesteld in de Eemshaven en bestaat interconnectie met Noorwegen en Denemarken via de reeds bestaande verbindingen en mogelijk via de nog te construeren energiehub. Voor de overige delen van Nederland is een verbinding met Noord-Nederland van waarde, omdat elektriciteit uit de Eemshaven en het buitenland naar andere delen van Nederland

⁵¹ Mogelijk zullen in de realiteit deze situaties minder extreem zijn. Dit komt omdat zon-pv en wind (met name op land) complementair zijn, waardoor het onwaarschijnlijk is dat het volledige zon-pv en wind op land vermogen tegelijkertijd op het net worden gebracht.

kan worden getransporteerd. Viervelaten-Ens kan in dit geval nuttig zijn voor de flow-based marketcoupling en voor het in stand houden van de Nederlandse markt als één biedzone.

De vierde situatie, waarin zowel weinig opwek van wind op zee, wind op land en zon-pv plaatsvindt en tevens weinig vraag naar elektriciteit is, is in feite geen extreme situatie voor het elektriciteitsnet. De belasting van het elektriciteitsnet is laag, omdat weinig elektriciteit op het net wordt gebracht en weinig elektriciteit van het net wordt afgenomen. De elektriciteitsinfrastructuur wordt op dergelijke momenten minder zwaar belast dan in de andere situaties.



Figuur 7: Vier extreme situaties door variatie in vraag en aanbod van elektriciteit.

Uit deze vier extreme situaties blijkt dat het verschil tussen vraag en aanbod niet zal afnemen in de periode 2030-2050. Hierdoor kan extra transportcapaciteit nuttig ingezet worden en blijft NW 380 kV nuttig. Mogelijk is een grotere transportcapaciteit ook nuttig, doordat de verschillen tussen vraag en aanbod verder toenemen. Dit is niet met zekerheid te concluderen uit bovenstaande analyse, maar wij raden aan met deze mogelijkheid rekening te houden.

6.3 Alternatieven periode 2030-2050

In hoofdstuk 5 worden een aantal alternatieven genoemd waarvan het TRL niet voldoende hoog is om deze technologie op korte termijn uit te rollen. Na 2030 zijn deze technologieën verder doorontwikkeld en volwassen

genoeg om op grote schaal geïmplementeerd te worden. Een deel van de alternatieven zullen belangrijk zijn voor een klimaatneutraal energiesysteem en zullen dus onafhankelijk van netversterking ingezet worden.

De belangrijkste vraag voor dit onderzoek is of deze alternatieven het nut voor de 380 kV verbinding tussen Ververlaten en Ens na 2030 zullen wegnemen. Zonder nut na 2030 is de verbinding namelijk in strijd met het lange termijn karakter van een hoogspanningsverbinding. De noodzaak van netversterking zou na 2030 deels weggenomen kunnen worden, zolang de verbinding nuttig blijft.

Wij verwachten dat het nut nog steeds aanwezig zal zijn na 2030. Hiervoor dragen we de onderstaande argumenten aan:

- De vraag naar en het aanbod van elektriciteit nemen ook na 2030 toe. Een grotere transportcapaciteit kan daarbij altijd nuttig ingezet worden zie paragraaf 6.2.
- Het elektriciteitsnet zal minimaal uitgelegd moeten worden op de vraagzijde, waardoor netverzwaring logisch is wanneer de vraag naar elektriciteit toeneemt.
- De bestaande capaciteitsknelpunten in Noord-Nederland zijn van dien aard dat de mogelijkheden voor TenneT om circuits buiten bedrijf te stellen beperkt zijn: de wettelijke bepaling dat het net (n-1)-veilig bedreven moet kunnen worden, ook bij onderhoud, laat dit niet toe⁵⁶. De verbinding Ververlaten-Ens 380 kV brengt een ringstructuur in Noord-Nederland tot stand die daar zorgt voor noodzakelijk redundantie. Alternatieven kunnen deze redundantie niet leveren (of slechts voor een zeer beperkt aantal uren).
- De aanbodknelpunten die ontstaan voor 2030 zullen eerder groter worden dan kleiner. Hierdoor zou eventueel extra verzwaring van de 380 kV verbinding tussen Ververlaten en Ens noodzakelijk kunnen zijn. Wij voorzien dat alternatieven richting 2050 beter zullen concurreren met netverzwaring. Dit komt enerzijds omdat de alternatieven verder ontwikkeld zullen zijn en omdat de kosten hiervan eveneens zullen zijn gedaald als gevolg van volwassenere technologieën. Alternatieven kunnen daarmee ook uitkomst bieden voor “het additionele probleem” na 2030: de toename van hernieuwbaar opwekvermogen na 2030.

6.4 Andere ontwikkelingen

Naast ontwikkelingen in Noord-Nederland zijn er andere ontwikkelingen die mogelijk van invloed zijn. De elektriciteitsvraag in de kop van Noord-Holland neemt sterk toe door de grootte van de datacenters. Een voorbeeld hiervan is het onlangs geopende datacenter van Google in de gemeente Hollands Kroon⁵². Een ander voorbeeld is het datacenter van Microsoft in de Wieringermeer⁵³. Als het aan de projectontwikkelaars ligt is dit zeker niet het laatste datacenter dat in deze regio gebouwd zal worden⁵⁴. De vraag naar elektriciteit zal sterk toenemen als deze datacenters gerealiseerd zullen worden. Ook de aanlanding van offshore windparken in Noord-Holland wordt voorzien. Gezien de beperkte hoogspanningsinfrastructuur in de kop van Noord-Holland is het waarschijnlijk dat de elektriciteitsinfrastructuur in deze regio verzaagd zal worden. Een verbinding tussen Ververlaten en het Westen van het land over de Afsluitdijk is daarom niet ondenkbaar en wordt ook benoemd door de regionale netbeheerders. Of dit een nuttige en noodzakelijke uitbreiding is, is geen onderdeel van ons advies.

Een andere ontwikkeling is een mogelijke splitsing van de huidige biedzone in Duitsland in twee of meer biedzones. De opsplitsing in meerdere Duitse biedzones zou de Duitse Noord-Zuid vermogensuitwisselingen onderhevig maken aan de competitie voor het gebruik van schaarse netcapaciteit, óók de competitie in het Nederlandse net (binnen de marktallocatiemechanismen); maakt de vermogensstromen over het Nederlandse net beter beheersbaar, omdat de (n-1)-veilige transportcapaciteit tussen deze Duitse biedzones een ongebreidelde

⁵² NoordHollands Dagblad (2029). Google geeft openheid over datacenter in Hollands Kroon; mega-investering goed voor 125 arbeidsplaatsen

⁵³ NRC (2020) Gebroken beloftes hoe de Wieringermeerpolder dichtslabde met windturbines en datacentra

⁵⁴ Hollandskroonactueel (2020). Microsoft start ontwikkeling tweede perceel voor datacenter

productie in Noord-Duitsland is die naar Zuid-Duitsland getransporteerd dient te worden. Dit zal hoogstwaarschijnlijk aanzienlijk minder loop-flows door het Nederlandse transportnet tot gevolg hebben. Overigens is Duitsland tegen een opsplitsing van Duitsland in verschillende biedzones en de verwachting is dat ze niet van haar standpunt af zal wijken. Omdat de uiteindelijke uitkomst inzake deze materie op het moment van schrijven van dit rapport uiterst ongewis is, kan deze optie daarom niet aangehaald worden als argument tegen Volverlaten-Ens 380 voor de periode na 2030.

De mogelijke systeemfunctie van waterstof kan belangrijk worden in de periode 2030-2050. Door het uitfasen van fossiele energiedragers zijn we op zoek naar duurzame energiedragers die eenvoudig en goedkoop opgeslagen kunnen worden. Waterstof leent zich hier goed voor, omdat het een gasvormige energiedrager is die tot op zekere hoogte vergelijkbaar is met methaan. Het kan bijvoorbeeld getransporteerd worden in pijpleidingen en ondergronds worden opgeslagen in zoutcavernes. Op momenten dat er onvoldoende hernieuwbare opwek plaatsvindt, kan waterstof worden ingezet in centrales om elektriciteit op te wekken. Daarnaast is waterstof een energiedrager die veel mogelijkheden biedt voor sectoren waarin verduurzaming door elektrificatie zeer complex en duur is. Dit is slechts een enkel voorbeeld van de systeemfunctie van waterstof. Voor aanvullende informatie kunnen de Klimaatneutrale energiescenario's 2050 van Berenschot en Kalavasta geraadpleegd worden¹⁴. Het alternatief P2G biedt dus niet alleen soelaas voor mogelijke knelpunten in het elektriciteitsnet, er wordt ook duurzame waterstof mee geproduceerd dat voor vele toepassingen ingezet kan worden.

6.5 Conclusie periode 2030-2050

Netversterking heeft in deze toekomst nog steeds nut. Door innovaties en ontwikkelingen van alternatieven kan de noodzaak over de tijd worden verminderd, hoewel onzeker is wanneer dat gebeurt. Versterking blijft daardoor tot die tijd nog steeds noodzakelijk; daarna is de versterking in ieder geval nuttig. Dit laatste komt met name omdat Noord-Nederland in de scenario's nog verder elektrificeert en het opgesteld vermogen aan duurzame opwek toeneemt. We zien in de scenario's gericht op 2050 dat (Noord-)Nederland nog verder elektrificeert. Waardoor niet alleen de belasting op het net toeneemt vanuit de aanbodzijde, maar ook vanuit de vraagkant. In Noord-Nederland ligt het zwaartepunt overigens wel op de aanbodzijde, doordat het relatief dunbevolkt is ten opzichte van andere regio's in Nederland en omdat het een knooppunt is in de internationale elektriciteitsinfrastructuur. Hoe verder vooruit men voorspellingen doet, hoe groter de onzekerheid. Wanneer besloten wordt om NW 380 fase 2 te realiseren, is het wenselijk om dit adaptief te doen. Adaptiviteit zorgt ervoor dat er beter op toekomstige ontwikkelingen geanticipeerd kan worden. Er zal nagedacht moeten worden of er ruimte moet worden gereserveerd voor verdere uitbreidingen, zodat de verbinding toekomstbestendig blijft.

7. Conclusie en aanbevelingen

Het scheppen van objectief inzicht omtrent nut en noodzaak nu en in de toekomst is cruciaal om uitspraken te kunnen doen over het al dan niet realiseren van een nieuwe 380 kV-hoogspanningsverbinding tussen Vierverlaten en Ens. Op de route naar 2050, met als tussenstation 2030/2035 zijn alle ontwikkelingen in kaart gebracht die mogelijk invloed hebben op het besluit NW380 kV fase 2.

Allereerst is gekeken naar de ontwikkeling van elektriciteitsvraag en aanbod met behulp van scenario's. Hieruit concluderen we dat tot 2030 het hernieuwbare opwekvermogen in Noord-Nederland sneller groeit dan in de overige delen van Nederland. Dit komt met name door de sterke ontwikkeling van zon-pv. De vraag naar elektriciteit groeit eveneens, maar volgt niet het tempo van het aanbod. Deze discrepantie wordt grotendeels veroorzaakt doordat Noord-Nederland relatief dunbevolkt is, waardoor de elektriciteitsvraag langzaam groeit en het aanbod snel toeneemt als gevolg van de beschikbare ruimte voor hernieuwbare opwek. Noord-Nederland is en zal vanwege de ontwikkelingen in vraag en aanbod een netto exporteur van elektriciteit blijven, waardoor voldoende transportcapaciteit in het koppelnet noodzakelijk blijft. Er zullen knelpunten optreden in het koppelnet als deze transportcapaciteit niet op tijd gerealiseerd wordt. Knelpunten zijn reeds gesignaleerd in loadflow-berekeningen waaraan scenario's van TenneT ten grondslag liggen. Deze knelpunten treden zowel op in transformatorstations als op tracés van verschillende spanningsniveaus. Met name de transformatorstations 380/220 kV Meeden en Ens komen zwaar onder druk te staan.

Naast de groei van elektriciteitsvraag en -aanbod speelt een aantal andere ontwikkelingen een rol. Door de nieuwe Europese wetgeving vastgelegd in het Clean Energy Package (CEP) wordt een beschikbaarheid van 70% van de nominale capaciteit vereist op buitenlandverbindingen. Dit zorgt mogelijk voor een zwaardere interne belasting omdat loop-flows hierdoor meer vrijheid krijgen. In combinatie met het feit dat de interne belasting al toeneemt door de groei van het elektriciteitsaanbod en de vraag, neemt de noodzaak van netversterking door NW380 kV fase 2 toe. Zeker, omdat er op deze manier voldoende redundantie wordt gecreëerd in tijden van onderhoud. Daarbij moet in acht worden genomen dat NW380 kV fase 1 doelmatiger wordt, wanneer fase 2 is gerealiseerd.

Alternatieven lijken op dit moment geen volwaardig substituuat te zijn voor netverzwaring. Alleen curtailment is haalbaar en betaalbaar, maar lost het probleem slechts gedeeltelijk op waardoor netverzwaring nog steeds noodzakelijk zal zijn. Voor andere alternatieven geldt dat de technologie nog niet kosteneffectief of voldoende volwassen (TRL) is, over onvoldoende capaciteit beschikt of dat het lastig te integreren is in de huidige elektriciteitsinfrastructuur. Daarbij moet in acht genomen worden dat het besluit op korte termijn genomen moet worden, omdat netverzwaring een realisatietijd van circa 10 jaar kent.

In de loop van de periode 2030-2050 lijken alternatieven of een combinatie van alternatieven wel een substituuat te kunnen worden voor (sommige) netverzwaring. Netversterking heeft in deze toekomst nog steeds nut. Door innovaties en ontwikkelingen van alternatieven kan de noodzaak over de tijd worden verminderd, hoewel onzeker is wanneer dat gebeurt. Versterking blijft daardoor tot die tijd nog steeds noodzakelijk; daarna is de versterking in ieder geval nuttig. Dit laatste komt met name omdat Noord-Nederland in de scenario's nog verder elektrificeert en het opgesteld vermogen aan duurzame opwek toeneemt.

Dit komt met name omdat Noord-Nederland in de scenario's nog verder elektrificeert en het opgesteld vermogen aan duurzame opwek toeneemt. Waardoor het verschil tussen de aanbodzijde, en de vraagzijde verder toeneemt. Daarnaast is de Eemshaven een knooppunt in de internationale elektriciteitsinfrastructuur. Grootchalige projecten zoals de NSWPH en de Deense variant hierop kunnen grote impact hebben op de elektriciteitsinfrastructuur in de Eemshaven. Het Nederlandse koppelnet moet wel geschikt zijn om deze ontwikkelingen te accommoderen.

Aan het eind van dit onderzoek kwam nog additionele informatie in de vorm van het concept CES (Cluster Energie Strategie) en het convenant “Vorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen”, waarin grotere vermogens voor de industrie en elektrolyse zijn aangenomen dan in eerdere scenario’s⁵⁵. Daarvoor is een additionele impactanalyse uitgevoerd (bijlage 4) waarbij is gekeken of hierdoor de conclusies van onderzoek zouden veranderen. De uitkomst daarvan is dat hierdoor sommige knelpunten mogelijk minder (vaak) overbelast zouden zijn, maar dit biedt slechts een beperkte tot geen oplossing op een groot gedeelte van de knelpunten, die dus blijven bestaan. Daarnaast ontstaan er hierdoor ook weer potentiële nieuwe knelpunten. Tenslotte biedt het geen oplossing voor knelpunten als gevolg van decentrale hernieuwbare opwek in Friesland. De eindconclusies van dit onderzoek ten aanzien van nut en noodzaak blijven daarmee onveranderd.

⁵⁵ Tijdens dit onderzoek is nieuwe informatie ten aanzien van de omvang van de industrie en waterstofproductie ingebracht. Deze informatie komt voort uit de concept CES (Cluster Energie Strategie) en het convenant “Vorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen”. Hierin is een stuk grotere elektriciteitsvraag van de industrie en waterstofproductie aangenomen van nu 410 MW naar 3380 MW in 2030. Op basis van deze nieuwe ingebrachte informatie is een additionele kwalitatieve impact analyse uitgevoerd (zie bijlage 4). Deze ingebrachte informatie is naast de scenario’s van TenneT gelegd. Op basis daarvan is gekeken wat de impact van de CES en het convenant is op deze nieuwe aannames binnen de scenario’s en de gevonden knelpunten en eventuele nieuwe knelpunten in de oorspronkelijke loadflow berekeningen.

Bijlage 1. Achtergrond berekeningen alternatieven

In hoofdstuk 5 wordt een aantal alternatieven kwalitatief uiteengezet aan de hand van vijf criteria. Achter deze criteria liggen berekeningen om dieper inzicht te krijgen in hoe deze alternatieven zich tot elkaar verhouden. In deze bijlage gaan we in op de berekening. Deze berekeningen zijn generiek en bedoeld om de alternatieven te vergelijken op hoofdlijnen. Daarom zullen de berekeningen anders uitpakken wanneer elk alternatief situatie specifiek bekeken wordt.

Samenvatting

	TRL	Realisatie en doorlooptijd	Capaciteit 2030 [GW]	Capaciteit 2050 [GW]	Jaarlijkse kosten [mln €/GW]
Netverzwaring	9	10 jaar	Oneindig	Oneindig	€ 21
Curtailement (zonneparken)	9	direct	2	2	5
Batterijen	9	1-2 jaar	Oneindig	Oneindig	€ 355
P2G/elektrolyse	7	1-2 jaar	1	5	€ 61
V2G	7	direct	0.3	0.6	laag
Demand response	9	direct	0.3 - 0.6	0.6	laag
HVDC	9	10 jaar	Oneindig	Oneindig	€ 21

Voor netverzwaring, curtailement, batterijen en P2G hebben we een inschatting gemaakt van de jaarlijkse kosten door middel van de onderstaande berekeningen.

Netverzwaring (excl. HS/MS stations)	Eenheid	Bron
Investerings	800 mln euro	Interview TenneT
Afschrijvingstermijn	40 Jaar	Aanname
WACC	3.2 %	Rentevoet van netbeheerder
Onderhoud (% van investering per jaar)	2 %	Aanname
Jaarlijkse kosten CAPEX	36 mln euro	
Jaarlijkse kosten OPEX	16 mln euro	
Totale jaarlijkse kosten	52 mln euro	
Netverzwaring	2.633 GW	Investeringsplan TenneT 2020-2019 standaard 380 kV
Powerfactor	0.95	Aanname
Vermogen	2.5 GW	
Jaarlijkse kosten per GW	21 mln euro	

Curtailement (zonneweide)	Eenheid	Bron
Curtailement percentage	30 %	Aanname
Energieverlies	2 %	Eigen berekening o.b.v. Energietransitiemodel
Vollasturen	1000 uur	Aanname
Gederfde inkomsten	60 €/MWh	PBL Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019
Vermogen Zon-PV	7 GW	Aanname o.b.v. ontwikkeling zon-pv Noord-Nederland
Vermogen (capaciteitsbehoefte vermindering)	2.1 GW	
Gederfde inkomsten	8 mln euro	
Jaarlijkse kosten per GW	4 mln euro	

Batterijen	<i>Eenheid</i>	<i>Bron</i>
Vermogen	1.2 MW	ING (2019). Bedrijven laden zich beperkt op voor batterij
Capaciteit	7 uren	Aanname
Investering	600000 €/MW	ING (2019). Bedrijven laden zich beperkt op voor batterij
Totale investering	5 mln euro	
Afschrijvingstermijn	15 jaar	ING (2019). Bedrijven laden zich beperkt op voor batterij
WACC	3.20 %	Aanname
Onderhoud (% van investering per jaar)	1.00 %	ING (2019). Bedrijven laden zich beperkt op voor batterij
Jaarlijkse kosten CAPEX	0.43 mln euro	
Jaarlijkse kosten OPEX	0.05 mln euro	
Totale jaarlijkse kosten	0.48 mln euro	
Verkoopprijs elektriciteit	50 €/MWh	Aanname
Inkoopprijs elektriciteit	10 €/MWh	Aanname
Delta inkoop-verkoopprijs	40 €/MWh	
Efficiëntie	85 %	Energietransitiemodel
Energie-inhoud	7.14 MWh	
OEE	50 %	Aanname
Jaarlijkse levering	1303 MWh	
Jaarlijkse opbrengst	0.05 mln euro	
Jaarlijkse kosten per GW	355 mln euro	

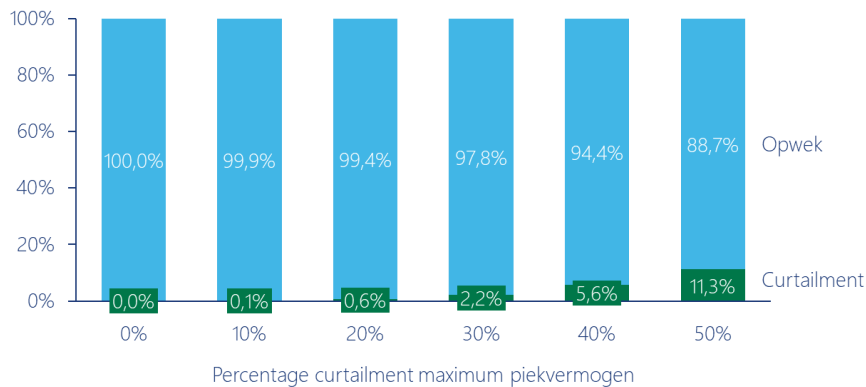
P2G/elektrolyse	<i>Eenheid</i>	<i>Bron</i>
Vermogen	1000 MW	
Investering	1372 €/kWe	DNV-GL (2019). Hydrogen in the electricity value chain
Afschrijvingstermijn	20 Jaar	DNV-GL (2019). Hydrogen in the electricity value chain
WACC	3.2 %	Aanname
Onderhoud (% van investering per jaar)	2 %	DNV-GL (2019). Hydrogen in the electricity value chain
Jaarlijkse kosten CAPEX	94 mln euro	
Jaarlijkse kosten OPEX	27 mln euro	
Totale jaarlijkse kosten	121 mln euro	
Verkoopprijs H2	1.36 €/kg	
Inkoopprijs elektriciteit	10 €/MWh	
Vollasturen	3000 uur/jaar	DNV-GL (2019). Hydrogen in the electricity value chain
Efficiëntie	74 %	DNV-GL (2019). Hydrogen in the electricity value chain
Omrekenfactor	33 kWh/kg	
Jaarlijkse productie H2	66606661 kg	
Kosten elektriciteit	30 mln euro	
Jaarlijkse opbrengst H2	61 mln euro	
Jaarlijkse kosten per GW	61 mln euro	

Voor V2G hebben we een inschatting gemaakt van de capaciteit op basis van de onderstaande berekening. Het is erg lastig om de jaarlijkse kosten in kaart te brengen, omdat er momenteel weinig informatie is over een grootschalige business case voor V2G. We verwachten dat de jaarlijkse kosten relatief laag zullen zijn ten opzichte van alternatieven, omdat de benodigde batterijcapaciteit al aanwezig is in de elektrische voertuigen. Op te kunnen beoordelen of V2G een goed alternatief is, jaarlijkse kosten buiten beschouwing gelaten, moet de capaciteit van V2G voldoende zijn. Hierover zijn geen exacte cijfers beschikbaar voor Noord-Nederland, daarom hebben we op basis van de onderstaande berekening een inschatting gemaakt van de capaciteit.

V2G		<i>Eenheid</i>	<i>Bron</i>
Totaal geladen (2017)	41753752	kWh	Elaad (2020) Smart Charging strategies for optimizing the power grid, sustainable energy and energy price
Totale hoeveelheid sessies	5030872	Sessies	Elaad (2020) Smart Charging strategies for optimizing the power grid, sustainable energy and energy price
Totale tijd aan het laden	8319250	uur	Elaad (2020) Smart Charging strategies for optimizing the power grid, sustainable energy and energy price
Totaal vermogen per laadsessie	5.0	kW	
Beschikbaarheid auto's	20	%	Aanname
Batterijcapaciteit auto	80	kWh	EV-database (2020). Cheatsheet
Aantal EVs 2017 in Nederland	200000	Evs	CBS (2020) . Bijna 200 duizend stekkerauto's
Aantal EVs 2030 in Nederland	1900000	Evs	NAL (2019)
Aantal EVs 2030 in Noord-Nederland	300000	EVs	In schatting o.b.v. CBS auto's per provincie
Aantal EVs 2050 in Noord-Nederland	800000	EVs	Aanname
Potentie in 2030	5	GWh	
Vermogen in 2030	0.3	GW	
Potentie in 2050	13	GWh per jaar	
Vermogen in 2050	0.8	GW	

Bijlage 2. Curtailment

Bij curtailment wordt niet alle elektriciteit op het net gebracht. Wanneer het percentage curtailment toeneemt, zal ook het gedeelte elektriciteit dat niet op het net wordt gebracht toenemen. Deze toename is niet lineair, omdat curtailment toepast wordt aan de bovenkant van de piekproductie. De momenten waarop dit gebeurt zijn schaars, tenzij er een groot percentage curtailment wordt gehanteerd. In dat geval zullen er meer momenten zijn waarop de opgewekte elektriciteit niet op het net kan worden gebracht. Figuur 8 geeft het effect van curtailment op het gedeelte elektriciteit dat niet op het net wordt gebracht weer.



Figuur 8: Effect van curtailment op energieverlies

Bijlage 3. Bronnenlijst

Berenschot & Kalavasta (2020). Klimaatneutrale energiescenario's 2050

Berenschot & Quintel (2020). Systeemstudie Overijssel (nog niet gepubliceerd)

Buck Consultants International & CE Delft (2020). MRA-brede Strategie Datacenters

CBS (2020). Bijna 200 duizend stekkerauto's

CBS Statline (2020). Windenergie op land; productie en capaciteit per provincie

CE Delft (2019). Systeemstudie energie-infrastructuur Groningen-Drenthe

CE Delft (2019). Systeemstudie Noord-Nederland

Chemiepark Delfzijl, <https://www.chemieparkdelfzijl.nl/bedrijven/599094-akzonobel-delesto>

Commercialsolarguy (2020). Americas first gigawatt battery permitted in California; the state needs about three of them to fight the blackouts

DNV-GL (2019). Hydrogen in the electricity value chain

Eerste Kamer (2019). Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie

Elaad (2020) Smart Charging strategies for optimizing the power grid, sustainable energy and energy price

Energeia (2020). Voorkomen van files op het Nederlandse net kost Tennet fors meer

EV-database (2020). Cheatsheet

Hollandskroonactueel (2020). Microsoft start ontwikkeling tweede perceel voor datacenter,

NSPWH <https://northseawindpowerhub.eu/nswph-programme-progress>

Hva (2018). <https://www.hva.nl/binaries/content/assets/subsites/urban-technology/vehicle2grid-repository.pdf?1518609633302>

Industrietafel Noord-Nederland (2019). Eindrapportage industrietafel Noord-Nederland reductie CO2-emissie

ING (2019). Bedrijven laden zich beperkt op voor batterij

Kennisplatform. www.kennisplatform.nl/ervaringen-hvdc-in-andere-landen

NAL (2019)

Netopzee.eu

NKT (2020). Corridor projects, Germany, <https://www.nkt.com/references/corridor-projects-germany>

Schavemaker, Pieter, and Van der Sluis, Lou (2017). Electrical Power System Essentials

NoordHollands Dagblad (2020). Google geeft openheid over datacenter in Hollands Kroon; mega-investerings goed voor 125 arbeidsplaatsen

Noordzeeloket (2020). Windparken in ontwikkeling, <https://www.noordzeeloket.nl/functies-gebruik/windenergie-zee/in-ontwikkeling-op>

Nouryon (2020). REMIT Transparency Platform

NRC (2020). Energie Energieslurpende datacentra frustreren milieudoelstelling

NRC (2020). Gebroken belofte hoe de Wieringermeerpolder dichtslabde met windturbines en datacentra

Official Journal of the European Union – Regulation (EU) 2019/943 of the European parliament and of the council, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN#d1e2220-54-1>

PBL (2019). Klimaat- en energieverkenning 2019

PBL Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019

Plant (2019). Air Liquide adds 20MW hydrogen system to Becancour plant

Recharge (2020). World's largest battery storage complex brought on line in California as blackouts loom

Regionale energiestrategie Drenthe (2020). Concept RES

Regionale energiestrategie Friesland (2020). Concept RES

Regionale energiestrategie Groningen (2020). Concept RES

Reuters, Power-technology.com

Smart solar charging (2020). <https://smartsolarcharging.eu/het-project>

SPglobal (2020). Dutch 20MW green hydrogen electrolyzer project secures EU funding,

Tauw (2017). Noord-West 380 kV Eemshaven Oudeschip-Vierverlaten

TenneT (2020). Ontwerpinvesteringsplan net op land 2020-2029

Bijlage 4. Additionele analyse op basis van de CES en Convenant

Industrie, het IP2020, het concept CES en het convenant

Aanleiding

Deze bijlage bevat een additionele kwalitatieve impactanalyse voor het nut en de noodzaak van netversterking in Noord-Nederland, rekening houdend met nieuwe informatie ingebracht op basis van het nog niet gepubliceerde CES onderzoek ("Cluster Energiestrategie Noord-Nederland").

Voor het onderzoek naar het nut en de noodzaak van netverzwaring in Noord-Nederland is bij aanvang gebruik gemaakt van bestaande scenarioverkenningen, investeringsplannen, plannen ten aanzien van regionale energie strategieën en ter beschikking gestelde informatie naar aanleiding van interviews, etc. (zie ook hoofdstuk 3 rapportage). Gedurende het onderzoek hebben er echter nieuwe onderzoeken en ontwikkelingen plaats gevonden welke in eerste instantie niet bekend waren. Aan het eind van dit onderzoek, in november 2020, werd deze nieuwe informatie bekend en ingebracht op basis van het nog niet gepubliceerde CES onderzoek ("Cluster Energiestrategie Noord-Nederland").

Deze nieuwe informatie in het concept CES betreft plannen en verwachtingen over de omvang van de industrie, de veranderingen in de energiestromen daarnaar en de productie van waterstof middels elektrolyse in Noord-Nederland. Wij hebben geconstateerd dat deze nieuwe plannen en verwachtingen in het CES ten aanzien van de industrie de eerdere scenario grenzen overstijgen van het IP2020 van TenneT. Het valt dus buiten de bandbreedtes van de gebruikte scenario's van IP2020, die een belangrijk fundament vormden voor de analyse en conclusie in dit onderzoek ten aanzien van Nut en Noodzaak van netverzwaring in Noord-Nederland.

Aangezien deze informatie helemaal aan het eind van het onderzoek beschikbaar kwam is overleg met de opdrachtgever gevoerd over de vraag hoe dit te verwerken. Enerzijds bevat concept CES dermate nieuwe relevante informatie, dat het onderzoek niet compleet was zonder daarmee rekening te houden. Anderzijds was het niet praktisch doenlijk om het hele onderzoek overnieuw te doen temeer daar dit ook compleet nieuwe basisberekeningen van TenneT zou vergen, die pas in een volgende cyclus over enkele jaren gepland zijn. Daarbij speelt bovendien, dat het CES nog een concept was en dat projecties daarin nog van diverse factoren afhangen.

Gekozen is daarom voor een tussenweg van een impactanalyse, waarbij is gekeken naar de invloed van het CES op de eerder gedane analyses in het onderzoek. Deze bijlage onderzoekt dan ook wat de impact is van de gegeven input op basis van de concept CES voor Noord-Nederland, waarbij de verwachtingen en plannen uit het CES zijn vertaald in de verschillende scenario's. Hiermee is vervolgens naar de loadflow berekeningen gekeken en is voor alle trafo's en verbindingen bekeken wat de te verwachten impact is van de aangepaste vermogens in de scenario's op basis van de gegeven input in het CES.

Onderhavige analyse geeft eerst weer op welke manier de scenario's zijn aangepast op basis van de plannen vanuit het CES. Vervolgens is per scenario kwalitatief gekeken naar de te verwachte impact op de verschillende knelpunten op basis van de toegenomen vermogens in termen van vraag vanuit de industrie en elektrolyse. Deze analyse is uitgevoerd door Berenschot en gevalideerd door TenneT.

De scenario's

Belangrijk fundament voor dit onderzoek zijn scenario's die duiden welke toekomstige elektriciteitsopwek en -vraag er te verwachten is. Recent heeft de Industrie in Noord-Nederland hun concept CES (Cluster Energie Strategie) gepresenteerd. De geschetste groei van de vermogensbehoefte van de industrie in Noord-Nederland

lijkt in de CES de eerdere scenariogrenzen van het IP2020 te overstijgen. Deze toekomstverwachtingen worden gepresenteerd in de “Cluster Energiestrategie Noord-Nederland” en zijn ook opgenomen in het convenant, van december 2020, (tussen de provincie Groningen, Groningen Seaports, TenneT en Enexis)

“Vorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen”. Ten tijden van het starten en uitvoeren van dit onderzoek waren de CES en het convenant nog niet bekend. In de consultatie met stakeholders is aangegeven dat deze inhoud inmiddels bekend is en publicatie aanstaande. We hebben dan ook op basis van de concept CES en het convenant een additionele kwalitatieve analyse uitgevoerd. Het effect van deze ontwikkelingen op de knelpunten en de conclusies voor nut en noodzaak van netversterking in Noord Nederland (NW380 kV fase 2) hebben wij daarom nader bestudeerd. De resultaten van deze analyse, welke in samenwerking met TenneT, is uitgevoerd treft u in deze bijlage.

Omgaan met onzekerheden in het investeringsplan

Het investeringsplan van TenneT is op de analyse van scenario's (zie paragraaf 3.2) gebaseerd en tracht de toekomstige behoefte aan (elektrische) infrastructuur te verkennen. Iedere twee jaar worden het investeringsplan en de onderliggende scenario's geüpdatet. Nieuwe ontwikkelingen worden tijdens zo'n update meegenomen en het investeringsplan kan daarop worden bijgesteld. Vooral voor langetermijninvesteringen is deze update van belang, hiermee kan het nut en de noodzaak van deze investeringen gedurende de planfase worden gemonitord en, indien de ontwikkelingen bestendig blijken, ook worden bijgesteld. Dit betekent dat de voornemens uit het CES in 2022 worden meegenomen in het Investeringsplan van TenneT.

Op basis van onze aanvullende analyse op het IP2020 naar het effect van verdere elektrificatie van de industrie, zoals geschetst in de Cluster Energiestrategie Noord-Nederland, blijft het nut en noodzaak voor NW380 kV fase 2 bestaan. Bij het opstellen van het IP2022 adviseert Berenschot TenneT evenwel om de toekomstverwachtingen van de industrie in Noord-Nederland in detail mee te nemen.

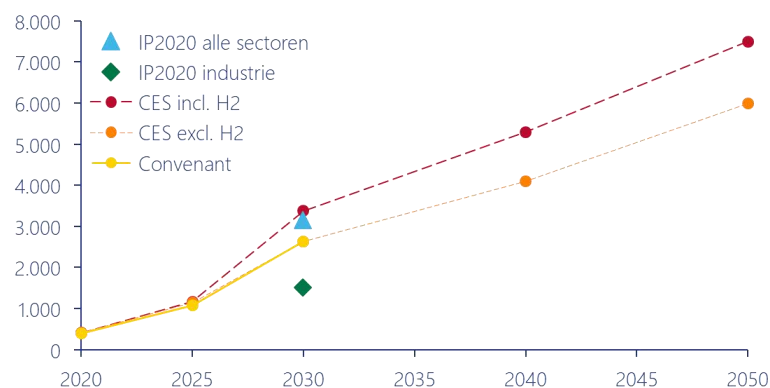
Methode

De analyse die Berenschot en TenneT hebben uitgevoerd op basis van de industrieplannen in Noord-Nederland is niet een volledige herhaling van de analyses achter het investeringsplan. Wij hebben allereerst een inschatting gemaakt van de ondergrens en bovengrens van de ontwikkelingen per IP2020-scenario. Vanuit deze ondergrens en bovengrens hebben wij de impact op de knelpunten kwalitatief beschouwd. Op basis van deze analyse hebben wij onze conclusies aangescherpt omtrent nut en noodzaak van NW380 kV fase 2.

Prognose

Het IP2020 van TenneT gaat uit van een totale belasting in Noord-Nederland van zo'n 3150 MW in het Klimaatakkoord-scenario. Op basis van een analyse van Berenschot zou ongeveer de helft van deze belasting voor rekening komen van de industrie en datacenters in Noord-Nederland: in totaal zo'n 1500 MW aan belasting. Dit getal is weergegeven in Figuur 9 als "IP2020 industrie". In het FSI-scenario (scenario's zijn beschreven in paragraaf 3.2) wordt rekening gehouden met 800 MW extra belasting vanuit elektrolyse (totaal voor industrie 2300 MW).

IP2020, CES en convenant prognoses voor belasting industrie en datacenters



Figuur 9. Prognoses belastinggroei t.g.v. de elektrificatie van de industrie in Noord-Nederland

De concept CES schetst een route voor verduurzaming van de industrie inclusief de vermogensgroei van datacenters in Noord-Nederland. Een deel van deze verduurzaming komt voort uit elektrificatie, daarnaast stijgt het gevraagde vermogen door economische groei en nieuwe vestigingen van bedrijven in Noord-Nederland. Hierdoor stijgt de belasting van de industrie van nu 410 MW naar 3380 MW in 2030.

Voor 2025 is de CES gebaseerd op concrete plannen voor elektrificatie van de industrie. Voor 2030 is de prognose gebaseerd op verwachtingen uit gesproken tijdens gesprekken voor vestiging van bedrijven in Noord-Nederland.

Na 2030 is de CES gebaseerd op het streven naar volledige verduurzaming van bestaande industrie. Voor het eindbeeld 2050 is door de individuele leden van de Industrietafel Noord-Nederland ingeschat hoe zij klimaatneutraal kunnen worden en welke elektrificatievermogen daarbij hoort. Uit dit eindbeeld is middels backcasting het 2040 beeld opgesteld.

De CES noemt een aantal belangrijke randvoorwaarden voor de groei in elektrisch vermogen:

- De infrastructuur moet ruimte bieden;
- Prijsstelling voor energie moet gunstig zijn om de plannen te laten slagen;
- Er zal voldoende duurzaam vermogen beschikbaar moeten zijn.

Het convenant dat gesloten is tussen de provincie Groningen, Groningen Seaports (vertegenwoordiger van de industrie in Noord-Nederland), TenneT en Enexis, bouwt aan het verzorgen van de eerste randvoorwaarde. In het convenant gaat men uit van een aangesloten vermogen van de industrie van 2630 MW in 2030.

De prijsstelling voor energie is de grootste onzekere factor m.b.t. de groei van het elektrisch vermogen. Zeker op het gebied van waterstofproductie lijkt de commerciële exploitatie van een elektrische waterstoffabriek nog ver weg doordat groene waterstof nog niet concurrerend is op prijs met grijze waterstof.

Ondergrens en bovengrens en effect op knelpunten

De ondergrens en bovengrens van de ontwikkelingen behandelen we per scenario (benoemd in paragraaf 3.2.).

Alternatieve transitie-scenario

Voor het alternatieve transitie-scenario verwachten we geen verdere groei van elektrificatie in de industrie, omdat dit scenario vooral uit gaat van andere technieken dan elektrificatie om te voldoen aan de verduurzamingsdoelstellingen.

Klimaatakkoord-scenario ondergrens

In het klimaatakkoord-scenario verwachten we dat in ieder geval de plannen voor 2025 vanuit de CES doorgang vinden maar dat het wellicht langer duurt om ze te realiseren. De ondergrens wordt daarom gevormd door de elektrificatie die meegenomen is in het IP2020, waarbinnen de 2025 plannen van de CES passen. Bij de ondergrens blijven de knelpunten die het IP2020 voor 2030 identificeert voor het KA-scenario bestaan, zonder de nut en noodzaak van NW380 fase 2 te ondergraven. (O.a. trafo's in Meeden en Ens en verbindingen Bergum-Vierverlaten, Ens-Zwolle)

Klimaatakkoord-scenario bovengrens

Voor de bovengrens in het klimaatakkoord-scenario verwachten wij dat het convenant wordt uitgevoerd en dat de industrie in 2030 2630 MW aan vermogen zal vragen in Noord-Nederland. Dit betekent dat de industrie zo'n 1000 MW extra vraag naar elektriciteit geeft op het net ten opzichte van het IP2020 klimaatakkoord scenario. Het effect hiervan is beschouwd in een (door TenneT intern uitgevoerde) aanvullende analyse op het KA-scenario waarin een groei van het datacentervermogen in de regio Eemshaven van 80 MW in 2020 naar 600 MW in 2030 verondersteld is. De analyse toont dat dan een nieuw knelpunt signaleerd wordt en bestaande knelpunten zich nadrukkelijker manifesteren. Gegeven deze aanvullende berekening met 600 MW wordt het nut en de noodzaak van NW380 fase 2 verder bevestigd. (Knelpunten blijven bij o.a. Bergum-Vierverlaten, trafo Ens en Meeden)

FSI-scenario ondergrens

Voor het FSI-scenario verwachten we dat het convenant de ondergrens vormt met 2630 MW aan belasting vanuit de industrie. In het huidige FSI-scenario wordt uitgegaan van een elektriciteitsvraag van 2300 MW vanuit de industrie. Deze prognose wordt dus met 330 MW overschreden. De extra 330 MW elektriciteitsvraag vanuit de industrie is de ondergrens en heeft een beperkt effect op de knelpunten: 300 MW komt overeenkomt met ca. 10% van het transportvermogen van een 380 kV verbinding. De overschrijdingen van dit vermogen zijn echter onvoldoende groot, waarvoor de grotere elektrische vraag slechts een beperkt dempend effect heeft. De realisatie van project NW380 fase 2 blijft desondanks nuttig en noodzakelijk gezien het grote aantal gesignaleerde knelpunten. (Knelpunten blijven bij o.a. verbinding Eemshaven-Meeden, Eemshaven-Eemshaven Oudeschip, Bergum-Vierverlaten en trafo's Meeden en Ens).

FSI-scenario bovengrens

Voor de bovengrens verwachten we dat niet alleen de industrieplannen maar ook dat de waterstofplannen voor 2030 doorgang zullen vinden in Noord-Nederland. De bovengrens van het vermogen dat in de CES geschetst wordt bedraagt 3380 MW in 2030. Dit betekent een netto toename van circa 1000 MW ten opzicht van het FSI-scenario.

Bij de bovengrens is de impact van de extra elektriciteitsvraag logischerwijs groter. Hierbij moeten twee zaken nader beschouwd worden. Allereerst zal de belasting door waterstoffabrieken sterk gerelateerd zijn aan de beschikbaarheid van duurzaam opgewekte energie uit offshore windparken die aanlanden in de regio Eemshaven. Aanlanding in de regio Eemshaven is belangrijk, want anders wordt het minder waarschijnlijk dat er grotere

waterstoffabrieken zullen worden gebouwd. Er van uitgaande dat er veel wind op zee aan land, zal het effect van de toenemende elektriciteitsvraag ten minste net zo groot zijn als in de analyse van het FSI-ondergrens-scenario. De vraag naar elektriciteit wordt immers groter in dit FSI-bovengrens-scenario. De vraag naar elektriciteit stijgt in het FSI-bovengrens-scenario vanwege nieuwe en groei van bestaande industriële aangesloten. Deze industriële partijen hebben behoefte aan een robuust 380kV net. Zaken als leveringszekerheid, spannings- en frequentievastheid, minimale harmonische vervuiling en kortsluitvermogen worden steeds belangrijker voor een betrouwbare bedrijfsvoering. Dit zou kunnen zorgen voor roep om een versterking van het 380 kV in Noord-Nederland. (Knelpunten blijven o.a. bij: Bergum-Vierverlaten, trafo's Meeden en Ens en verbinding Eemshaven-Eemshaven Oudeschip)

Tabel 2, Onderstaande tabel toont een overzicht van de aangenomen vermogens aan elektriciteitsvraag voor de industrie (incl. waterstofproductie) per scenario voor de ondergrens en bovengrens op basis van input uit het CES. Op basis hiervan is de impact op de knelpunten ingeschat, conclusies zijn vet gedrukt weergegeven.

Scenario 2030	IP2020 vermogen industrie	Ondergrens elektrificatie industrie	Bovengrens elektrificatie industrie
Alternatieve transitie	~1500 MW	1500 MW standaard IP2020	1500 MW standaard IP2020
Klimaatakkoord	~1500 MW	1500 MW standaard IP2020 Onderbouwing nut & noodzaak netversterking op basis van knelpunten blijft van kracht.	2630 MW op basis van convenant Onderbouwing nut & noodzaak netversterking op basis van knelpunten wordt sterker, getoetst aan de hand van verkennende analyse met gedeeltelijke groei belasting.
Fundament voor systeemintegratie	~1500 MW + 800MW elektrolyse	2630 MW op basis van convenant Onderbouwing nut & noodzaak netversterking op basis van knelpunten blijft van kracht.	3380 MW op basis van concept CES Onderbouwing nut & noodzaak netversterking op basis van knelpunten wordt wat minder stringent, maar behoefte aan robuustheid stijgt.

Conclusie

De additionele impact analyse van de concept CES (Cluster Energie Strategie) en het convenant "Voorbereidingswerkzaamheden netuitbreidingen ten behoeve van de cluster energiestrategie Groningen" laat het volgende beeld zien:

- De grotere elektriciteitsvraag van de industrie en waterstofproductie, zorgt ervoor dat sommige knelpunten mogelijk minder (vaak) overbelast zijn, maar dat geldt lang niet voor alle knelpunten: er is slechts een beperkte tot geen impact op een groot gedeelte van de knelpunten, die dus blijven bestaan.
- Daarnaast ontstaan er potentiële nieuwe knelpunten als gevolg van de extra elektriciteitsvraag door de industrie, die niet altijd (zeker) lokaal wordt afgedekt.
- Bovendien vangt de extra elektriciteitsvraag in de industrie vooral energie op in de regio Noord-Groningen maar biedt het geen oplossing voor knelpunten als gevolg van decentrale hernieuwbare opwek in Friesland.

Conclusie op basis van deze additionele impactanalyse is dan ook dat het nut en de noodzaak voor netverzwaring in Noord-Nederland van kracht blijft, ook bij een groeiende elektriciteitsvraag in de industrie en extra waterstofproductie als opgenomen in het concept CES Noord-Nederland.



Berenschot

Berenschot is een onafhankelijk organisatieadviesbureau met 350 medewerkers wereldwijd. Al 80 jaar verrassen wij onze opdrachtgevers in de publieke sector en het bedrijfsleven met slimme en nieuwe inzichten. We verwerven ze en maken ze toepasbaar. Dit door innovatie te koppelen aan creativiteit. Steeds opnieuw. Klanten kiezen voor Berenschot omdat onze adviezen hen op een voorsprong zetten.

Ons bureau zit vol inspirerende en eigenwijze individuen die allen dezelfde passie delen: organiseren. Ingewikkelde vraagstukken omzetten in werkbare constructies. Door ons brede werkkterrein en onze brede expertise kunnen opdrachtgevers ons inschakelen voor

Berenschot B.V.

Van Deventerlaan 31-51, 3528 AG Utrecht

Postbus 8039, 3503 RA Utrecht

030 2 916 916

www.berenschot.nl

[in/berenschot](https://www.linkedin.com/company/berenschot)